ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ИЮЛЬ-СЕНТЯБРЬ

3/2020

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:



Что такое «качественная сейсморазведка»

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Рынок сейсморазведочных работ - состояние, прогноз развития, предложения - мнение эксперта

SMARTSOLO
World's First Smart Seismic Sensor

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ СЕЙСМИЧЕСКИЙ ДАТЧИК

СОВЕРШАЕТ ПЕРЕВОРОТ В СТОИМОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

работы ведутся вдвое быстрее

на 50% уменишается количество рабочих бригад и техники на проекте

на 50% снижена операционная стоимость проекта



ВЫСОКОПЛОТНУЮ СЕЙСМОРАЗВЕДКУ ТЕПЕРЬ МОЖНО ДЕЛАТЬ ДЕШЕВО!

《ВКонтакте》

Первый в мире интеллектуальный сейсмический датчик
Высокоплотная и экономичная сейсморазведка — теперь это возможно

Email: marketing@dtcc.asia
Tel:+86-10-60844158
Website: www.smartsolo.com.ru/www.dtcc.biz

Общие глобальные поставки
300,000
каналов

ТЕМА НОМЕРА:

Что такое «качественная сейсморазведка»

СОДЕРЖАНИЕ:

Наши партнеры
Логотипы организаций, участвующих в издании этого номера журнала 4

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

Главный редактор журнала Слонов Д.Н. 5

ТЕМА НОМЕРА

О контроле технологии и качества полевых сейсмических исследований
Асылгареев И.И., Варенков Е.В., Гринчук П.И., Скачков Д.В.,
Рябошапко С.М., Цыпышев Н.Н. 6

Методы QC нодальных сейсморазведочных систем SmartSolo
Lei Zou 15

RT System 2 – Контроль качества без проводов и в реальном времени
Кузьмичев В.Е. Ермаков С.А. 21

Развитие контроля качества сейсмической информации
Грибов Э.Н. 28

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Использование теории сферического излучателя с целью уточнения параметров взрывного скважинного источника
Кострыгин Ю.П., Хасан Р.Е. 32

О связи упругих и электрических характеристик ВЧР для целей сейсморазведки МОГТ
Дмитриев Ю.Ю., Тригубович Г.М., Гоц И.А., Батманов И.А., Рябошапко С.М. 40

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Первая отечественная нодальная бескабельная система «Открытие» с электронно-молекулярными датчиками
Абдулвалиев М.Т. Тиссен А.П., Толкачев В.М., Череповский А.В. 46

О развитии технических средств регистрации сейсмического сигнала и вибрационной разведки. Часть 2. технология «Вибросейс»
Жуков А.П., Горбунов В.С. 54

Проведение натурных испытаний опытного образца водного электромагнитного импульсного невзрывного сейсмоисточника на полигоне
Кузьмиченко Н.В., Антоневич Г.В., Семеновых Р.В., Малюта С.И., Зиновьев С.Г. 68

ЛЮДИ, ДАТЫ, СОБЫТИЯ

Смертельные качели для рынка сейсморазведки
Жужель В.С. 78

НАШИ ПАРТНЕРЫ

Приборы и системы разведочной геофизики.
Общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал. Издается с 2002 г.

Главный редактор:
Слонов Д.Н.

Редакционная коллегия:
к.т.н. Абдулвалиев М.Т.
к.т.н. Белоусов А.В.
к.г-м.н. Волкова Е.Н.
д.т.н. Гогоненков Г.Н.
к.т.н. Горбачев С.В.
Гурьев С.В.
к.т.н. Детков В.А.
д.т.н. Жуков А.П.
Запорожец Б.В.
д.г-м.н Золотая Л.А.
д.т.н Кострыгин Ю.П.
д.г-м.н Михеев С.И.
к.т.н. Тарасов Н.В.
к.т.н. Циммерман В.В.

Руководитель проекта
Матвеев С.А.

Корректор:
Дурова И.Э.

Учредитель:
СРО МОО ЕАГО

Издатель:
ООО «ПСРГео»

Адрес издательства:
г. Саратов. Ул.Осипова, 1
Телефон +7-987-822-68-37

Обложка и оформление:
Мокроусов Д.В.

Вёрстка:
Мокроусов Д.В.

Ответственность за подбор и изложение фактов в статьях несут авторы. Редколлегия может публиковать статьи, не разделяя точки зрения авторов. Контакты с авторами статей ведутся через редакцию.

Тираж отпечатан в типографии ООО «Формат»
Тел. +7 (8452) 39-33-77
Тираж: 300 экз.

Подписано в печать:
18.09.2020

Дата выпуска:
30.09.2020

Издание зарегистрировано в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций за номером ПИ № 77-7906 от 27.04.2001 г.
ISSN: 2074-8906
Web-сайт: psrgeo.ru

Уважаемые коллеги!

Третий номер журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики», посвящённый вопросам **«качественной сейсморазведки»,** получился насыщенным и разнообразным.

В развитие основной темы номера специалисты компании «Геосейсконтроль» рассказывают о современном видении роли супервайзера в геофизическом проекте. Супервайзер является не просто бескомпромиссным «контролером-надсмоторщиком», но, прежде всего, человеком, от которого зависит качественное выполнение проекта. Причем цель выполнения работы в его задачах - первостепенна. А, значит, специалист-супервайзер должен помогать своим опытом и статусом поиску технологических и организационных решений, обеспечивающих безусловное выполнение проекта без ущерба для качества. Супервайзинг – это не костные догмы, а живой процесс. И радует, что с такими мыслями выходят специалисты самой известной компании, занимающейся контролем качества сейсморазведочных работ.

Сразу три статьи посвящены бескабельному оборудованию. В первой рассказывается о контроле качества в работе одной из самых массовых нодальных систем SmartSolo. Во второй статье представителей Wireless Seismic дается информация о бескабельной телеметрии, обеспечивающей контроль качества в реальном времени. При этом авторы не просто перечисляют технические характеристики системы RT2, но и рассказывают об очередном интересном проекте, выполненным данной системой. И в третьей статье специалисты Холдинга «ГеотекСейсморазведка» делятся информацией о практическом применении уникальной высокочувствительной системы «Открытие», обеспечивающей регистрацию данных в широком частотном диапазоне, начиная с 1Гц. Опытно-производственные работы выполнялись в прошедшем сезоне. А в сезоне предстоящем система «Открытие» будет работать уже в производственном режиме. Верим в перспективы отечественной разработки и внимательно следим за новыми публикациями.

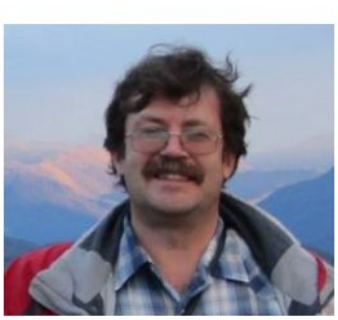
Журнал «Приборы и Системы разведочной геофизики» не только рассказывает о новом оборудовании и технологиях. Все темы, интересные нашим читателям, могут быть представлены на его страницах. В этом номере мы даем острую статью с анализом текущей ситуации на рынке сейсморазведки, подготовленную Виктором Жужелем. Надеемся, что статья «Смертельные качели для рынка сейсморазведки» даст толчок серьезной дискуссии о перспективах нашей отрасли.

Продолжают исторический экскурс в развитие геофизического оборудования коллеги компании «GDS», дающие обзор теперь невзрывных источников возбуждения. Работа получилась насыщенная и объемная, настолько, что в данном номере мы представляем только первую часть большого исследования. Вторая часть работы будет опубликована уже в четвертом номере.

Следующий, четвертый номер мы решили посвятить вопросам **переобработки старых материалов по новым технологиям.** Значение бережного обращения с геофизическими архивами, возможность получения новой информации из старых данных, практические примеры эффективной переобработки, — вот темы, о которых мы хотели бы рассказать в следующем журнале. Но, как всегда, тематика номера не ограничивает наших авторов, и мы готовы размещать другую актуальную информацию.

Развиваются наши сообщества в социальных сетях. Надеемся на помощь читателей в вопросе дальнейшего расширения аудитории активным привлечением новых участников в группы, распространением и отдельных статей, и журнала в целом.

Хорошего вам чтения, дорогие друзья!





Слонов
Дмитрий
Николаевич

О контроле технологии и качества полевых сейсмических исследований

Асылгареев И.И., Варенков Е.В., Гринчук П.И., Скачков Д.В., Рябошапко С.М., Цыпышев Н.Н., ЗАО НПЦ "ГеоСейсКонтроль", г. Москва

Современные аппаратура, оборудование, программное обеспечение, полевая методика, применяемые в настоящее время при сейсмических исследованиях требуют на только участие в них высококвалифицированных специалистов, но и соответствующих регламентирующих инструкций, требований для проведения сейсморазведочных работ. Существующие инструкции, требования Заказчиков к проведению сейсмических исследований не только часто ограничивают производительность, но порой не соответствуют современной технологии сейсморазведочных работ.

В данной статье приведены некоторые примеры существующих проблем по предложенной выше теме.

В первом номере журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» за 2020 г. была представлена интересная статья – «Контроль качества в современных бескабельных системах». Она хороша не только профессиональным изложением заявленной темы, но и объявлением о том, что сейсмическая организация ПАО «Геотек» ведет научно-производственную разработку нодальной системы «Открытие». То есть российская компания, проводящая сейсмические исследования с использованием иностранных систем регистрации, намерена внести свою лепту в процесс создания современной отечественной аппаратуры (оборудования) для сейсмических исследований.

Но при всём позитиве вышесказанного, в ежедневном процессе сейсморазведочных работ контроль технологии и качества остаётся непременно важной и постоянной составляющей сейсмических исследований.

Известное в России ЗАО Научно-Производственный Центр «ГеоСейсКонтроль» (ГСК) занимается не только разработкой и совершенствованием программного обеспечения для супервайзинга - контроля соблюдения технологии и качества полевых сейсморазведочных работ, но и непосредственно проводит его (в последнее время выполняет контроль в среднем на сорока геологических объектах геологоразведочных и нефтегазовых организаций в год). Указанный объём работ позволяет ГСК дать объективную оценку выполнения технологии и качества получаемого полевого материала специалистами сейсмических партий Подрядчика.

Современное развитие сейсмических аппаратурных комплексов, источников колебаний, полевых технологий, программного обеспечения и т.д. требует высокой технической подготовки соответствующих специалистов не только у Исполнителей работ и супервайзеров, но и у Заказчиков.

В данной статье на нескольких реальных примерах авторы намерены показать с какими банальными проблемами всё ещё сталкиваются специалисты при выполнении сейсмических исследований.

Анализ текущих вопросов супервайзинга.

Устаревшие требования и их «слепое» соблюдение.

В связи с потребностью непрерывного совершенствования методики и аппаратуры сейсморазведочных работ возникает потребность и в совершенствовании методов контроля качества исследований. Однако, данная потребность удовлетворяется не в полной мере, из-за чего в процессе работ между представителями Заказчика и специалистами Подрядчика возникают недопонимание, споры и разногласия. Следует отметить, что развитие методики и технологий не является единственной причиной возникновения проблем, связанных с контролем качества.

К примеру, на одной из площадей минимальная глубина скважины по проекту работ составляла 18 метров. При этом опережающие исследования МСК не проводились. В процессе работ было обнаружено, что несколько скважин имели глубину менее установленных 18 метров. Однако, «сейсмический материал» являлся кондиционным как «с визуальной точки зрения», так и по значениям атрибутов: амплитудно-частотных характеристик, ширины спектра и др. Они были сопоставимы с атрибутами, полученными при взрывах на глубине 18 метров. Однако, физические наблюдения, полученные с меньшей глубины заложения заряда, были забракованы представителем Заказчика. Это решение было аргументировано лишь установленной минимальной величиной глубины скважины в соответствии с требованиями в Геолого-техническом задании (ГТЗ) Заказчика. Порой такие решения исходят не только от супервайзеров, но и от геофизиков-обработчиков.

Подобных примеров достаточно и связаны они с различными критериями и допусками (количеством неработающих каналов, значениями атрибутов в окнах оценки уровня полезного сигнала, микросейсм и т.д.).

В частности, в настоящее время Заказчиком порой считаются кондиционными и принимаются физические наблюдения при отсутствии нескольких линий приёма, если данный недостаток не систематический, если это не приводит к падению значения кратности наблюдений ниже допустимого (падение кратности не ниже 10% от номинальной). Но при этом бракуется наблюдение при наличии 2-х или более подряд неработающих каналов.

В той же мере, подобное касается примеров по допускам в требованиях Заказчиков к атрибутам при контроле и анализе квалифицированными специалистами (представителями Заказчика и Исполнителя) качества сейсмической информации с помощью оконных оценок, споры о которых продолжаются по сей день.

На наш взгляд специалистам Заказчика и Подрядчика стоит обратить внимание на статью «Стандартные оценки качества полевого сейсмического материала» (Белоусов А.В., ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», г. Москва), помещенную в журнале «Приборы и системы» № 3/2011, в которой научно обоснован подход к применению оконных оценок, корректно разрешая эти споры.

Привязка фактического положения ПГН.

Необходимо напомнить, что в проектах топографо-геодезические работы при сопровождении сейсморазведоч-

ных работ по современной технологии должны проектироваться и состоять из двух этапов:

- вынос проектного положения ПГН на местность (установка колышков и вешек);

- привязка фактического положения ПГН после установки источников и приемников относительно ранее выставленных колышков и вешек, которая и интересует геофизиков-обработчиков.

Во всех ГТЗ говорится о требовании привязки фактического положения пунктов геофизических наблюдений (ПГН), причём слово - «фактического» на практике не для всех звучит однозначно.

Одни Заказчики в ГТЗ предполагают, что определённые геодезистами координаты расставленных вешек (колышков) ПП и ПВ (в т.ч. смещённым в результате рекогносцировки в соответствии проектного планирования) - это и есть фактическое положение ПГН, которое контролируется повторно в количестве от 1 до 3% (каждый Заказчик определяет этот процент контроля и его оплату по-своему). Другие – подразумевают координаты привязки истинного (фактического) положения сейсмоприёмников и пунктов возбуждения колебаний те, которые соответствует их положению во время регистрации наблюдений.

Но самое интересное: Подрядчики, в основном, не закладывают в объёмы топографо-геодезических работ повторную привязку действительного положения ПП и ПВ, а Заказчики «скромно» не замечают отсутствие этих работ в Проекте, но требуют для обработки представлять координаты фактического положения ПГН. При этом, супервайзер по топографо-геодезическим работам выполняет не контроль привязки фактического положения ПГН, а контроль привязки положения колышков и вешек. Но эта информация нужна разве что начальнику топографо-геодезического отряда и никому другому.

На наш взгляд и Заказчикам и Подрядчикам следует уделить должное внимание необходимости закладывать в Проект и в смету полный объём привязки фактического положения ПГН, с соответствующим финансированием Заказчиком этого вида топографо-геодезических работ.

«Бюрократизация» работы супервайзера.

В последнее время наблюдается негативная тенденция в увеличении отчетной документации супервайзера перед Заказчиком (ежедневная, еженедельная, ежемесячная, этапная отчетности) с постоянным увеличением из года в год объёма информации в этих отчётах. Все это занимает очень много времени, порой даже больше, чем контроль технологии полевых работ и качества материала. Появились крайние суждения о том: вести ли действенный контроль (при высокой кратности исследований и большой производительности в сутки) или отказаться от «супервайзерского» контроля.

Исходя из вышеизложенного, Заказчикам стоит задуматься и определиться: нужен ли им надлежащий контроль качества при достаточном количестве квалифицированных специалистов.

Недостаточно просто контролировать соблюдение установленных критериев и допусков, нужно еще и понимать - для чего все это делается. Зачастую проекты просто создаются «под копирку». Видимо, их авторы надеются, что в дальнейшем, при рецензировании и разработке задания на регистрацию все недочеты будут исправлены. Однако, это не всегда происходит.

По всей видимости, пришло время:

- повысить творческое отношение проектантов к созданию проектов;

- изменить отношение специалистов к проблеме «двух подряд неработающих сейсмоприемников»;

- позволить своему представителю на площади работ формировать свой объективный подход при приёмке наблюдений;

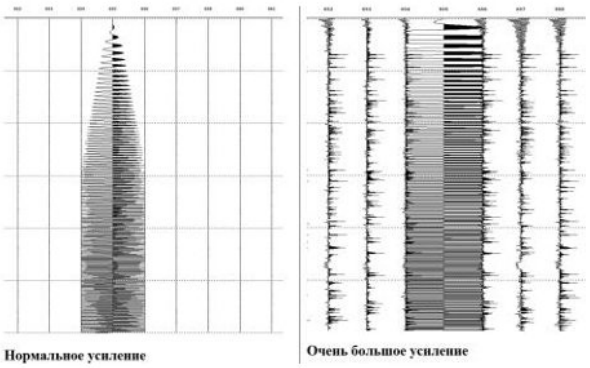
- специалистам корректнее применять оконный анализ для оценки качества сейсмической записи и т.д.;

- используя накопленные знания и опыт, создавать новые требования (инструкции) к выполняемым работам, используя положительные стороны предыдущих инструкций (документов) на проведение сейсмических исследований.

Примеры освоения современных технологий - аппаратуры, оборудования.

Некорректная регистрация.

При выполнении сейсмических исследований на одной их площадей в Оренбургском регионе (в текущем летнем сезоне) больше всего брака получили из-за некорректной записи наблюдений станцией Sercel 508 XT. Обнаружили эту некорректность при проверке служебных каналов, на которых спорадически появлялась запись свип-сигнала. Этого не должно было происходить, так как технология регистрации предусматривала запись чётного числа накоплений с поворотом фазы, в результате чего сигнал на служебном канале должен быть нулевым, что и наблюдалось на кондиционных записях. Ниже приводится рисунок с записями служебных каналов нескольких сейсмических записей (Рис.1.).



▲ *Рис. 1 Служебные каналы на разных записях.*

Вначале предположили, что на некоторых записях по каким-то причинам не происходит поворот фазы. Последующие поиски с привлечением данных работы виброустановок привели к тому, что было установлено отсутствие одного накопления на этих записях, т.е. отрабатывали, например, четыре накопления, а в коррелограмму записалось только три. И получались два сигнала в одной фазе и один в противофазе, поэтому при суммировании на служебном канале присутствовал свип-сигнал.

Дальнейшие поиски позволили установить, что виброграммы записываются со всех накоплений, а в корреляции одна или более виброграмм в сумме не участвовали. Анализ амплитудных характеристик полезного сигнала тоже подтверждал отсутствие части накоплений.

В результате проведенной длительной работы неисправности в сейсмостанции не обнаружили, что привело к необходимости анализа настройки блоков управления вибраторами GDS-2.

Выяснилось, что в межсезонье специалистами Подрядчика проводились опытные исследования, во время которых они изменяли параметры настройки блоков управления и забыли вернуть их в исходное положение. Когда вернули настройки GDS-2 на параметры, с которыми работали вибраторы на предыдущей площади, тогда восстановилась коррек-

тность регистрации наблюдений сейсмостанцией.

Изложенное событие некорректной записи наблюдений свидетельствует о том, что нет полной совместимости программного обеспечения аппаратуры сейсмостанции Sercel 508 XT и управления вибраторами GDS-2 – российского аналога VE464. Это связано с тем, что сейсмостанция Sercel 508 XT и её программное обеспечение принципиально отличаются по своему строению (идеологии) от предыдущей аппаратуры сейсмостанции Sercel 428, на которую, видимо, ориентировались при разработке управления вибраторами GDS-2.

Опыт применения единичных геофонов повышенной чувствительности с установкой в грунт в условиях Крайнего Севера.

В период с 2017 по 2020 гг. одна из сейсморазведочных партий, проводившая в зимние сезоны сейсмические исследования на территории Ямальского полуострова, использовала единичные геофоны повышенной чувствительности ZF-ONE с установкой непосредственно в грунт. Соответствующее предложение Подрядчика Заказчику исходило из того, что предусматривалось большое время сейсмической регистрации – 8 сек в условиях повышенных ветровых помех. Технология установки геофонов описана Подрядчиком следующим образом:

«Установка геофонов на каждом пункте приёма будет выполняться строго вертикально. Для максимально возможного сцепления геофона с грунтом будет применяться анкер-арматура (длина до 300 мм), вместо стандартного штыря длиной 75 мм. При помощи молотка анкер-арматура забивается в плотный грунт, после



▲ *Рис.2. Варианты анкеров для установки геофонов.*

чего на него навинчивается геофон (Рис.2). По завершении установки датчики засыпаются снегом.»

Согласно представлению Подрядчика, подобная специфика установки напольного оборудования в совокупности с высокой чувствительностью единичных геофонов ZF-ONE должна была обеспечить лучшее качество приема сейсмических колебаний по отношению к традиционно применяемой группе геофонов с установкой в уплотненный снег (колею).

На практике описанное решение привело к ряду технологических проблем, повлекших за собой не только существенное ухудшение качества первичного полевого материала, но и существенное снижение производительности работ и срыв календарного плана.

Первая технологическая проблема – большие трудозатраты по установке и съёму оборудования. В начале зимнего сезона (октябрь-декабрь), при небольшой толщине снежного покрова (до 20-30 см) данная проблема не проявлялась, но с увеличением толщины снежного покрова до 50-70 см (местами более метра) комплекс работ по установке и съему геофона стал занимать существенное время, большая часть которого тратилась на «раскопку» снега до грунта. Также следует отметить изменение структуры снежного покрова в весенние месяцы (март-апрель): снежный покров стал более плотным и тяжелым, «раскопка» его не только отнимала много времени и сил, но и часто сопровождалась

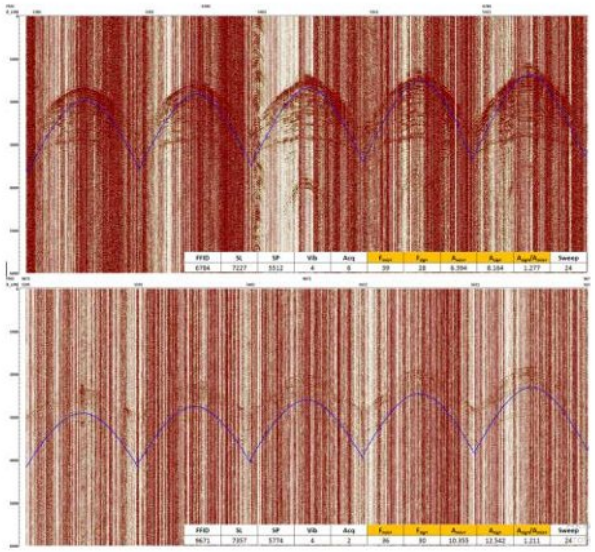
порывами проводов и порчей оборудования. В дополнение к указанной проблеме было выявлено, что на территориях рек и озер приборы вмерзают и не могут быть извлечены для повторного использования до окончания сезона.

Вторая технологическая проблема – высокая степень влияния «человеческого фактора» на установку приборов. Из-за халатного отношения работников сейсморазведочного отряда анкер-болты заглублялись не на полную глубину, мягкая арматура при установке изгибалась (Рис.3.). Это приводило к тому, что некачественно установленные геофоны были подвержены сильному влиянию ветровой помехи (незаглубленный штырь выполнял роль резонатора), что в свою очередь негативно сказалось на качестве первичного полевого материала (Рис.4.) и привело к длительным метео-простоям.

Вышеуказанные проблемы привели к существенным отставаниям по срокам



▲ *Рис.3. Нарушения технологии установки геофонов.*



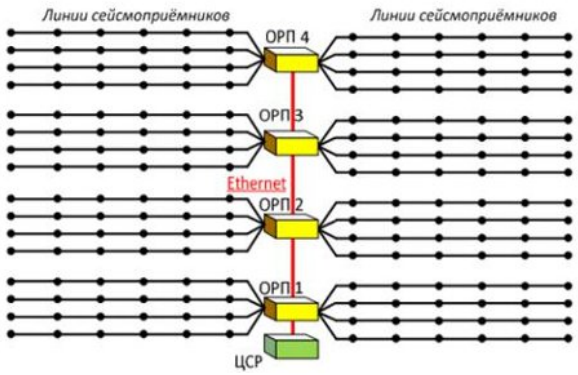
▲ *Рис.4. Фрагменты сейсмограмм с сильным влиянием ветровой помехи.*

работ; к примеру, в сезоне работ 2019-2020 гг. подрядчиком было выполнено только 45,94% от запланированного объема. Кроме того, очень высоким оказался процент испорченного и потерянного оборудования (10-30% от общего количества за каждый сезон).

Отрицательный результат изложенного эксперимента, по всей видимости, объясняется тем, что Подрядчик не только не имел опыта проведения работ на Крайнем Севере на суше, но и не оценил накопленный опыт проведения сейсмических исследований и подобных экспериментов на предыдущих сейсморазведочных работах.

Опыт использования отечественного сейсморазведочного комплекса X-Zone Fly Lander в условиях Заполярья Тюменской области.

В конце прошлого столетия компания по изготовлению сейсмического оборудования – «Си Технолоджи, г. Геленджик» бросила вызов российским и зарубежным изготовителям сейсмической аппаратуры – приняла решение создать сейсмостанцию (для наземных и морских работ), вплоть до бескабельной телемет-



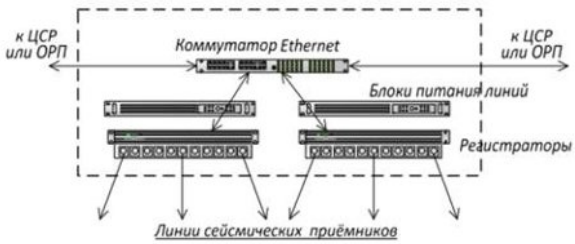
▲ *Рис.5. Архитектура системы регистрации.*

рической регистрирующей системы, на новых принципах её строения. Шёл очень сложный, даже можно сказать болезненный, процесс разработки аппаратуры из-за ограничений поставок иностранной элементной базы, создания программного обеспечения и т.д.

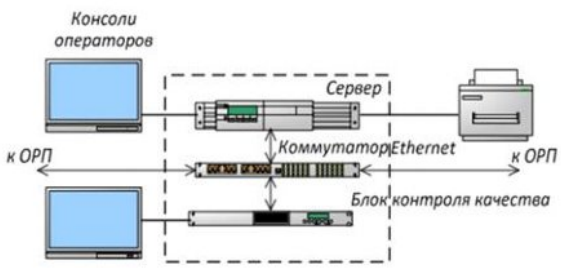
Но, к чести компании, сначала была создана сейсмостанция «Интромарин», а впоследствии - телеметрическая система X-Zone Fly Lander, которая, в частности, использовалась на сейсморазведочных работах зимних сезонов 2017-2020 гг. Из особенностей аппаратуры по отношению к зарубежным аналогам, таким как Sercel, I/O и т.д., главной является ее архитектура (Рис. 5, 6, 7).

Выборка из руководства пользователя: *«Система сбора сейсмической информации X-Zone Fly Lander представляет собой распределенную систему с одной центральной станцией регистрации (ЦСР) и несколькими обслуживаемыми регистрационными пунктами (ОРП). Каждый ОРП допускает подключение до 20-ти линий сейсмоприёмников. ОРП включает в себя блоки электроники для питания линий и модули регистрации данных.»*

Как видно из рисунков, блоки питания приемных линий расположены внутри ОРП, и подключаются к внешней питающей сети или дизельной электростанции.



▲ *Рис.6. Структура обслуживаемого регистрационного пункта.*



▲ *Рис.7. Структура центральной станции регистрации.*

Такое решение позволяет исключить использование аккумуляторов для питания приемных линий, а, следовательно, сократить временные затраты на их обслуживание и замену, что для условий пониженных температур является очень важным фактором.

Тем не менее, в ходе работ был выявлен представленный ниже ряд недостатков регистрирующей системы, сводящих к минимуму общую эффективность её применения:

1. Линии приёма не обладают необходимой механической прочностью, что приводило к частым их порывам. На практике регистрация велась нередко при обрыве 1-2 линий приёма. Такое методическое решение было принято и согласовано с Заказчиком в связи с тем, что иначе работы было бы невозможно вести, так как бригады техников не успевали устранять обрывы до появления новых.

2. Полевые модули оцифровки не обладают достаточной герметичностью. Данная проблема остро отразилась на динамике работ в весенний период

(март-апрель), при положительной температуре. При попадании влаги модули оцифровки выходили из строя, отключая линию приема и зачастую вызывая зависание всего регистрирующего комплекса.

3. Выходные файлы сейсмостанции соответствуют стандарту seg-d ver.1.0 ibm 8048, что является устаревшим форматом и не поддерживается рядом обрабатывающих комплексов. Кроме того, в выходных файлах используется разбиение сейсмических каналов на множество «channel set», что вызывает существенные трудности при контроле первичного материала и его первичной обработке.

4. В ходе работ на сейсмических записях было выявлено наличие специфических гармонических шумов, причины возникновения которых так и не были обнаружены, а сами шумы не были устранены.

5. Программная часть сейсморазведочного комплекса недостаточно отлажена. Это проявлялось в виде частых зависаний, долгой загрузке файлов скриптов и других ошибках регистрирующего комплекса и повлекло существенные временные потери.

6. Программная часть сейсморазведочного комплекса сложна в использовании и «недружелюбна» к пользователю: многие функции, основанные на зарубежных аналогах, в сейсморазведочном комплексе X-Zone либо не реализованы вовсе, либо реализованы таким образом, что их использование усложняет работу оператора, вместо того, чтобы облегчить ее.

В качестве примера можно рассмотреть снятие шумового теста. Эта функция широко используется в зарубежных аналогах для определения шумовой обстановки на профиле и принятия оператором решения о начале/ остановке отстрела. На сейсмостанции X-Zone изначально не было возможности снятия шумового теста, но в процессе работ данная задача была решена следующим образом: оператор сейсмостанции записывает сейсмограмму без возбуждения (шумовую сейсмограмму), переносит её на флэш-носителе на вспомогательный компьютер, где при помощи сторонней программы проводит ее анализ. Данное решение можно охарактеризовать как «громоздкое» и неудобное, такое решение может носить лишь временный характер.

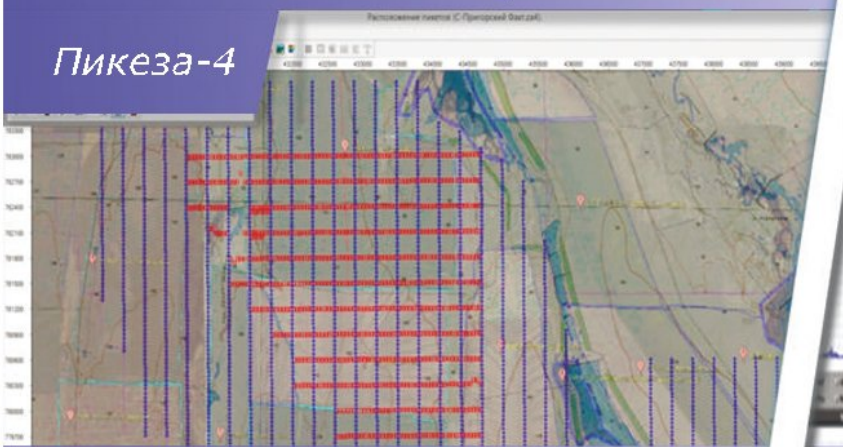
Следует отметить, что комплекс X-Zone хорошо показал себя на морских исследованиях на Крайнем Севере Западной Сибири. Получены кондиционные материалы, решены геологические задачи. Заказчик из года в год после проведения тендера приглашает их на морские сейсмические работы.

Но резюмируя все вышеизложенное, можно сделать вывод: комплекс X-Zone не готов в настоящее время для полномасштабного использования в крупных сейсморазведочных сухопутных проектах на Крайнем Севере, требуется его модернизация и доработка. Однако следует отметить, что в случае устранения имеющихся недостатков и должной дальнейшей доработки комплекс станет успешным отечественным конкурентом.

Поэтому желаем коллективу компании «Си технолоджи» успеха в доведении в ближайшее время телеметрической системы X-Zone Fly Lander до кондиции и достойной конкуренции с другими изготовителями сейсмической аппаратуры.

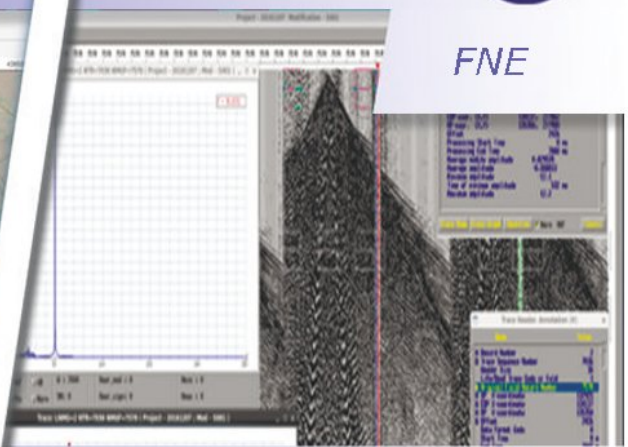
ГеоСейсКонтроль

Пикеза-4



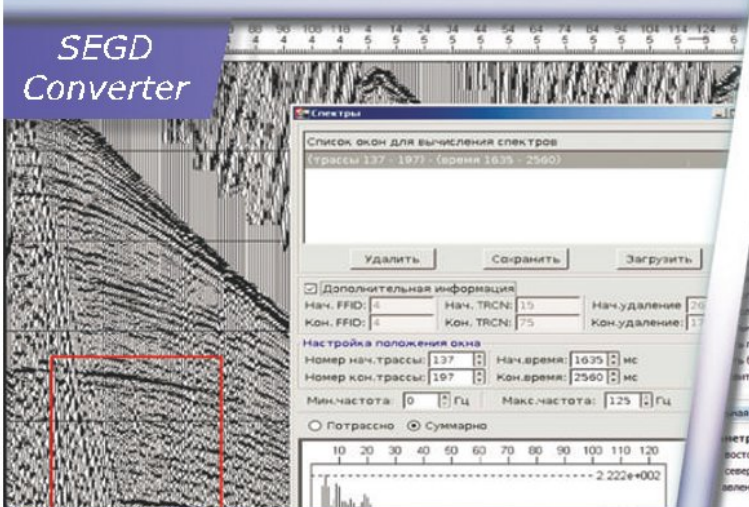
Программный комплекс для планирования, проектирования и контроля качества полевых сейсморазведочных работ 2D/3D.

FNE



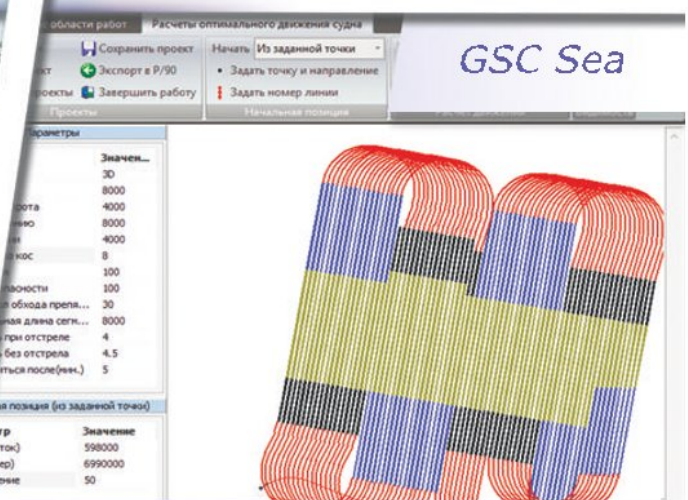
Программный комплекс обработки сейсмических материалов 2D/3D.

SEGD Converter



Программный комплекс для чтения и преобразования файлов форматов SEGD в файлы формата SEGY для любых типов сейсмостанций.

GSC Sea



Программный комплекс для планирования, проектирования и контроля качества морских сейсморазведочных работ 2D/3D.

SSTester



Программно-аппаратурно – диагностический комплекс контроля вибрационных источников.

VibCompare



Программа независимой сверки и контроля качества работы виброисточников по данным SEGD-файлов.

info@geoseiscontrol.ru
8-495-123-39-70
г.Москва, ул. Щипок, д.22, стр.4

Методы QC нодальных сейсморазведочных систем SmartSolo

Lei Zou, Геофизик/Специалист

С технологическим прогрессом сейсморазведочного оборудования ускоряется создание нодальных систем нового поколения, заменяющих кабельное оборудование в проектах нефтяной сейсморазведки. Возможности современных нодальных систем SmartSolo позволяют выстроить систему контроля качества производственного процесса.

В данной статье будут рассмотрены методы и процессы контроля качества нодальных приборов SmartSolo в производственном процессе.

Введение

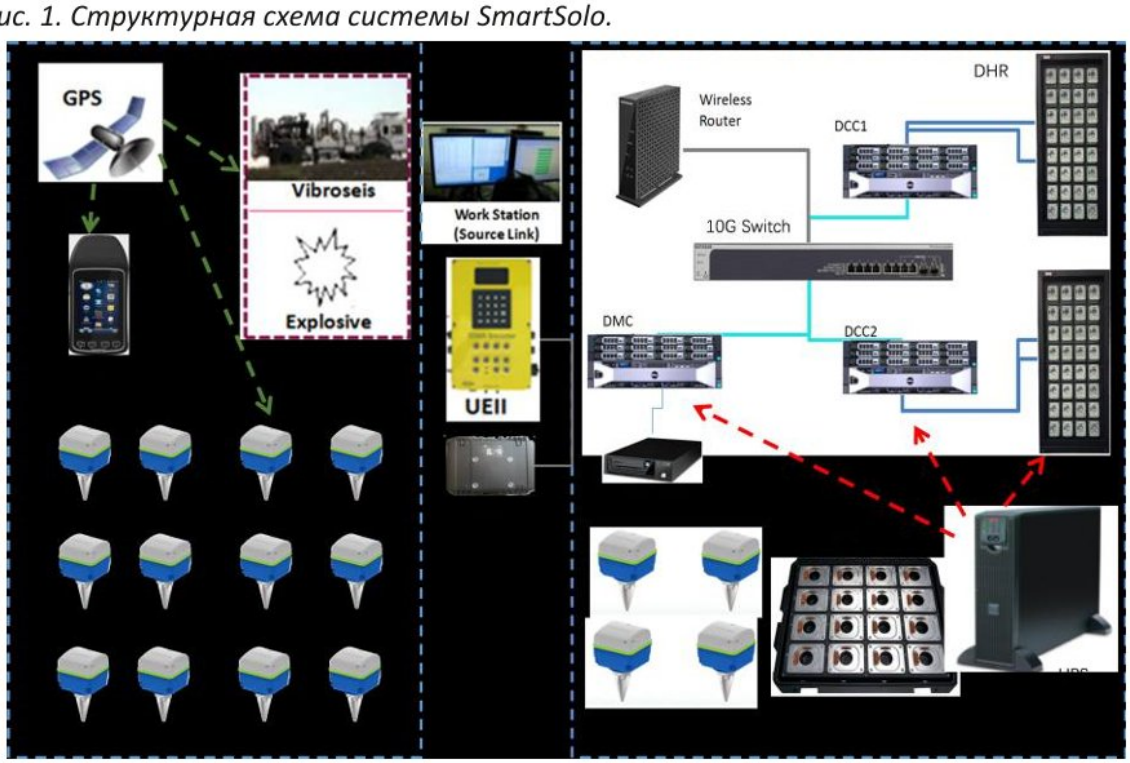
Нодальные сейсмические системы быстро развиваются благодаря удобству в работе, расширению пропускной способности каналов, гибкой компоновке и технологиям , способствующим охране окружающей среды. Сегодня именно с такими системами связан прогресс и развитие технологий сейсморазведки. Отсутствие контроля работоспособности системы онлайн вызывает серьезные опасения пользователей и заказчиков геофизических работ. Однако, система SmartSolo имеет достаточно инструментов, позволяющих осуществлять надежный контроль работоспособности оборудования и качества получаемой сейсмической информации. В данной статье обсуждается метод QC нодального оборудования SmartSolo в полевых исследованиях.

Рабочий процесс системы и методы QC

Компоненты системы SmartSolo

Система SmartSolo - это нодальная система, используемся для наземной сейсморазведки, разработана в 2016 году компанией DTCC. Система SmartSolo состоит из узла сбора полевых данных, системы выравнивания и системы загрузки данных в закрытом помещении.

Рис. 1. Структурная схема системы SmartSolo.



Системы загрузки полевых данных в закрытом помещении состоят из сервера, стойки загрузки, зарядной стойки и других компонентов. Структура системы показана на рис.1.

Рабочий процесс системы SmartSolo

Полевая станция сбора данных SmartSolo не имеет связи с системой сейсмических источников и внутренним сервером, а параметры станции сбора данных могут быть сконфигурированы путем написания скриптов. После того, как полевое оборудование размещено на площади и приведено в рабочее состояние, осуществляется сканирование всего массива работоспособности приборов ручными блоками управления. И каждый блок начинает непрерывный сбор данных.

Процесс полевых работ схематично показан на рис.2.

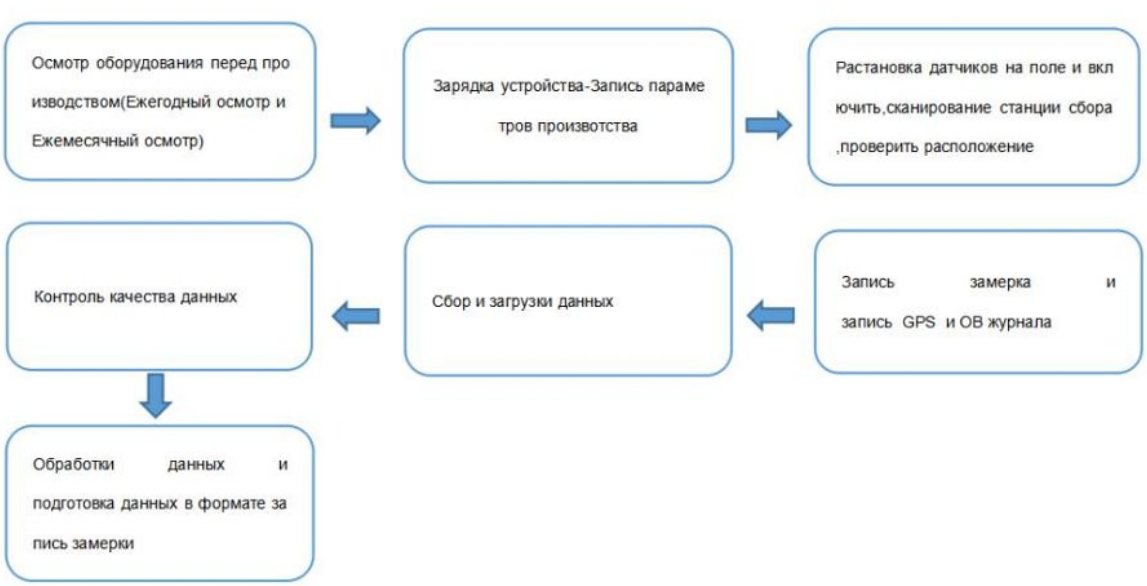
Процесс QC системы SmartSolo

После включения узла SmartSolo выполняется самотестирование, которое включает в себя контроль заряда батареи, работоспособность карты памяти и работоспособность геофона. После того как все тесты пройдены, узел входит в стадию поиска спутников GPS. После фиксирования четырех спутников, определяется местоположение и координаты блока. После чего узел переходит в режим сбора данных. Во время этапа самотестирования и поиска спутников светодиодный индикатор на узле SmartSolo мигает красным цветом. После того, как узел перейдет в режим сбора данных и будет работать должным образом, светодиодный индикатор загорится зеленым цветом. Поэтому режим светодиодной вспышки является важным индикатором качества для узла SmartSolo. Когда все тесты будут пройдены, светодиодный индикатор будет мигать зеленым цветом.

Процесс самотестирования блока SmartSolo быстрый и всеобъемлющий, позволяющий оценить работоспособность блока по всему комплексу параметров – состояние памяти, работоспособность геофона, местоположение узла, заряд батареи.

FDT (инструмент развертывания поля) используется для сопоставления узлов с

▼ *Рис. 2. Организация полевых работ с использованием системы SmartSolo.*





▲ *Рис. 3. Сканирующая диаграмма QC с использованием мобильного телефона.*

номером точки системы наблюдения. Для развертывания системы рекомендуется использовать мобильное приложение SmartSolo. Можно задействовать в том числе и камеру мобильного телефона для сканирования QR-кода в верхней части узла SmartSolo, чтобы получить серийный номер блока. В то же время приложение автоматически контролирует состояние светодиода и сохраняет фотографии с QR-кодом серийного номера станции, когда светодиод горит зеленым цветом. Фотография используется для отслеживания того, развернут ли узел на месте и находится ли он в рабочем состоянии.

Контроль качества во время сбора данных

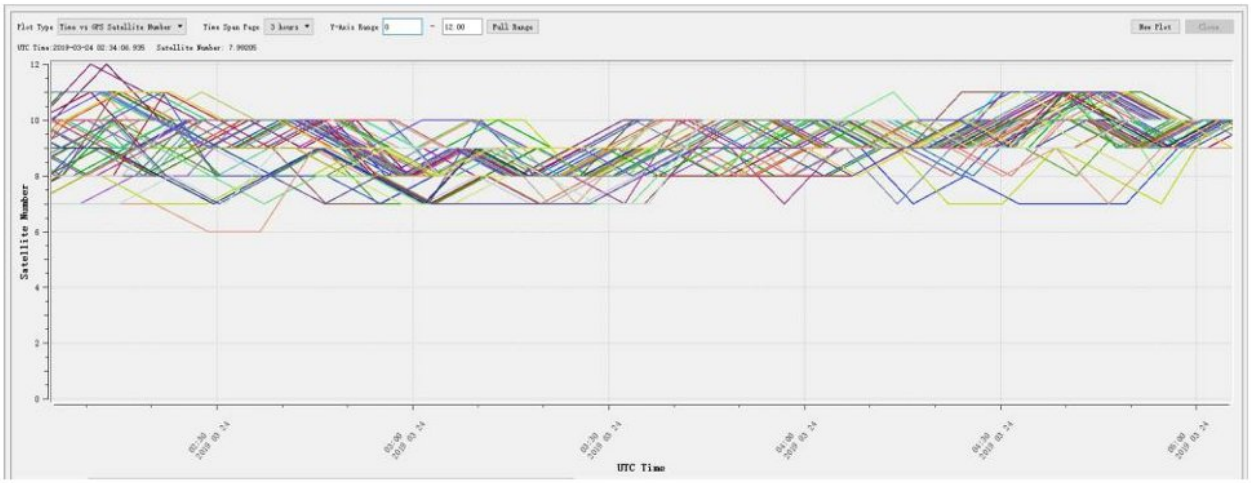
Во время процесса загрузки данных узлов SmartSolo программное обеспечение SmartSolo автоматически проверяет, сообщает размер пакета загрузки и период времени передачи информации от каждого узла; сообщает, потерял ли узел данные; сообщает скорость прохождения ежедневного теста; сообщает об аномальных блоках.

После того как данные извлечены и загружены, включаются результаты самопроверки и уровень шума, количество спутников GPS, отношение сигнал / помеха, дрейф времени GPS, температуру окружающей среды, напряжение батареи, оставшееся пространство для хранения информации. Все это получается в формате журнала данных. Он может быть просмотрен, подсчитан и экспортирован в программное обеспечение SmartSolo.

Время GPS является важной частью процесса контроля качества узлового

▼ *Рис. 4. Визуализация контроля качества загрузки данных.*





▲ *Рис. 5. Интерфейс контроля количества спутников.*

оборудования. Для того чтобы сгенерировать файл сбора окончательного объема информации, все данные должны быть синхронизированы с GPS-временем. Поэтому точность GPS-времени чрезвычайно важна для временной согласованности конечных данных. В настоящее время, как правило, в проектах сбора сейсмических данных общий интервал выборки составляет 1 мс или 2 мс. Временной дрейф SmartSolo находится в пределах ±10us, когда сигнал GPS хорош. Интерфейс QC временного дрейфа показан на Рис. 5.

В программном обеспечении DTCC возможно просмотреть результаты самотестирования узла, включая резистор геофона, чувствительность, демпфирование, собственную частоту и уровень шума во время самотестирования, и результаты могут быть использованы для контроля рабочего состояния узла.

Результат проверки прибора показан на Рис. 6.

Помимо записи времени, GPS в узловом оборудовании также записывает информацию о местоположении узла. После загрузки данных координатная информация, записанная узлом, может быть вычислена, а затем сопоставлена с измеренной координатной информацией точки приемника. Результат сравнения может быть использован для контроля качества развертывания на местах. Развернутые точки с чрезмерным отклонением необходимо измерить еще раз. Как показано на Рис. 7.

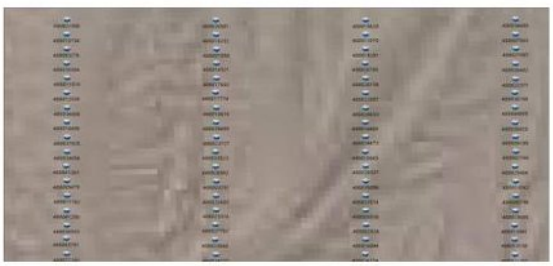
▼ *Рис. 6. Интерфейс результатов самопроверки геофона.*

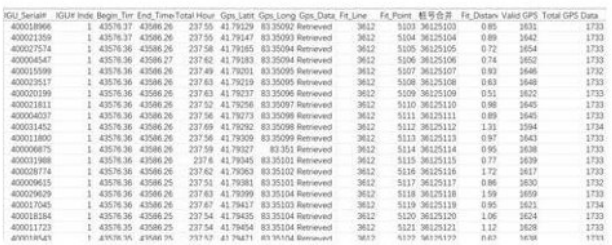
SmartSolo SoloTester V1.0.2699

Sample Rate: 1ms, Gain: 12dB, Low Cut: Disable ,Linear Sensor_Properties: Frequency=31.25Hz Sensor_Impendance: Frequency=12Hz

Pass:6597 Fail:0

Test Result	SN	Device Type	Firmware	EIN (uV)	DC (uV)	DynamicRang	THD (dB)	CMRR (dB)	Gain Accuracy	S.Resistance (Ω)	S.Sensitivity (V/	S.Damping	Noise(mV)	N.Freq (Hz)	Sensor_THD (	Sensor_Impec	Temperature (	Test Time
Pass	400000152	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.32	0.01	122.81	-117.58	120.2	0.2635	1788.84	79.76	0.698	0.4135	10.05	0.013	6754.42	15	2019-11-08 15:52:49
Pass	400000189	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.35	-0.08	122.03	-118.3	114.18	0.2164	1770.04	79.37	0.682	0.3085	10.16	0.019	6751.82	13	2019-11-08 18:40:14
Pass	400000200	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	0.02	122.54	-120.21	117.1	0.1904	1767.89	79.61	0.691	0.5628	10.03	0.006	6792	15	2019-11-08 16:37:50
Pass	400000202	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	0	122.54	-122.03	121.83	0.1326	1818.15	79.76	0.688	0.3647	10.07	0.016	6770.12	15	2019-11-08 16:07:07
Pass	400000219	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	-0.02	122.54	-123.52	120.24	0.1654	1767.21	79.1	0.683	1.7624	10.11	0.007	6783.41	13	2019-11-08 19:32:15
Pass	400000221	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	-0.01	122.54	-129.91	121.82	0.1254	1818.72	79.73	0.683	0.2443	10.07	0.019	6798.59	12	2019-11-08 18:58:18
Pass	400000222	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	0.1	122.54	-117.36	121.46	0.1537	1772.43	79.76	0.684	3.5309	10.2	0.008	6800.38	14	2019-11-08 13:04:00
Pass	400000264	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	-0.03	122.54	-121.95	121.53	0.1552	1766.81	79.76	0.682	0.3895	10.11	0.011	6717.07	12.5	2019-11-08 17:19:09
Pass	400000270	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	0.16	122.54	-125.21	117.16	-0.0064	1807.32	79.53	0.685	0.3833	10.01	0.014	6858.15	15	2019-11-08 16:15:03
Pass	400000277	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	0.01	122.54	-121.84	121.53	0.1964	1765.15	79.01	0.675	0.2218	10.01	0.014	6843.56	14.5	2019-11-08 13:07:07
Pass	400000279	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	0.03	122.54	-121.42	117.39	0.2971	1802.42	79.72	0.683	0.6699	10.11	0.014	6760.96	11.5	2019-11-08 10:28:07
Pass	400000297	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	0.01	122.54	-125.7	121.57	0.256	1817.99	79.23	0.679	0.2667	10.02	0.013	6736.41	13	2019-11-08 17:38:36
Pass	400000298	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	-0.09	122.54	-118.14	122.09	0.1959	1820.19	79.65	0.681	0.204	10.05	0.011	6844.32	15	2019-11-08 17:07:11
Pass	400000353	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.32	-0.01	122.81	-119.15	120.74	0.0953	1768.83	81.15	0.687	0.2611	10.02	0.012	6767.29	13	2019-11-08 19:32:16
Pass	400000354	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	-0.04	122.54	-120.42	121.24	0.1608	1773.53	79.41	0.679	0.4332	10.12	0.008	6808.05	15.5	2019-11-08 16:41:28
Pass	400000376	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.32	0.03	122.81	-121.68	120.8	0.2446	1774.28	79.45	0.688	0.6248	9.95	0.014	6818.82	10.5	2019-11-08 19:46:03
Pass	400000382	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.32	-0.03	122.81	-124.69	121.48	0.2886	1770.77	80	0.689	0.3125	10.15	0.022	6691.29	11	2019-11-08 19:54:00
Pass	400000383	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.34	0.01	122.28	-118.94	121.71	0.1431	1788.95	79.26	0.702	0.283	10.05	0.015	6770.65	13.5	2019-11-08 17:38:29
Pass	400000388	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	0.02	122.54	-124.4	119.73	0.158	1788.83	79.29	0.687	0.2953	10.11	0.016	6785.81	14.5	2019-11-08 15:08:06
Pass	400000390	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	-0.09	122.54	-122.44	120.45	0.1913	1772.19	79.25	0.685	0.2766	10.12	0.008	6801.68	14	2019-11-08 17:22:29
Pass	400000396	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.32	0.05	122.81	-121.66	120.03	0.0788	1766.23	79.32	0.677	0.2439	10.14	0.021	6710.43	8.5	2019-11-08 20:34:20
Pass	400000409	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	-0.01	122.54	-124.58	121.57	0.2016	1765.15	80.21	0.689	0.2141	10.06	0.013	6764.58	10	2019-11-08 20:31:30
Pass	400000420	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	0.08	122.54	-118.33	121.17	0.1931	1773.42	79.5	0.678	0.8282	10.02	0.019	6812.87	13.5	2019-11-08 13:22:58
Pass	400000424	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	0.03	122.54	-125.43	121.06	0.2115	1777.82	79.83	0.684	0.0917	10.13	0.021	6745.58	14.5	2019-11-08 14:57:05
Pass	400000426	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.33	0.02	122.54	-122.46	121.72	0.154	1767.94	79.65	0.686	0.5803	10.05	0.008	6723.9	13	2019-11-08 20:03:11
Pass	400000439	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.34	-0.07	122.28	-124.49	120.24	0.1332	1772.06	79.58	0.68	0.1462	9.98	0.02	6744.66	14	2019-11-08 14:31:14
Pass	400000440	IGU-16HR 10H	V1.0.9.6bp	0.31	0.05	123.08	-126.77	122.22	0.1901	1766.88	79.85	0.694	0.4099	10.07	0.013	6767.64	14.5	2019-11-08 17:05:19

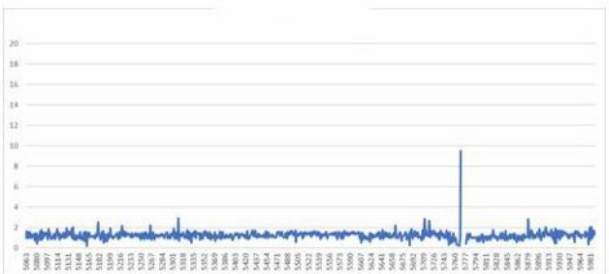




IGU_Serial#	IGU# Inde	Begin_Tim	End_Time	Total Hour	Gps_Latit	Gps_Long	Gps_Data	Fit_Line	Fit_Point	桩号合并	Fit_Distan	Valid GPS	Total GPS	Data
400018966	1	43576.37	43586.26	237.55	41.79129	83.35092	Retrieved	3612	5103	36125103	0.85	1631		1733
400021359	1	43576.37	43586.26	237.55	41.79147	83.35093	Retrieved	3612	5104	36125104	0.89	1642		1733
400027574	1	43576.36	43586.26	237.58	41.79165	83.35094	Retrieved	3612	5105	36125105	0.72	1654		1733
400004547	1	43576.36	43586.27	237.62	41.79183	83.35094	Retrieved	3612	5106	36125106	0.74	1652		1733
400015599	1	43576.36	43586.26	237.49	41.79201	83.35095	Retrieved	3612	5107	36125107	0.93	1646		1732
400023517	1	43576.36	43586.26	237.63	41.79219	83.35095	Retrieved	3612	5108	36125108	0.63	1648		1733
400020199	1	43576.36	43586.26	237.63	41.79237	83.35096	Retrieved	3612	5109	36125109	0.51	1622		1733
400021811	1	43576.36	43586.26	237.52	41.79256	83.35097	Retrieved	3612	5110	36125110	0.98	1645		1733
400004037	1	43576.36	43586.26	237.56	41.79273	83.35098	Retrieved	3612	5111	36125111	0.89	1645		1733
400031452	1	43576.36	43586.26	237.69	41.79292	83.35098	Retrieved	3612	5112	36125112	1.31	1594		1734
400011800	1	43576.36	43586.26	237.56	41.79309	83.35099	Retrieved	3612	5113	36125113	0.97	1643		1733
400006875	1	43576.36	43586.26	237.59	41.79327	83.351	Retrieved	3612	5114	36125114	0.95	1638		1733
400031988	1	43576.36	43586.26	237.6	41.79345	83.35101	Retrieved	3612	5115	36125115	0.77	1639		1733
400028774	1	43576.36	43586.26	237.62	41.79363	83.35102	Retrieved	3612	5116	36125116	1.72	1617		1733
400009615	1	43576.36	43586.25	237.51	41.79381	83.35101	Retrieved	3612	5117	36125117	0.86	1630		1732
400029629	1	43576.36	43586.26	237.63	41.79399	83.35104	Retrieved	3612	5118	36125118	1.59	1659		1733
400017045	1	43576.36	43586.26	237.67	41.79417	83.35103	Retrieved	3612	5119	36125119	0.95	1621		1734
400018184	1	43576.36	43586.25	237.54	41.79435	83.35104	Retrieved	3612	5120	36125120	1.06	1624		1733
400011723	1	43576.35	43586.25	237.54	41.79454	83.35104	Retrieved	3612	5121	36125121	1.12	1628		1733
400018421	1	43576.36	43586.25	237.57	41.79471	83.35104	Retrieved	3612	5122	36125122	0.63	1638		1733







▲ *Рис. 7. Полевое развертывание станции.*

Проблемы и их решение в процессе контроля качества оборудования SmartSolo.

Узел SmartSolo был создан как нодальное сейсмическое оборудование, которое является простым, надежным, подходящим для большого количества каналов и проектов разведки высокой плотности, без учета функции передачи данных QC в реальном времени.

На практике мы действительно можем обнаружить, что во время развертывания строгое определение состояния светодиодного освещения является идеальным методом контроля качества для обеспечения того, чтобы все узлы были включены, работали в нормальном состоянии и развернуты на проектном месте до начала сбора данных. После того как данные будут получены, QC состояния GPS, дрейфа времени GPS и ошибки между фактической развернутой точкой и точкой измерения может позволить нам собрать все необходимые данные.

При текущем использовании узлового оборудования, которое не может удаленно осуществлять контроль качества в режиме реального времени, эффективная скорость восстановления данных и совершенство контроля качества могут быть улучшены с помощью следующих аспектов.

(1) Улучшение управления производством

Во время производства, организуя разброс патрульных экипажей, необходимо проверить работоспособность всех нодов, своевременно обнаружить неполадки, произвести замену. Рассчитывая продолжительность рабочего цикла, необходимо верно оценивать заряд батареи. На сложной местности, чтобы проверить работу GPS в этой области, необходимо провести комплекс замеров количества спутников в разное время суток на разных участках площади. Все это позволит избежать потерь данных, вызванных отсутствием узлов, сбоем блокировки GPS, разрядом батареи и так далее.

(2) Контроль за сканированием QR-кода

Сканирование узла SmartSolo является важным шагом для обеспечения того, чтобы все узлы были развернуты на месте, самотестирование параметров геофона и прибора проходило непосредственно перед сбором информации.

(3) Повышение надежности оборудования

Надежность оборудования является важным фактором обеспечения безопасности и точности в процессе сбора данных. Этот фактор не может быть проконтролирован QC сразу. Но работоспособности всех нодов системы SmartSolo не потребует много времени. Запас по количеству оборудования позволит исключить все неработоспособное оборудование в пределах одного-двух циклов сбора обслуживания нодов для сбора информации и зарядки батарей.

Заключение

Контроль качества является важным шагом для обеспечения качества конечных данных. Полный метод контроля качества может эффективно улучшить восстановление данных, улучшить качество данных и результативность работы. Узловое оборудование, как вид сейсморазведочного оборудования, все более и более широко используется, все более остро нуждается в совершенствовании своего контроля качества. В этой статье рассматривается порядок развертывания QC для обеспечения состояния узлов перед производством; в процессе производства и во время сбора зарегистрированных данных. Эти три составляющие QC могут эффективно контролировать состояние оборудования в процессе производства и улучшать скорость сбора данных.

SmartSolo прост и удобен в процессе контроля качества, этот процесс прозрачен, алгоритмизирован, и все результаты QC предоставляются заказчику.

Развитие технологий поиска требует все больших и больших систем наблюдения. Сейсморазведка перешла от обычной 3D-съемки к широкополосной, широкоазимутальной и высокоплотной 3D-разведке.

Высокая надежность и эффективность системы сбора данных Smartsolo, а также ее простой, практичный и эффективный метод контроля качества позволят удовлетворить растущие потребности нефтяных компаний в увеличении размеров систем наблюдения.

RT System 2 – контроль качества без проводов и в реальном времени

■ Кузьмичев В. Е., Глава Представительства,
■ Ермаков С. А. Ведущий инженер, Wireless Seismic, Москва.

Несмотря на неоднозначность мнений, относительно будущего отрасли, особенно в текущей непростой ситуации, неоспоримым остается тот факт, что глобальный спрос на энергию продолжит расти. Потребность в передовых технологиях будет отражать этот рост. Дальнейшее совершенствование сейсмической технологии делает возможным более точный и надежный сбор данных, благодаря чему может быть достигнут уровень производства, который удовлетворит мировой спрос на углеводороды на десятилетия вперед.

И вот тут возникает вопрос – Качество - Количество - Экономическая эффективность. Какие союзы поставить между этими тремя ключевыми показателями И или ИЛИ?

Цель разработок новых технологий заключается в том, чтобы Исполнители работ выполняли сейсморазведочные работы с высоким качеством в большом объеме и экономически эффективно. Но зачастую исполнителю предлагается самому выбирать – что для него важнее.

Часть проблем являются чисто производственными, связанными с ужесточением общих требований к снижению затрат и потерь времени при проведении полевых работ, сокращению рабочих циклов и снижению производственных рисков. И при всем при этом требования к качеству получаемой информации отнюдь не смягчаются.

Заказчики сейсмических работ хотели бы получать информацию в режиме реального времени, независимо от того, кабельную или бескабельную систему предлагает исполнитель. Это требует от геофизиков использования последних достижений в области аппаратуры и методики.

Бескабельные системы являются одним из решений, позволяющим облегчить труд геофизиков, повышая производительность на проекте при одновременном снижении себестоимости работы.

Сегодня многими разрабатываются и внедряются в производство бескабельные телеметрические сейсморегистрирующие системы. Чаще всего, это слепые системы, на которых мы не будем останавливаться, так как о контроле качества речь может идти только в отложенном времени, и никто не сможет немедленно определить это самое качество. Кроме того, данные технологии затратны в операционном плане, так как оборудование надо периодически доставлять на базу, для того, чтобы данные скачать и оценить, или, в лучшем случае, организовать сбор данных в поле посредством планшетов (представим этот процесс в морозный день в Западной или Восточной Сибири).

Остановимся на другой технологии – радиотелеметрии, где данные видно сразу и соответственно, возможна немедленная оценка. Разработок в свое время было несколько, но у всех у них был существенный недостаток - видна была малая часть расстановки, что не отвечало основной задаче – оценке качества всей получаемой информации.

Наиболее эффективно реализована бескабельная телеметрическая система, позволяющая вести контроль всего процесса, в технологии Wireless Seismic.

Данная технология уже много лет используются на многих проектах на всех континентах, а последние 3 года успешно реализовываются в России.

Было много скепсиса в отношении заявленной технологии. Многие подходили стандартно - бескабельная, значит — слепая, бесконтрольная. Но результаты первых проектов тезис «бескабельная – слепая» опровергли. Широкое внедрение данного оборудования на практических проектах по всей России означает буквально новую эру в сейсморазведке.

Да, пока технология в России по количеству каналов значительно уступает кабельным системам. Но рост количества проектов, на которых заказчик признал преимущества технологии Wireless Seismic RT2 увеличивается каждый год. Что особенно радует в общей ситуации стагнирующего рынка сейсмических услуг.

Учитывая то, что пока есть специалисты, задающие те или иные вопросы по особенностям работы с данной системой, не будет повторением, рассказ еще раз о технических характеристиках и общем описании радиотелеметрической бескабельной системы Wireless Seismic Rt2.

Система, работающая в реальных условиях в реальном времени.

RT System 2 является системой регистрации сейсмических данных, разработанной и изготовленной для замены традиционных кабельных сейсморегистрирующих систем.

Составные элементы RT System 2:

· дистанционно расположенные модули высокоточной регистрации данных;

· инфраструктура для передачи сейсмических данных с распределенных модулей (посредством беспроводной телеметрии вместо кабелей);



▲ *Рис. 1. Бескабельный полевой модуль WRU.*

· централизованная компьютерная система обработки данных, осуществляющая функции отображения, хранения и управления данными.

Основным модулем регистрации данных является бескабельной полевой модуль (WRU Рис.1).

Это небольшой модуль, содержащий аналого-цифровой преобразователь, схемы цифрового управления и приемопередатчик, работающий в диапазоне 2,4 ГГц. Каждый WRU питается от двух съемных литий-ионных аккумуляторных батарей. Система оцифровывает сигналы, поступающие с внешних аналоговых геофонов. Функция телеметрии реализуется посредством двухэтапной системы связи: вдоль линии между WRU, а затем поперек линий посредством высокоскоростной трансляционной сети. WRU передают сейсмические данные друг через друга по профилю. Каждый WRU получает данные от соседнего WRU, находящегося дальше в нисходящем направлении, а затем отправляет оба набора данных в восходящем направлении к следующему WRU. Так как расстояние между WRU равно обычному расстоянию между группами сейсмоприемников при сейсморазведочных работах, то есть они расположены недалеко друг от друга, система передачи данных работает без сбоев.

Такая технология позволяет выбирать практически любую конфигурацию поля.



▶ *Рис. 2. Межлинейный полевой модуль LIU.*

Благодаря тому, что приемопередатчики потребляют минимальную мощность, система может работать долгое время при небольшой емкости батарей.

После того как данные попадают в трансляционную сеть, их собирает межлинейный полевой модуль (LIU). LIU выполняет функции интерфейса между сетью WRU и трансляционным оборудованием. В LIU имеется несколько Ethernet-портов, к которым можно подключить оптоволоконный кабель или трансляционный радиопередатчик, так называемый радиомост.

Далее в нисходящем (с уменьшением нумерации линий) направлении по трансляционной линии расположен еще один LIU со своими двумя линиями WRU, и подобная расстановка продолжается до получения ряда параллельных соединений вдоль линии и трансляционных соединений поперек линий. Трансляционная сеть также выполняет функции системы связи, передавая информацию между точками трансляции. Если необходимо, оптоволоконный кабель можно заменить радиолинией трансляционной сети. В любом случае схема размещений напоминает стандартную конфигурацию кабельной сейсморазведочной системы.

В определенной точке трансляционной инфраструктуры данные прибывают в центральную систему регистрации. Центральная система смонтирована в стойке с двумя компьютерами, настроенными по типу «клиент–сервер» (Рис. 3). Обычно система устанавливается в передвижной регистрирующей станции со всем дополнительным оборудованием, необходимым для проведения сейсморазведочных работ: приемопередатчиками, системой управления сейсмоисточника, дисплеями, ИБП, системами хранения данных и т. д. Внутри передвижная центральная система регистрации выглядит и работает почти так же, как передвижная кабельная центральная система регистрации.

Так как RT System 2 работает и регистрирует данные в режиме реального времени, оператор может контролировать характеристики расстановки и быстро проверять статус системы. Для выявления шумов расстановки в реальном времени используют монитор, показывающий уровень микросейсм.

RT System 2 может работать с системами синхронизации, как в синхронном, так и в асинхронном режиме, поэтому ее

▼ *Рис. 3. Работа оператора системы Wireless Seismic RT2*



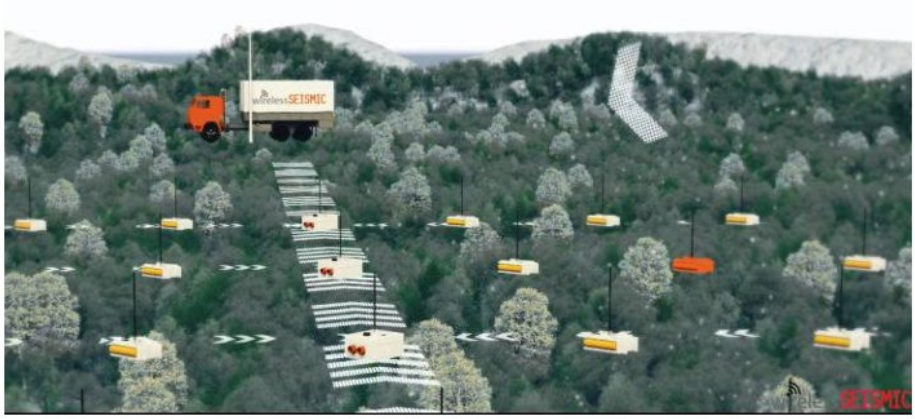


Рис. 4. Поток передаваемых данных.

можно использовать с любыми типами источников - взрывами, падающими грузами, импульсными источниками и сейсмическими виброисточниками.

Дальность передачи на минимальной мощности между WRU невелика по стандартам радиосвязи. От них требуется передавать данные через одну группу сейсмоприемников, что обычно составляет от 25 до 75 метров. На рис. 4 показана схема передачи данных. В случае возникновения проблем, приемопередатчики могут пропускать один модуль. Автоматический пропуск позволяет оператору отключить точку, где произошел сбой, и восстановить линию, «перепрыгнув» через проблемный узел. Пропущенный модуль может быть снова включен после устранения проблемы.

В кабельной системе обрыв приводит к полной потере данных части «оборванной» расстановки, что недопустимо в сегодняшних стандартах качества сейсмических работ.

RT System 2 работает в двух основных режимах регистрации:

1) непрерывная передача данных.
2) данные по запросу (DoD) с функцией защиты DataSafe.

Отдельно стоит отметить функцию Гибридной радиотелеметрии. На сегодняшний день этой функции нет ни в одной системе, которые используются в мировой сейсморазведке.

Гибридная телеметрия - принципы организации и технологии.

При «обрыве» телеметрии и потере части расстановки в текущем моменте, все без исключения блоки продолжают регистрацию в обычном режиме, с той лишь разницей, что в оффлайновой части расстановки данные не передаются, а пишутся в сам WRU. Как только связь восстанавливается – WRU еще на том же месте или даже уже на другом профиле (!) все непереданные данные собираются в сейсмостанции, причем, автоматически. И встают именно в те FFID, где они должны быть. Никаких обработок, и «склеек».

В стандартном режиме работы RT System 2 осуществляет беспроводную регистрацию сейсмических данных в реальном времени с активизацией функции восстановления линии методом пропуска неисправных модулей WRU. В режиме гибридной телеметрии, в случае частичной потери радиосвязи и невозможности моментального устранения проблемы, оставшиеся без связи модули WRU моментально переключаются в автономный режим работы, с буферизацией сейсмических данных в локальную флэш-память. Когда радиосвязь восстанавливается, сейсмические данные передаются на центральную систему

регистрации по радиоканалу. Система гибридной радиотелеметрии еще более автоматизирует и облегчает эксплуатацию RT System 2, при этом обеспечивается практически полная автономность радиосети и бесперебойная регистрация сейсмических данных становится реальностью. Данные постоянно надежно сохраняются в локальной флэш-памяти до момента успешной передачи на станцию, что обеспечивает гарантированную регистрацию данных. Производительность работы сейсмического отряда не будет зависеть от качества радиосвязи. Сохранение данных реализовано, безусловно, даже в случае с прерванной связью, что позволяет экономить время

В режиме DoD сейсмические данные временно накапливаются в WRU, пока не будут запрошены централизованной системой регистрации. Так как регистрация и сбор данных осуществляются по отдельности, регистрация может продолжаться долгое время без ожидания сбора данных. Данная функция называется Rapid Fire. Данные остаются в сейсмическом буфере до момента сбора или свертывания модуля. Даже в случае разрыва линии, данные сохранятся и будут автоматически собраны после восстановления радиосвязи.

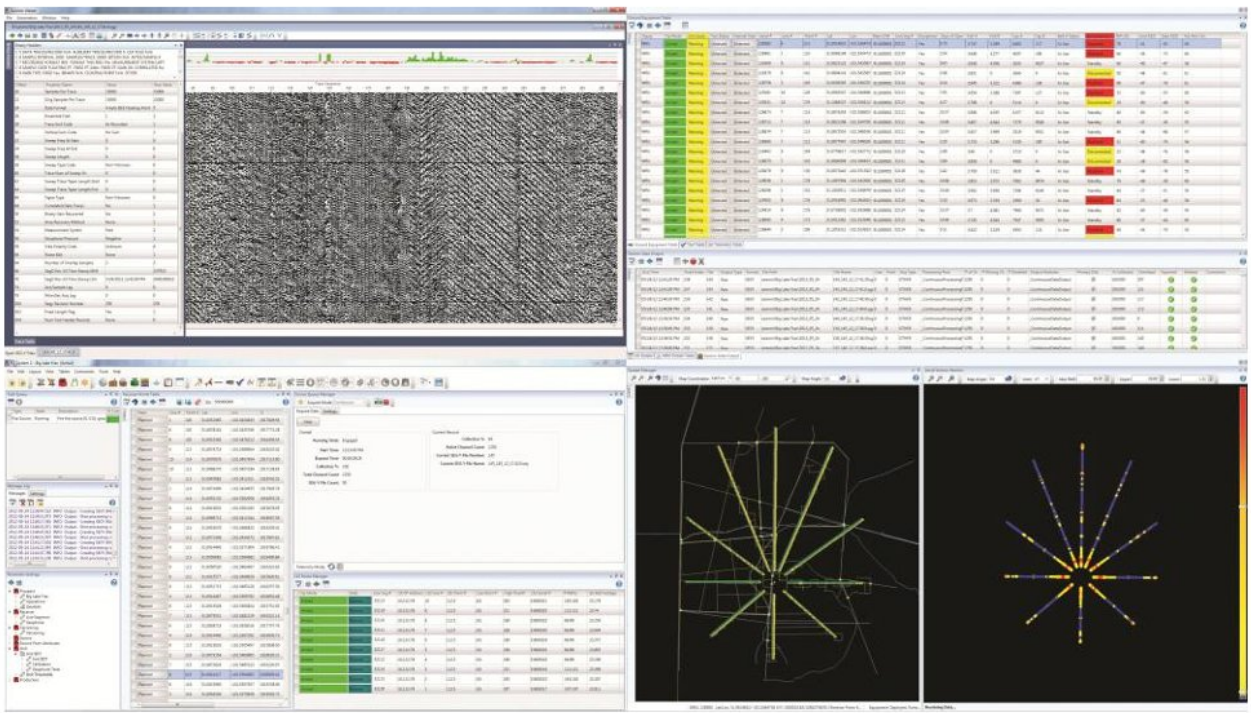
WRU поддерживает суммирование (stacking) внутри себя, метод, который можно применять для повышения скорости сбора данных в линии в режиме реального времени, например, в случае виброисточника (на сейсмостанцию отправляется финальный стек, вместо промежуточных накоплений).

Применение технологии компании Wireless Seismic при мониторинге гидроразрыва пласта.

Система RT System 2 успешно используется не только в стандартных сейсморазведочных проектах. Ее использование на проектах мониторинга гидроразрыва пласта показало примущество технологии в полной мере. Первый мониторинг ГРП с RT2 в России был осуществлен в 2015 году и с тех пор такие работы происходят ежегодно.

Применение RT2 при мониторинге ГРП гарантировало Заказчику немедленную оценку качества материала, но, что еще более важно, – невозможность потери данных, из-за сбоя телеметрии. При этом непрерывная регистрация данных осуществлялась в течение длительного времени, в течение которого обеспечение работоспособности кабельной системы на действующем промысле затруднительно.

Точные, пригодные для использования микросейсмические данные, зарегистрированные в ходе операций ГРП, имеют решающее значение для успешного контроля гидроразрыва, обеспечивая результаты, включающие в себя понимание высоты трещин, их длины и направления на каждой стадии гидроразрыва. Учитывая моментальность операции, здесь, в отличие от традиционной сейсморазведки, нет возможности провести разведку (взрыв) повторно по каким-либо причинам. Таким образом, система сбора и регистрации данных, используемая для микросейсмического наземного мониторинга ГРП, должна быть надежной, обеспечивать развертывание в самых разных условиях и быть способной обеспечивать непрерывную потоковую передачу данных в ходе гидроразрывной операции.



▲ *Рис. 5. Экран оператора сейсмостанции в процессе наблюдения ГРП.*

Оперативный анализ данных - неотъемлемая часть операций по мониторингу ГРП. Информация должна передаваться на анализ максимально быстро в ходе каждого гидроразрыва или после каждого гидроразрыва. При использовании существующих бескабельных систем, которые требуют запоминания и последующего съема данных, получение предварительных результатов может занимать длительное время, необходимое для физической обработки каждого регистрирующего модуля.

Кабельные системы не имеют таких ограничений, так как способны передавать потоки информации в режиме реального времени и результаты доставляются во время работ ГРП и после них. Но логистика кабельной системы может оказаться непростой задачей, требующей прокладки кабеля в местах с ограниченным доступом, каких на действующем промысле много.

Бескабельная система сбора и регистрации данных RT System 2 предлагает значительные преимущества по сравнению с другими бескабельными системами, давая возможность оператору видеть все микросейсмические события при ГРП сразу. Рис.5.

Обработка в режиме реального времени на объекте.

Местоположение и временные характеристики обнаруженных микросейсмических явлений становятся доступными для представителей заказчика (часто работающих удаленно), наблюдающих процесс и анализирующих набор событий. Результаты передаются через спутник спустя несколько минут после регистрации.

Результат отображается с помощью Web-технологий в любую точку – в обрабатывающий центр, на монитор специалистов-геологов, в службу супервайзинга. Изображения могут также ретранслироваться обратно в передвижную геофизическую лабораторию, ГРП фургон или даже на смартфон, планшет или на КПК.

Весь процесс занимает от 5 до 10 минут, сразу после произошедшего события.

Мониторинг данных в режиме реального времени позволяет:

Определение общей продуктивности работ ГРП. Мониторинг в режиме реального времени позволяет определить эффективность воздействия на каждом этапе и показать, что интенсификация скважины достигла проектных целей раньше, чем это предусматривалось планом-прогнозом обработки, экономя, таким образом, ресурсы.

Изменение параметров ГРП. Параметры операции по гидроразрыву пласта могут меняться от стадии к стадии. Соответствующие изменения в микросейсмической реакции могут быть использованы для определения оптимальной расстановки стадий и комплекта перфораторов, а также для определения оптимального количества жидкости, темпов и т.д. Контроль в режиме реального времени обеспечивает предварительные микросейсмические результаты, когда партия еще находится на объекте, позволяя вносить необходимые изменения в программу. Это помогает значительно сократить общий цикл проекта.

Выявление опасных геологических процессов. В ходе гидроразрывных операций могут возникать небольшие тектонические нарушения. В случае возникновения тектонических нарушений, интенсификацию скважины можно перенаправить на иные интересующие залежи. Соответственно, отбор продукта в небольших объемах может производиться через соответствующие интервалы времени, если это возможно.

Выводы достаточно очевидны –

Представленная технология современной радиотелеметрической передачи данных и контроля расстановки избавляет от необходимости опутывать сотнями километров кабелей сейсмодатчики для получения качественного результата. Да и работы вслепую без кабелей, тоже можно избежать.

Радиотелеметрическая технология Wireless Seismic позволяет при постоянном контроле качества осуществлять даже самые сложные проекты с большой эффективностью, как с экономической, так и с операционной точки зрения.

И, как результат, получить
И Качество,
И Количество,
И Экономическую эффективность.

Подробнее об авторах



Кузьмичев
Владислав Евгеньевич

Глава
Представительства
Wireless Seismic Inc
в России и СНГ



Ермаков
Сергей Александрович

Ведущий инженер
Wireless Seismic

Развитие контроля качества сейсмической информации

Грибов Э. Н., ЗАО НПЦ «ГеосейсКонтроль», г. Москва

Прогресс развития технологии сейсморазведочных работ непосредственно связан с совершенствованием методики, аппаратуры, оборудования, применяемых при производстве сейсмических исследований.

В соответствии развивается и контроль технологии сейсморазведочных работ и качества полевых материалов сейсмических исследований представителями Заказчика (супервайзерами).

Данная статья посвящается некоторым проблемам супервайзинга, с которыми сталкиваются представители Заказчика при проведении контроля.

Введение

Сейсморазведка МОВ-ОГТ проделала большой путь от единичных регистраторов до телеметрических систем, позволяющих современным мегапартиям получать сейсмическую информацию в реальном времени тысячами каналов.

По мере развития технологий, на этапе внедрения новой техники в полевых партиях обязательно присутствовали профессионалы - непосредственные разработчики. Ими вырабатывались нормы, правила, требования к технологии работ. Оценивалась работоспособность нового оборудования.

В дальнейшем партии работали в соответствии с выработанными стандартами и получали приемлемые результаты. Для контроля работоспособности системы и решения текущих вопросов штатных специалистов было достаточно. Лишь в редких необходимых случаях привлекались специалисты более высокого класса.

Ситуация в стране изменилась в начале 90-х годов прошлого века вследствие потрясений, постигших отрасль в связи со стремительным вхождением в рынок и распадом СССР. Из-за уменьшения объёмов работ многим специалистам пришлось сменить род занятий. Но система, отработанная десятилетиями, еще работала. Считалось, что ИТР достаточно квалифицированы чтобы досконально разбираться в сути технологических процессов.

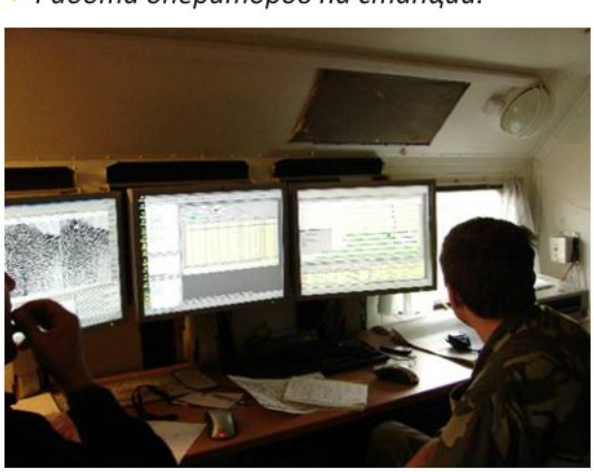
Последовавшая «технологическая революция» в производстве сейсморазведочных работ, вызванная появлением аппаратуры фирм «Input/Output» и «Sercel» вместо отечественных, казалось поднимет уровень сейсморазведки на более высокий уровень.

Западные специалисты проводили много времени на российских проектах. Организовывались учебные курсы, разрабатывались программы подготовки кадров для работы на новом оборудовании.

На что требовались денежные средства. Сокращении финансирования этих позиций геофизическими компаниями происходило прежде всего.

Время шло и проявившийся импульс развития технологий начал затухать. Попыткой выправить этот процесс стало освоение зарубежного опыта и внедрение супервайзерской службы контроля сейсморазведочных работ. Затем последовали: внедрение полевой обработки, внедрение «оконных оценок» для оценки качества данных; внедрение полного контроля рабочих параметров сейсмостанции и источников возбуждения сейсмических колебаний.

▼ *Работа операторов на станции.*



«Аппаратурный прорыв» обусловил и методические новации, положительно сказавшиеся на развитии полевой сейсморазведки.

Технологический контроль.

Изначально в сейсморазведочной партии для контроля работ объективно было достаточно оператора, технического руководителя и старшего (ведущего) геофизика партии. В сложных ситуациях именно они вырабатывали решения.

Впоследствии при увеличении объёмов работ и увеличении численности работников партии должность ведущего геофизика стала штатной, и он полностью курировал процесс получения данных (при том, что первичный анализ данных оставался все же за оператором).

С переходом к рыночной экономике партии оказались поставлены в такие условия, что получать качественный материал стало невыгодно, потому что это требует больших затрат средств и производственного времени. В итоге началась «гонка эффективных менеджеров Заказчика и Исполнителей работ – экономистов, юристов» за физ. наблюдениями - кто больше за сезон отработает наблюдений, да подешевле.

Появление супервайзинга на какое-то время сдерживало и стабилизировало этот процесс.

Но затем начался следующий этап под девизом: «супервайзер не прав!!!»

Нельзя отрицать что супервайзер - специалист со своим опытом тоже может ошибаться. Однако, пагубная ситуация «эффективных менеджеров» некорректно решающих вопросы, в отрыве от производства и геологического смысла работы до сих пор присутствует на производстве.

Появление супервайзеров-обработчиков, которые оценивают полевые данные и выносят окончательное решение о качестве (кондиции) полевых данных, временно решило вопрос. Но это же заставило Исполнителей принять в штат партии своих обработчиков, как противовес супервайзерам-обработчикам.



▲ *Выборка полевого оборудования разных производителей для проверки работы.*

И тут между специалистами исполнителя и Заказчика проявился разрыв в образовании и понимании технологических процессов.

Между техническим руководителем партии, партийным геофизиком и супервайзером-технологом разрыв нивелировался пониманием общего процесса и знанием применяемых методик, поэтому после проведения опытных работ зачастую находилась «золотая середина».

Непонимание же между обработчиками было более глубоким и принципиальным:

- как считать амплитуду и частоту сигнала,
- какое соотношение сигнал/шум самое верное,
- какое окно оценки самое правильное,
- на какие удаления и времена нужно обращать внимание,
- какая программа правильно считает атрибуты сейсмической записи и т.д.

В журнале «Приборы и системы» № 3/2011 была помещена статья «Стандартные оценки качества полевого сейсмического материала» (А.В.Белоусов, ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», г. Москва), которая научно обосновывала подход к применению оконных оценок, корректно разрешая эти споры.

Для оценки различий между расчётами ПО целесообразно использование «эталонной» сейсмограммы. Применение

подобной методики описано в статье «Использование оконных оценок при анализе качестве данных полевых работ» журнал «Геофизика» №6 за 2018 г., авторы - Г.А.Карапетов, А.С.Фролов, А.В.Белоусов.

Освоение нового оборудования в сейсморазведочных партиях.

Внедрение нового оборудование в сейсморазведочных партиях – основа в развитии геофизических технологий, однако тревожит формальный подход к этому значимому процессу.

Во времена СССР полевые специалисты проходили курсы обучения, прежде чем приступить к внедрению нового. В партии обязательно присутствовал представитель разработчика, контролирующий все этапы процесса.

Потом на курсы обучения начали ездить «эффективные менеджеры», а в партию все реже стали приезжать представители фирм.

Катастрофой можно назвать внедрение современной аппаратуры на примере такой замечательной сейсмостанции как Sercel-428XL. В руках знающего и опытного оператора эта сейсмостанция - залог получения высококачественного сейсмического материала.

Однако, в целях экономии приобретается дешевое, но менее надежное полевое оборудование, порой отработавшее свой ресурс на западе. Аккумуляторы тоже берутся попроще. Все это приводит к трудностям в наладке приемных линий

В результате доходило до того, что из семи рабочих дней непосредственно регистрацией оператор занимался полтора дня, остальное время тратилось на наладку полевого оборудования. Это часто приводило к увольнению специалистов, которым надоело получать выговоры за чужие решения.

В это же время появились выраженные «кнопочники». Это операторы, которых посадили на должность в партии, всё обучение которых работе с сейсмостанцией свелось к тому, что им показали, в каком порядке нажимать кнопки на компьютере. Любая нештатная ситуация вызывала у них панику и принятие самых неожиданных решений.

В исключительных случаях «кнопочник» был обучаем и силами технического руководителя, супервайзера и других специалистов, его доводили до уровня оператора и самостоятельной работы. Но это влияло, сокращало значительную часть производительного времени, которого партиям и так катастрофически не хватало.

Другая проблема - отсутствие у специалистов в производственных подразделениях мотивации к самообучению. Люди работают в экстремальных психологических условиях, но руководство мало интересует, чем в межсезонье будет заниматься работник.

Да, и сегодня проходят курсы подготовки полевиков, но нередко это обучение носит формальный характер, без контроля со стороны отправляющей стороны.

Далеко ходить за примером не надо. Сейчас в производство внедряется формат SEGD 3.0 от SERCEL. Многие ли специалисты знают, что должно содержаться в заголовках, что в них заносится и отсутствие чего - явный признак нарушения технологии производства?

Контроль квалификации персонала.

Сегодня в НТЦ нефтегазовых компаний есть практика аттестации супервайзеров перед сезоном в ходе которой оценивается:

- знание проекта,
- понимание технологии работ,
- владение необходимым ПО.

Подобное тестирование было бы очень полезно для дела и представителям Исполнителя. И тестирование персонала должно стать важным элементом приемки готовности партии. В аттестации важна способность человека оценить риски, понимание возможных отклонений графика работы и пути исправления ситуации.

Причем, аттестацию целесообразно проводить одновременно и супервайзе-



▲ *Туманные дали проекта. Тюменская область.*



▲ *Зыбучие пески решений, Астраханская область.*

рам, и специалистам подрядной организации. Это позволит наладить контакт специалистов, оценить риски, как и на каком уровне будут приниматься решения.

Выводы.

Внедрение любого нового оборудования, качественная работа на проекте немыслимы без учета человеческого фактора. Персонал необходимо готовить, повышать его квалификацию непосредственно к проекту.

Предпроектный аудит персонала супервайзинговой службы и Подрядчика позволит настроить людей на командную работу, необходимого для понимания задач Заказчика и общего взаимопонимания людей.

Покупка дешевого оборудования не удешевляет проект! Сбои в работе полевого оборудования и ненадежность аккумуляторных батарей не позволит достичь слаженной ритмичной работы и высокой производительности.

Иначе снова увидим «эффективные» решения как контроля, так и производственных процессов, усложняющих работу партии. Видимо стоит сначала решить насущные вопросы и поднять уровень компетентности производственников в партии и, соответственно доверия к их решениям, сократить влияние «эффективных» решений на работу партии.

Сейсморазведочная партия - это конвейер по получению данных. Он должен работать без существенных остановок. Современные технологии и надежное оборудование позволяют поддерживать этот режим. И тогда внедрение новой методики обязательно будет успешным, даст интересный результат, за который не будет стыдно .

Литература.

1. "Стандартные оценки качества полевого сейсмического материала" Белоусов А.В., ЗАО НПЦ "Геосейсконтроль", г. Москва, "Приборы и Системы разведочной геофизики" №03(37)/2011

2. "Использование оконных оценок при анализе качества данных полевых работ" Г.А.Карапетов, А.С.Фролов, А.В.Белоусов "Геофизика" №6 2018 г.

Подробнее об авторах



Грибов
Эдуард Николаевич

компания
Геосейсконтроль,
Менеджер
полевых работ

Использование теории сферического излучателя с целью уточнения параметров взрывного скважинного источника

- Кострыгин Ю.П., ООО «Новоросморгео», г. Новороссийск
- Хасан Р.Е., ООО «Новоросморгео», г. Новороссийск

Значительные перспективы при поиске нефти газа в мезозойских отложениях связаны с рядом площадей Терско - Каспийского краевого прогиба. К таким площадям, в частности, относится и Карабудахкентская площадь Республики Дагестан, в пределах которой в течение 2016 – 2017 г.г. были проведены вибросейсмические работы МОГТ-2D повышенной плотности. Шаг между пунктами приёма составлял 3 м, а между пунктами возбуждения 9 м. Колебания возбуждались четырьмя вибраторами СВ-27/150К. Использовалась ЛЧМ-развёртка с частотным диапазоном 6 – 70 Гц длительностью 20 с.

Следует отметить, что в условиях исследуемой площади доминирующие поверхностные волны характеризуются аномально высокой амплитудой и чрезвычайно широким конусом регистрации на исходных коррелограммах, вуалирующим большую часть целевых отражений. Именно поэтому заказчиком работ АО «Дагнефтегаз» было принято решение использовать при проведении вибросейсмических исследований повышенную плотность наблюдений, что позволило сформировать на стадии обработки более эффективный пространственный фильтр и таким образом существенно снизить влияние низкоскоростных помех. Однако, в пределах площади Карабудахкент, так же, как и на других площадях горной части Дагестана, амплитудно-частотная характеристика геологической среды, покрывающей мезозойские отложения, отличается повышенной глубиной подавления не только для высокочастотных, но и для среднечастотных гармоник. Поэтому даже на окончательных разрезах спектр мезозойских отражений, как правило, ограничен справа гармониками 30-40 Гц.

Для примера, на рис. 1 приведены типичные корреляционные импульсы верхнемеловых отражений зарегистрированные на исходных коррелограммах, в пределах Карабудахкентской площади, и соответствующий им осреднённый спектр. Очевидно, что при такой динамике целевых отражений сложно рассчитывать на высокую эффективность исследований. В этой связи руководство АО «Дагнефтегаз» приняло решение провести в 2019 г. дополнительные работы на Карабудахкентской площади с использованием взрывного скважинного источника.

При выборе технологии возбуждения колебаний с применением взрывного излучателя учитывалось, что на основании обширной практики качественные сейсмические материалы представляется, как правило, возможным получать при взрыве в скважине, в точках расположенных в верхней части коренных пород. Однако, в конкретной ситуации в связи с повышенными углами наклона дневной поверхности и значительным поглощением бурового раствора, возможности применения буровых установок типа УРБ были весьма ограниченными. Поэтому основной объём наблюдений было решено выполнить с использованием малогабаритных буровых установок УБШМ 1-13 путём заложения зарядов в группе мелких скважинах, в точках расположенных в ЗМС. При этом логично было выбрать такие параметры источника при взрыве в ЗМС, при которых динамика регистрируемых колебаний была бы не хуже, чем для эталонного

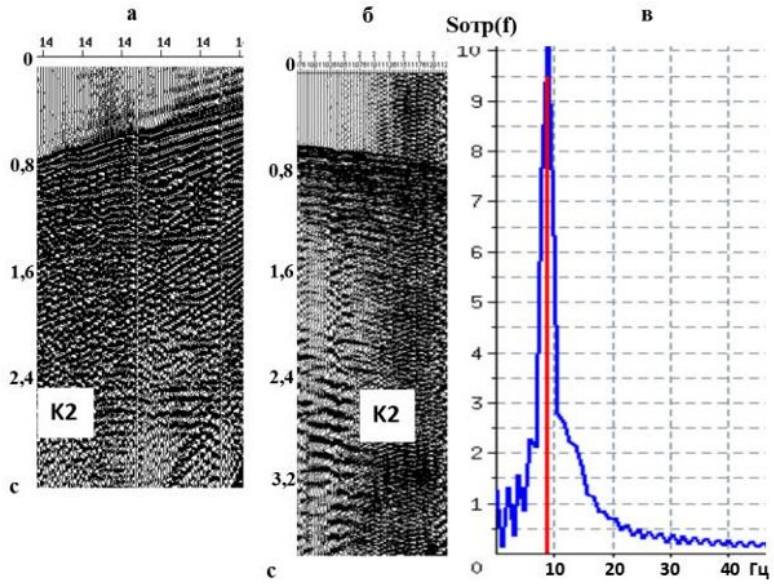


Рис. 1. Примеры корреляционных импульсов верхнемеловых отражений на первичных коррелограммах, зарегистрированных при вибросейсмических исследованиях на Карабудахкентской площади (а, б), и соответствующий им осреднённый спектр Somp(f) (в)

источника, т.е. для скважинного источника при взрыве в коренных породах.

Оценки оптимальных параметров излучателя при взрыве в ЗМС были выполнены с использованием теории сферического излучателя [2]. На основании теории сферического излучателя установлена аналогия взрывного скважинного источника с резонансным фильтром, частотная характеристика которого $H_{взр}(f)$ для скорости смещения определяется уравнением:

$$H_{взр}(f) = C \cdot (f / f_0)^2 \; / \sqrt{[1 - (f^2/f_0^2)]^2 + 4(f^2 \; f_0^2)(v_s^2 / v_p^2)}$$

$$\text{при } r \gg v_p/f, \qquad (1)$$

где v_s и v_p – скорости распространения поперечных и продольных волн соответственно; f_0 – собственная частота источника; r – удаление от источника; C – константа.

При этом собственная частота скважинного излучателя f_0 определяется следующим образом:

$$f_0 = v_s / \pi R_{пл} = v_s / \pi (K \cdot \sqrt[3]{Q}) \qquad (2)$$

где Q – масса заряда тротила, кг; $R_{пл}$ – радиус зоны пластической деформации при взрыве в скважине; К – константа.

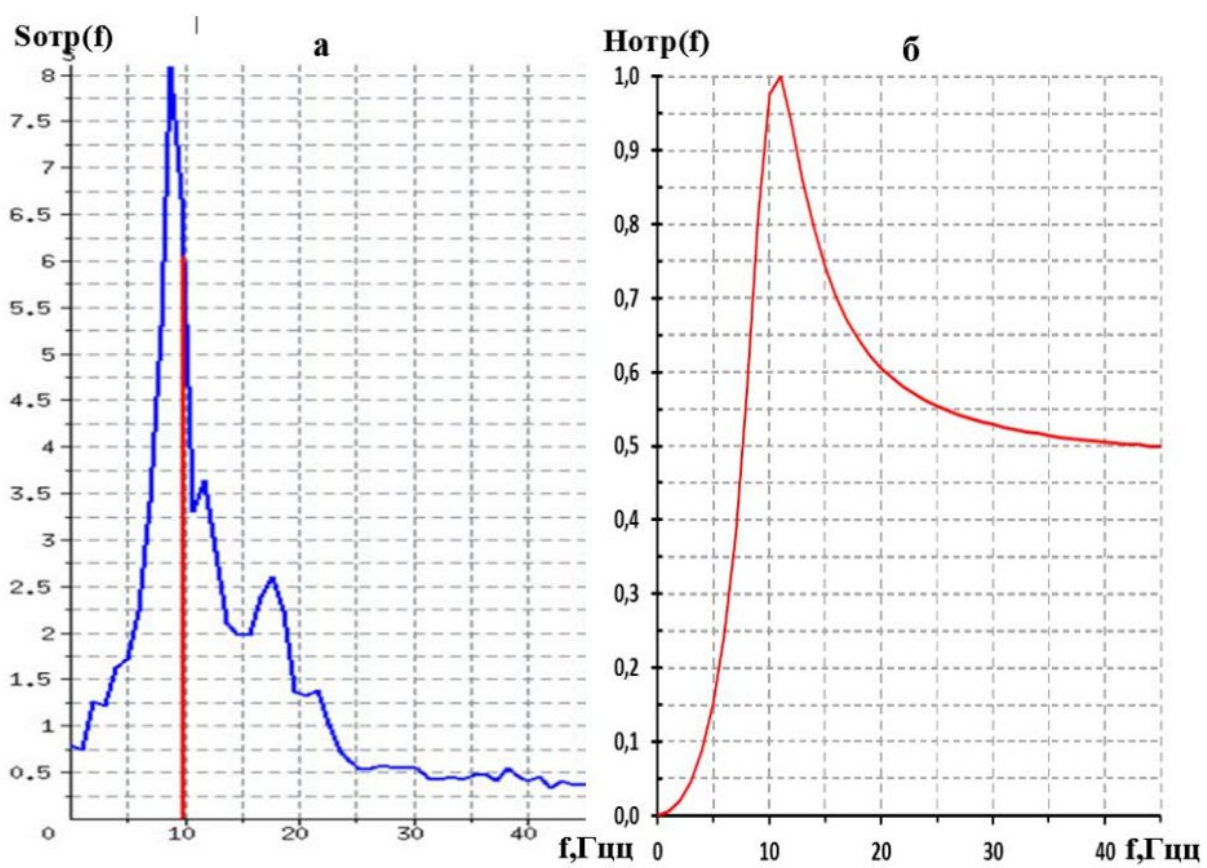
Согласно формулам (1) и (2) для расчёта теоретических амплитудно-частотных характеристик (АЧХ) очага взрыва необходимо задание параметров v_s и v_p, т.е. необходимо представление о скоростной модели верхней части разреза. Учитывая это обстоятельство, проектные объёмы МСК были выполнены до проведения опытно-методических работ.

Помимо параметров v_s и v_p при расчёте графиков амплитудно-частотных характеристик очага излучателя необходимо, как показано выше, знание коэффициента К, определяющего радиус зоны пластических деформаций в области взрыва. С целью определения коэффициента К было выполнено сейсмическое наблюдение при взрыве заряда ВВ массой 1,5 кг в скважине, на глубине 12 м, в верхней части коренных пород, сложенных песчано-глинистыми отложениями. Амплитудный спектр зарегистрированных при этом верхнемеловых отражений приведён на рис. 2,а. Из рисунка можно видеть, что спектр целевых отражений характеризуется в данном случае весьма острым резонансом в области ≈ 10 Гц. При этом, как было показано в работе [1], аномально высокими резонансными свойствами очаг взрыва характеризуется в условиях пониженных значений отношения v_s/v_p, приближающихся к 0,2. На

участке проведения эксперимента отношение скоростей v_s/v_p равнялось ≈ 0,24. В этой связи логично предположить, что столь острый резонанс спектра отражённых волн формировался не только в связи с особенностями частотной характеристики геологической среды, но и в значительной степени под влиянием резонансных свойств очага взрыва. Поэтому ориентировочно, с точностью достаточной для уточнения необходимых параметров скважинных излучателей, резонансную частоту взрыва при заложении заряда массой 1,5 кг на глубину 12 м можно принять равной ≈10 Гц.

При этом из формулы (2) следует достаточно простая связь между собственной частотой очага взрыва f_0 и коэффициентом К, позволяющая при задании скорости поперечных колебаний vs, равной в данном случае 480 м/с, рассчитывать значения К. Расчёты, проведённые с использованием указанной формулы показали, что в конкретных условиях для песчано-глинистого разреза коэффициент К≈13.

Амплитудно-частотная характеристика очага взрыва $H_{взр}(f)$ при заложении заряда ВВ массой 1,5 кг на глубине 12 м, рассчитанная с использованием формулы (1), приведена на рис. 2, б. Для расчётов были приняты следующие значения параметров, соответствующие условиям эксперимента и влияющие на форму графика АЧХ: К≈13, Vp ≈1960 м/с, Vs ≈ 480 м/с, Q=1,5 кг. Из рис. 2, б можно видеть, что при возбуждении колебаний в кровле коренных пород, сложенных песчано-



▲ *Рис. 2. Спектр мезозойских отражений (а), а также теоретический график АЧХ очага взрыва (б) при возбуждении колебаний в условиях Карабудахкентской площади, в скважине, в верхней части коренных пород, сложенных песчано-глинистыми отложениями, на глубине 12 м (Q=1,5 кг, Vp ≈1960 м/с, Vs ≈ 480 м/с)*

глинистыми отложениями, АЧХ очага взрыва отличается достаточно резонансным характером.

Далее для выбора оптимальных параметров взрывного скважного источника при возбуждении колебаний в ЗМС, также сложенной песчано-глинистыми отложениями, были рассчитаны частотные характеристики очага взрыва при установке заряда ВВ на глубине 4 м (Vp ≈600 м/с, Vs ≈ 360 м/с), 3 м (Vp ≈535 м/с, Vs ≈ 310 м/с,) и 2 м (Vp ≈415 м/с, Vs ≈ 240 м/с). Для каждой из указанных глубин рассчитывались графики при массе заряда ВВ: Q1=0,3 кг, Q2=0,6 кг и Q3=0,9 кг. Коэффициент К для всех глубин в связи с близкой по составу литологией принимался равным 13.

Рассчитанные для указанных параметров взрывного скважного источника частотные характеристики очага взрыва приведены на рис. 3.

Из представленного рисунка можно видеть, что амплитудно-частотные характеристики очага взрыва при установке зарядов ВВ в ЗМС существенно отличаются от аналогичного графика, рассчитанного для заряда, погруженного в область коренных пород (см. рис. 2, б и рис.3, график 1). Действительно, при возбуждении сейсмических колебаний в ЗМС амплитудно-частотные характеристики очага взрыва приобретают в значительной степени, менее резонансный характер. И такие особенности взрывного скважного источника ранее уже обсуждались в работе [1], где авторы на основании проведённых исследований отмечали, что по мере увеличения отношения vs/vp амплитудно-частотные характеристики очага взрыва становятся менее резонансными в окрестностях собственной частоты и по форме, в основном, соответствуют амплитудно-частотным характеристикам фильтра высоких частот.

Приведённое на рис. 3 семейство характеристик очага взрыва само по себе является вполне достаточным для определения оптимальных параметров скважинного излучателя при взрыве в ЗМС. Действительно, поставленная методическая задача формулируется в данном случае достаточно просто и заключается в выборе параметров взрывного скважинного источника, позволяющего повысить для меловых отражений вес гармонических составляющих, расположенных правее 10 Гц. На основании сопоставления графиков, показанных на рис. 3, очевидно, что в большей степени относительный вес указанных гармоник представляется возможным повысить при установке заряда массой 0,3 кг на глубине 3 - 4 м.

Аналогичные выводы можно также сделать и на основании сравнительного анализа спектров целевых отражений, рассчитанных при различных параметрах взрывных скважинных излучателей, и определяемых равенством:

$$Sотр(f)=Hвзр(f)\,Hср(f)\,Sp(f), \qquad (3)$$

где Hвзр(f) - частотная характеристика очага взрыва;

Hср(f) – частотная характеристика геологической среды, покрывающей меловые отложения;

Sp(f) - спектр функции давления в источнике.

В соответствие же с результатами исследований, приведёнными в работе [3], временной закон изменения давления в очаге взрыва приближается к импульсной функции Дирака, что позволяет исключить Sp(f) из равенства (3). Т.е. спектр отражений с точностью до постоянного множителя, в основном, зависит от произведения частотных характеристик геологической среды и очага взрыва.

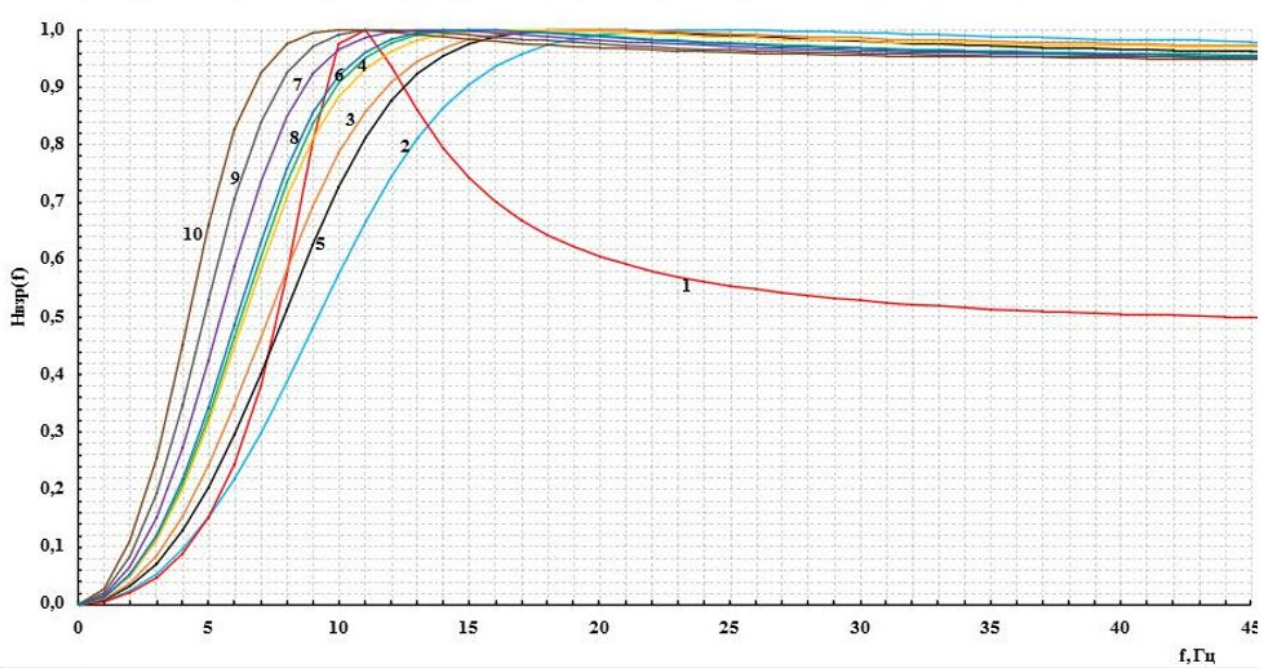
$$S_{отр}(f) = H_{взр}(f)\, H_{ср}(f). \quad (4)$$

На основании равенства (4) частотная характеристика геологической среды, покрывающей целевые отложения, при проведении данных исследований определялась путём деления спектра верхнемеловых отражений, представленного на рис. 2,а, на АЧХ очага взрыва, приведённую на рис. 2,б.

Амплитудно-частотная характеристика геологической среды, рассчитанная рассмотренным выше способом, представлена на рис. 4 (кривая 1). Точность определения данной амплитудно-частотной характеристики, безусловно, недостаточна для решения интерпретационных задач, однако вполне приемлема при решении методических вопросов. Так, в работе [4] на основании скважинных наблюдений показано, что для водонасыщенных осадочных пород при скоростях распространения продольных колебаний 2000-3000 м/с, среднестатистический декремент поглощения продольных волн составляет около 0,04. С учётом приведённого значения декремента была рассчитана частотная характеристика геологической среды при условии, что общая длина траектории движения продольной волны составила 4000 м. График АЧХ геологической среды, рассчитанный таким образом, показан на рис. 4 (кривая 2). Из рисунка 4 можно видеть, что АЧХ геологической среды, рассчитанная с использованием данных, приведённых в справочной геофизической литературе, весьма качественно осредняет АЧХ среды, рассчитанной путём деления спектра меловых отражений на АЧХ очага взрыва заряда массой 1,5 кг, установленного в верхней части коренных пород. При этом график 2 не учитывает слоистость геологического разреза и поэтому в отличие от графика 1 он гладкий и строго соответствует экспоненциальной функции.

Прогнозируемые графики амплитудных спектров меловых отражений, рассчитанные путём перемножения

▼ *Рис. 3. Теоретические АЧХ взрывного скважинного источника: 1 – коренные породы, hвзр = = 12 м; ϑ = 1,5 кг; 2 - hвзр = 4 м, ϑ = 0,3 кг; 3 - hвзр = 4 м, ϑ = 0,6 кг; 4- hвзр = 4 м, ϑ = 0,9 кг; 5 - hвзр = 3 м, ϑ = 0,3 кг; 6 - hвзр = 3 м, ϑ = 0,6 кг; 7 - hвзр = 3 м, ϑ = 0,9 кг; 8 - hвзр = 2 м, ϑ = = 0,3 кг; 9 - hвзр = 2 м, ϑ = 0,6 кг; 10 - hвзр = 2 м, ϑ = 0,9 кг.*



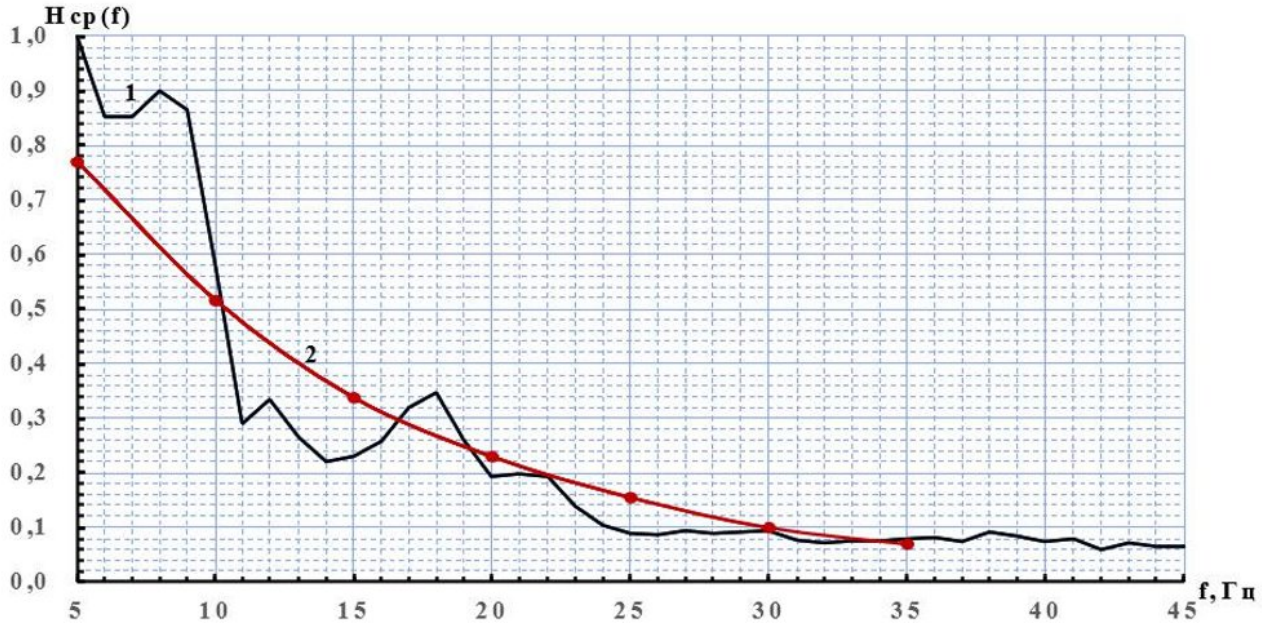


Рис. 4. АЧХ геологической среды, покрывающей верхнемеловые отложения: 1 – график рассчитан путём деления спектра зарегистрированных меловых отражений на АЧХ очага взрыва (hвзр = 12 м; ϑ = 1,5 кг); 2 – использовался декремент поглощения, приведённый в справочной литературе.

частотных характеристик очага взрыва Нвзр(f) при различных параметрах взрывного источника (см. рис. 3) и частотной характеристики геологического разреза Нср(f) (см. рис. 4, график 1) приведены на рис. 5.

На основании сравнительного анализа прогнозируемых спектров целевых отражений очевиден вывод аналогичный выводу, который был сделан при рассмотрении графиков частотных характеристик очага взрыва. Т.е. наиболее значимое повышение веса гармоник, расположенных правее 10 Гц, можно обеспечить для верхнеюрских отражений в условиях Карабудахкентской площади путём установки заряда массой 0,3 кг на глубине 3–4 м.

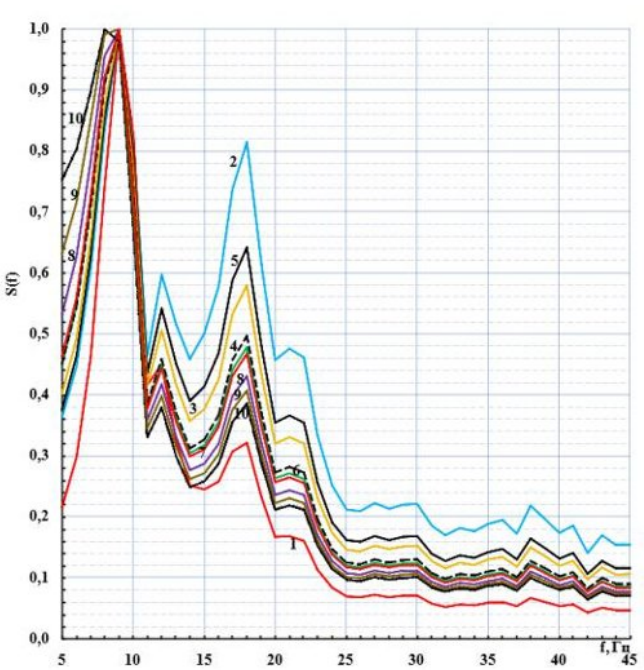
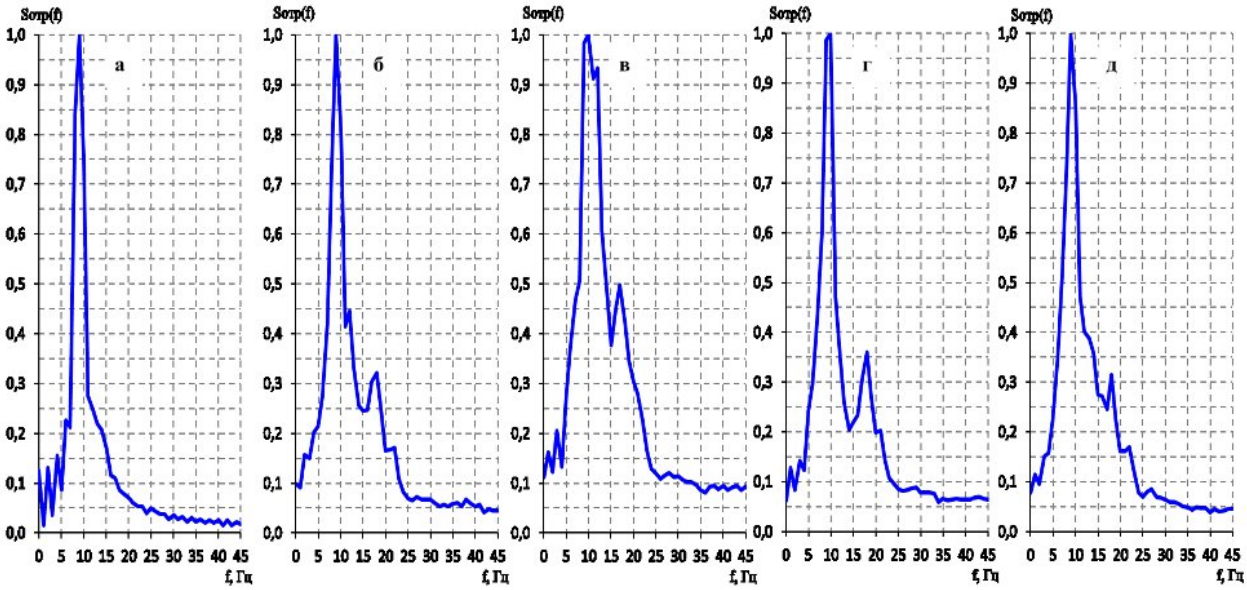


Рис. 5. Прогнозируемые графики амплитудных спектров меловых отражений:
1 – коренные породы,
hвзр = 12 м; ϑ = 1,5 кг;
2 - hвзр = 4 м, ϑ = 0,3 кг;
3 - hвзр = 4 м, ϑ = 0,6 кг;
4- hвзр = 4 м, ϑ = 0,9 кг;
5 - hвзр = 3 м, ϑ = 0,3 кг;
6 - hвзр = 3 м, ϑ = 0,6 кг;
7 - hвзр = 3 м, ϑ = 0,9 кг;
8 - hвзр = 2 м, ϑ = 0,3 кг;
9 - hвзр = 2 м, ϑ = 0,6 кг;
10 - hвзр = 2 м, ϑ = 0,9 кг.



▲ *Рис. 6. Примеры амплитудных спектров импульсов верхнемеловых отражений, зарегистрированных на исходных сейсмограммах в условиях Карабудахкентской площади: а – вибросейсмический метод, ΔF = 6-70 Гц, Т = 20 с; б, в, г, д – взрывной скважинный источник; б - hвзр = 12 м, Q=1,5 кг; в - hвзр = 3 м, Q=0,3 кг; г - hвзр = 3 м, Q=0,6 кг; д - hвзр = 4 м, Q=0,6 кг*

Для подтверждения достоверности теоретических оценок при выборе параметров взрывного скважинного источника были проведены дополнительные сейсмические наблюдения. Возбуждение колебаний осуществлялось на глубине 3 м с использованием зарядов ВВ 0,3 кг и 0,6 кг, а также на глубине 4 м с использованием заряда 0,6 кг. Для обеспечения необходимой глубинности исследования осуществлялось 4-х элементное группирование взрывных скважин. При этом в каждой скважине устанавливался заряд с указанной массой. Полученные при этом экспериментальные материалы подтверждают целесообразность использования теории сферического излучателя при выборе параметров взрывных скважинных излучателей. Так, из рисунка 6 можно видеть. что при взрыве заряда ВВ массой 1,5 кг в верхней части коренных пород динамика меловых отражений характеризуется заметно более высоким качеством по сравнению с динамикой вибросейсмических записей. Вместе с тем при взрыве заряда ВВ массой 0,3 кг на глубине 3 м относительный вес гармонических составляющих, соответствующих диапазону 15 – 45 Гц, возрастает по сравнению с относительным весом аналогичных гармоник при взрыве заряда массой 1,5 кг в коренных породах на 55 – 100%, что практически совпадает с результатами теоретических оценок, приведёнными на рис. 5. При этом увеличение массы заряда, устанавливаемого на глубине 3 – 4 м, до 0,6 кг приводит, как это видно из рисунков 6, г и 6, д, к снижению качества динамики регистрируемых меловых отражений, что также соответствует результатам теоретических расчётов, приведённым на рис. 5.

Таким образом, выполненные исследования указывают на целесообразность использования теории сферического излучателя при выборе параметров взрывных скважинных источников, что позволяет более осмысленно подходить к выбору параметров взрывного излучателя и при необходимости существенно сокращать объёмы опытно-методических работ.

Литература

1. Боганик Г.Н., Гурвич И.И., 2006, Сейсморазведка: Учебник для вузов. Тверь: Издательство АИС, 744 с.

2. Гурвич И.И., 1965, К теории сферического излучателя сейсмических волн. – «Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли», №10.

3. Гурвич И.И., 1966, Функция возбуждения взрывного сферического излучателя продольных волн. - «Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли», №4.

4. Сейсморазведка: Справочник геофизика. В двух книгах / Под ред. В.П.Номоконова. Книга первая.- 2- изд.,- М.: Недра, 1990. – 336 с.

Подробнее об авторах



Кострыгин
Юрий Петрович

доктор технических наук,
профессор Кубанского
государственного
университета,
директор
ООО «Новоросморгео».



Хасан
Ресуль Енес

магистр геологии,
геофизик
ООО «Новоросморгео»

О связи упругих и электрических характеристик ВЧР для целей сейсморазведки МОГТ

- Дмитриев Ю.Ю. , Тригубович Г.М. (ЗАО «Аэрогеофизическая разведка», г. Новосибирск)
- Гоц И.А. (ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка», г. Москва)
- Батманов И.А. (ООО «РН-Уватнефтегаз», г. Тюмень)
- Рябошапко С.М. (ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», г. Москва)

Традиционным методом исследования скоростной характеристики ВЧР и определения оптимальных условий возбуждения (глубины погружения и веса заряда ВМ), является метод МСК, выполняемый по очень редкой сети (одна скважина на 1- 4 кв.км). Попытки более детального исследования ВЧР, с учетом ее крайне неравномерного строения, методами сейсморазведки - МПВ и микро-МОВ – широкого развития не получили из-за низкой производительности и высокой стоимости.

Актуальность исследований связи упругих и электрических характеристик ВЧР для целей сейсморазведки МОГТ связана с разработкой нового метода импульсной электроразведки – технологии импульсного электромагнитного сканирования разреза, обеспечивающего непрерывное (в движении) изучение ВЧР на глубинах до 50 м с производительностью до 40-45 пог. км в смену [4]. Задачи исследования ВЧР предложено решать комплексом методов: электромагнитное сканирование разреза (ЭМС), обращенный микросеймокаротаж (МСК) и электрокаротаж (КС) в скважинах, предназначенных для проведения МСК. Технология реализации предложенного комплекса методов опубликована в работах - [1, 2, 3]. В данной статье изложены дополнительные результаты работ по этой технологии, подтверждающие объективность и эффективность её применения.

Введение

Традиционным методом исследования скоростной характеристики ВЧР и определения оптимальных условий возбуждения (глубины погружения и веса заряда ВМ), является метод МСК, выполняемый по очень редкой сети (одна скважина на 1-4 кв. км). Попытки более детального исследования ВЧР методами сейсморазведки - МПВ и микро-МОВ – широкого развития не получили из-за низкой производительности и высокой стоимости.

Актуальность исследования связи упругих и электрических характеристик ВЧР для целей сейсморазведки МОГТ связана с разработкой нового метода импульсной электроразведки – импульсного электромагнитного сканирования разреза, обеспечивающего непрерывное (в движении) изучение ВЧР до глубин 50 м с производительностью до 40-45 пог. км в смену [4]. Для решения задачи исследования ВЧР авторами предложено применять комплекс методов: электромагнитное сканирование разреза (ЭМС), обращенный микросейсмокаротаж (МСК) и электрокаротаж методом кажущихся сопротивлений (КС) в скважинах, предназначенных для проведения МСК. Технология реализации предложенного комплекса опубликована в работах - [1, 2, 3].

Для целей проектирования оптимального заряда ВМ, связь упругих и электрических характеристик ВЧР исследовалась построением корреляционных связей между атрибутами сейсмической записи МОГТ (амплитуда и доминантная частота) и геоэлектрическими параметрами слоев, в которых размещался заряд.

Возможность определения скоростно-

го закона ВЧР анализировалась по сопоставлениям МСК, электрокаротажа и ЭМС.

К анализу характеристик ВЧР привлекались сейсмограммы МОГТ-3D, данные МСК, электрокаротаж и ЭМС.

Взаимосвязь атрибутов сейсмической записи и электрических параметров ВЧР

Исследование взаимосвязи атрибутов сейсмической записи (амплитуда и доминантная частота в окне полезного сигнала) и удельных сопротивлений слоев, в которых размещался заряд ВМ, проводилось по данным производственных работ МОГТ-3D и результатов ЭМС. Всего проанализировано более 2500 пог. км профилей МОГТ (более 50000 ПВ) в нескольких регионах РФ (Западная Сибирь, Эвенкия, Тимано-Печорская НГП) в различных сейсмогеологических условиях. Дополнительно использовалась геологическая документация шлама скважин (более 500 скважин).

На рисунках 1 - 4 сопоставляются примеры геоэлектрических разрезов ЭМС с данными распределения атрибутов сейсмической записи. Эти материалы показывают, что атрибуты сейсмической записи очень чувствительно реагируют на изменения геоэлектрического строения ВЧР (электрических параметров среды) и тем самым подтверждают, что электрические характеристики слоев можно использовать при выборе оптимальных условий возбуждения сейсмического сигнала.

Анализ геоэлектрических разрезов (Рисунок 1) с точки зрения зависимости амплитуды сейсмического сигнала от уровня сопротивлений пород ВЧР позволяет отметить следующие закономерности:

1. Между удельными сопротивлениями пород ВЧР и амплитудой сейсмической волны существует корреляционная связь.

2. Максимальные амплитуды зарегистрированных продольных волн (100-150 мкВ) связаны с пластичными суглинками (удельные сопротивления менее 50 Ом*м). Причем, чем меньше уровень сопротивлений в этом слое, тем выше амплитуда сигнала.

3. В суглинистых породах с прослоями песка и в песках (удельные сопротивления выше 50 - 100 Ом*м) амплитуда

Рис. 1. Сопоставление геоэлектрического разреза ЭМС с распределением амплитуд сейсмической записи. Разрез ВЧР представлен талыми суглинками-песками.

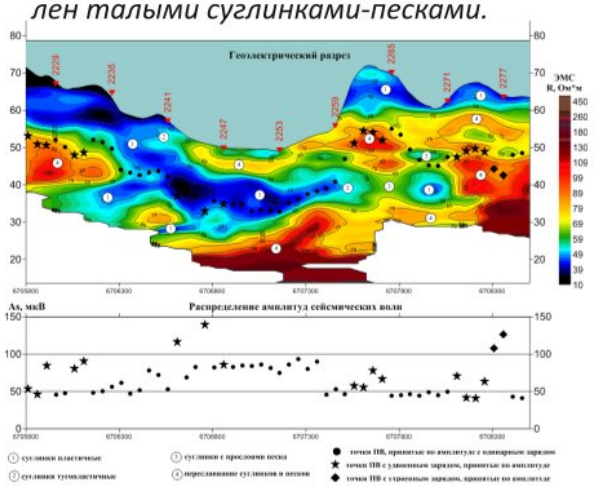
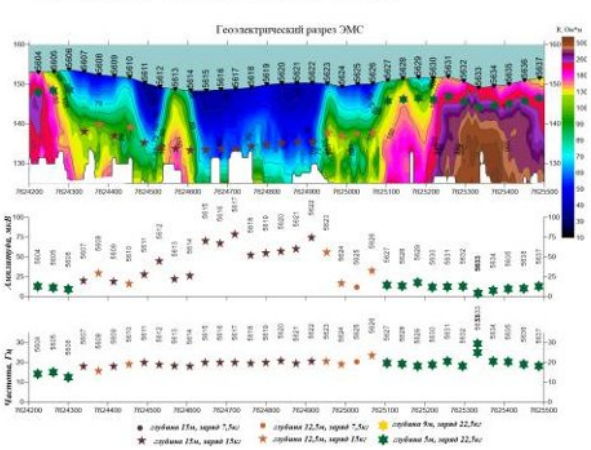
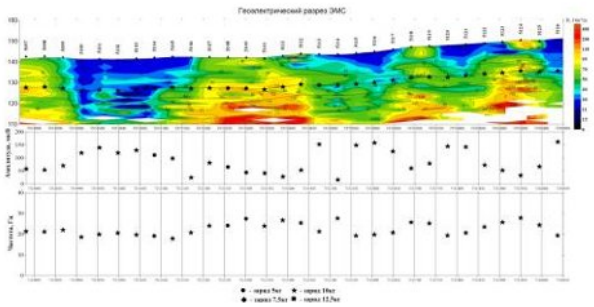
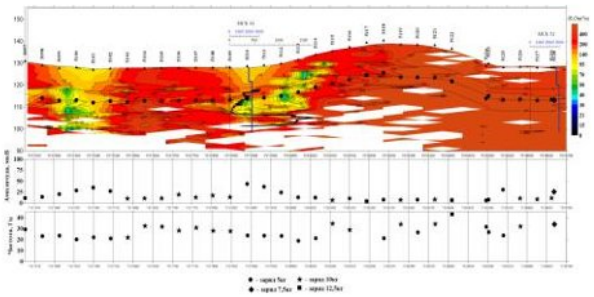


Рис. 2. Сопоставление геоэлектрического разреза ЭМС с атрибутами сейсмической записи. Разрез представлен мерзлыми суглинками с дресвой и щебнем скальных пород и скальными породами – песчаниками, известняками и конгломератами и зонами их выветривания.





▲ *Рис. 3. Сопоставление геоэлектрического разреза ЭМС с атрибутами сейсмической записи. Разрез представлен пластично--мерзлыми суглинками и супесями.*



▲ *Рис. 4. Сопоставление геоэлектрического разреза ЭМС с атрибутами сейсмической записи. Разрез представлен мерзлыми и талыми песками.*

сейсмической волны падает до 60-80 мкВ.

4. Выше уровня грунтовых вод во всех типах пород ВЧР амплитуда продольной волны падает. В пластичных суглинках она уменьшается в среднем до 60-80 мкВ, в опесчаненых отложениях до 10 – 40 мкВ, что может быть критичным для качества сейсмоданных.

На рисунках 2, 3 и 4 приводятся примеры типичных геоэлектрических разрезов ВЧР, которые наглядно характеризуют изменение атрибутов сейсмической записи в зависимости от условий размещения заряда:

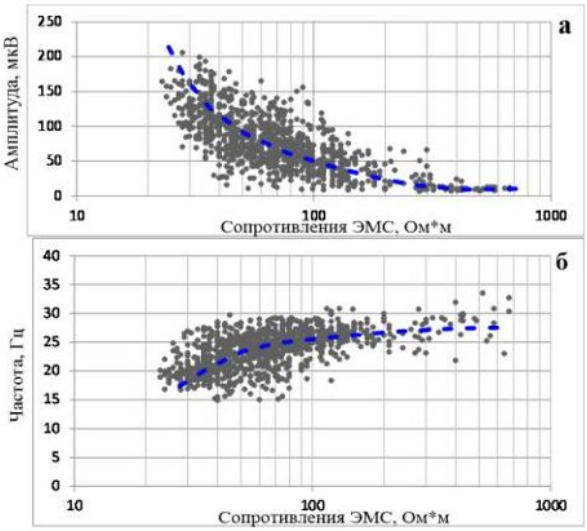
1. Наиболее благоприятными являются талые суглинки. При размещении заряда в таких породах можно ожидать амплитуды регистрируемых сейсмических волн до 100-200 мкВ с доминантной частотой порядка 25 Гц.

2. При размещении заряда в мерзлых супесях амплитуды падают до 50-100 мкВ, однако доминантная частота возрастает до 25-35 Гц.

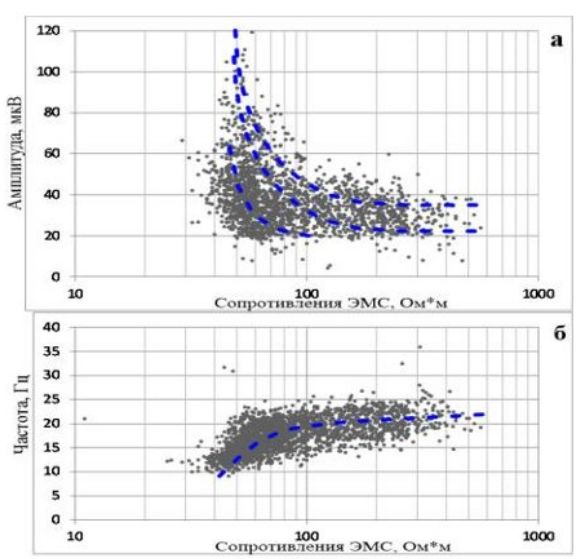
3. Наименее благоприятным для возбуждения является разрез мерзлых песков (особенно сухо-мерзлых). В таких отложениях амплитуда падает до 10-20 мкВ и увеличение веса заряда не приводит к заметному увеличению амплитуд, но частота отмечается достаточно высокая, до 30-45 Гц. В таких условиях заряд лучше размещать в приповерхностных талых зонах (до 10 м), если они отмечаются на геоэлектрических разрезах.

На рисунках 5-7 приводятся поля корреляции атрибутивных данных МОГТ и ЭМС. Характер распределения сопоставляемых данных показывает, что зависимости являются устойчивыми и универсальными при различном строении ВЧР: с ростом электрического сопротивления среды амплитуды отраженных волн снижаются, а частоты растут. Это и является критерием при планировании глубины заложения и мощности взрывного источника. Необходимо дополнительно отметить, что амплитудная зависимость более сложная, в отличие от частотной, и в большей степени зависит от литологии и мерзлотного состояния пород.

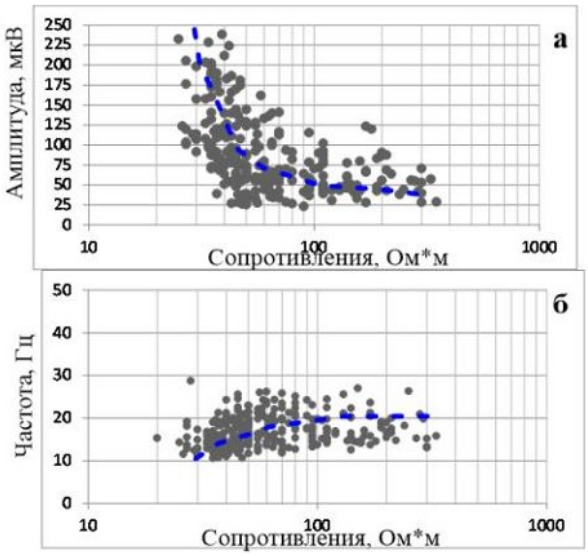
На разброс данных в приведенных корреляционных зависимостях безусловно влияют: ошибки в глубине заложения заряда (источник возбуждения не является точечным), точность определения удельных сопротивлений пластов и влияние глубоко залегающих аномальных (по сейсмическим свойствам) пластов. Необходимо отметить, что материалы ЭМС подтверждены контрольными возбуждениями сейсмических колебаний с рекомендуемыми по данным ЭМС глубинами заложения зарядов (110 контрольных взрывов). Достоверность прогноза электроразведки по данным



▲ *Рис. 5. Поле корреляции атрибутов сейсмической записи (амплитуда «а» и доминантная частота «б») и удельных сопротивлений пластов по данным ЭМС, в которых размещается заряд. Разрез представлен пластично мерзлыми суглинками и глинами и мерзлыми песками. Глубина заложения заряда 10-15м, вес 10 кг. Число сопоставлений N= 2316.*



▲ *Рис. 6. Поле корреляции атрибутов сейсмической записи (амплитуда «а» и доминантная частота «б») и удельных сопротивлений пластов по данным ЭМС, в которых размещается заряд. Разрез представлен пластично мерзлыми суглинками и глинами с дресвой и щебнем скальных пород (песчаники, известняки, конгломераты). Вес заряда 15кг, глубина 15м. Число сопоставлений N= 1256.*



▲ *Рис. 7. Поле корреляции атрибутов сейсмической записи (амплитуда «а» и доминантная частота «б») и удельных сопротивлений пластов (в которых размещается заряд) по данным ЭМС. Разрез представлен пластично-мерзлыми и талыми суглинками и глинами с прослоями супесей и песков. Вес заряда 6кг, глубина 15-20м. Число сопоставлений N= 268.*

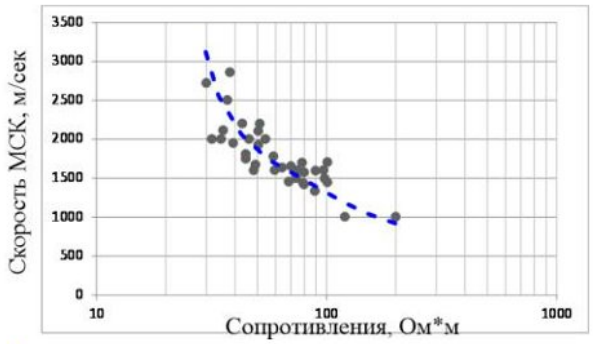
контрольных отстрелов составила более 90%.

Сейсмические и электрические свойства пород ВЧР

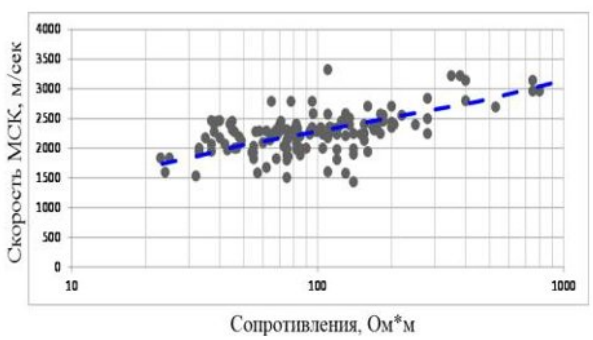
Связь сейсмических характеристик с электрическими параметрами ВЧР анализировалась сопоставлениями данных МСК, электрокаротажа и ЭМС в разрезах с талой и мерзлой ВЧР.

С документацией шлама проанализировано более 200 скважин МСК с электрокаротажем.

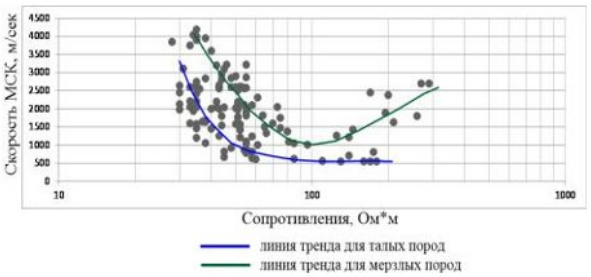
На рисунках 8 - 10 приводятся примеры полученных зависимостей. Естественно, что в талом и в мерзлом разрезах зависимости скорости продольной волны от сопротивлений пород имеют различный характер. Учитывая разнообразие строения и характеристик ВЧР, эти зависимости необходимо изучать детально на каждом объекте сейсморазведочных работ.



▲ *Рис. 8. Поле корреляции результатов МСК и электро-каротажа. Разрез представлен талыми суглинками и глинами с прослоями супесей и песков. Число сопоставлений N=39 (18 скважин МСК).*



▲ *Рис. 9. Поле корреляции результатов МСК и ЭМС. Разрез представлен твердо-мерзлыми суглинками, глинами и песками. Число сопоставлений N=124 (108 скважин МСК).*



▲ *Рис. 10. Поле корреляции результатов МСК и ЭМС. Разрез представлен пластично-мерзлыми и талыми суглинками, глинами и песками. Число сопоставлений N=128 (103 скважины МСК).*

Заключение

Анализ достоверности и информативности традиционных методов исследования ВЧР показывает, что общепринятая методика проектирования параметров заряда не обеспечивала решение поставленных задач не из-за методологических характеристик применяемых методов, а исходя из сильной латеральной и глубинной изменчивости ВЧР, предусмотреть которую точечными измерениями не представляется возможным.

Фактически задача определения строения ВЧР требуемой детальности для целей сейсморазведки МОГТ не решалась методами наземной геофизики до разработки технологии импульсных электромагнитных зондирований становлением поля (ЗСБ) во временной области. Эта технология была усовершенствована в последние 10-12 лет до уровня непрерывного электромагнитного сканирования разреза (ЭМС), выполняемого в движении.

Но при исследовании ВЧР для целей сейсморазведки задачу геофизических исследований нельзя сводить только к литологическому расчленению разреза. Необходимо установить корреляционные связи между упругими и электрическими параметрами пород, слагающими разрез. Следует определить, какие отложения в конкретной геологической обстановке обладают наилучшими сейсмическими параметрами (скорость продольной волны, атрибуты сейсмической записи), чтобы в дальнейшем ориентироваться на выявление таких горизонтов для размещения ПВ. Поэтому предложен комплекс методов: ЭМС, электрокаротаж и обращённый микросейсмокаротаж.

Вышеприведенные результаты исследования сейсмических данных МОГТ-3D и комплекса методов МСК + КС + ЭМС подтверждают наличие взаимосвязи между упругими и электрическими свойствами пород ВЧР, что обосновывает возможность применения метода импульсной электроразведки для планирования параметров взрывного источника и непре-

рывного изучения скоростного строения ВЧР по данным электроразведки.

Еще одним, пока не опробованным полностью на практике результатом исследований, является возможность построения чрезвычайно детальных геологической и скоростной модели ВЧР на основании установленных корреляционных связей литологии, скоростей по данным МСК и сопротивлений по данным КС и ЭМС. Настолько детальных, что применение последней, например, для учета ВЧР при обработке может оказаться чрезмерным и потребует сглаживания. Однако в перспективе обработки сверхплотных съемок такая детальность будет абсолютно оправдана, если мы хотим изучать действительно «тонкие» эффекты.

Литература

1. Дмитриев Ю.Ю., Тригубович Г.М., Тарасова Ю. П., Закариев Ю.Ш., Рябошапко С.М., Цыпышев Н.Н. «Прогнозирование оптимальных условий размещения заряда при сейсморазведочных работах в Западной Сибири с использованием электромагнитного сканирования во временной области»./Приборы и системы разведочной геофизики. №4, 2014г/

2. Дмитриев Ю.Ю., Глазунов В.В., Гоц И.А., Логовской В.И., Цыбин В.Ф., Ефимова Н.Н. «Комплексное применение методов импульсной электроразведки в составе сейсморазведочных работ МОГТ-3D для прогнозирования глубины скважин ПВ в условиях сложного строения ВЧР»./Приборы и системы разведочной геофизики. №4, 2016г/

3. Дмитриев Ю.Ю., Тригубович Г.М. Гоц И.А, Рябошапко С.М., Батманов И.А. «Применение комплекса методов ЭМС, электрокаротаж КС и МСК для изучения ВЧР с целью прогноза оптимальной глубины погружения заряда при сейсморазведочных исследованиях МОГТ». /Инженерная и рудная геофизика. Алма-Аты, 2018г/.

4. Дмитриев Ю.Ю., Тригубович Г.М. «Новая технология импульсной электроразведки для инженерных изысканий». /Инженерная и рудная геофизика. Кисловодск, 2017г/.

Первая отечественная нодальная бескабельная система «Открытие» с электронно-молекулярными датчиками

- Абдулвалиев М.Т., технический директор НТЦ, ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка»
- Тиссен А.П., вице-президент по науке, ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка»
- Толкачев В.М., президент ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка»
- Череповский А.В., главный специалист НТЦ, ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка»

Показаны перспективы и преимущества бескабельных регистрирующих систем нодального типа. Рассмотрены особенности инновационной отечественной нодальной системы «Открытие», расширяющей возможности наземной сейсморазведки. Описана конструкция и принцип действия встроенного молекулярно-электронного датчика, обладающего рекордной чувствительностью (250 В/(м/с)), широким диапазоном частот (от 1 до 300 Гц) и низким уровнем аппаратурного шума. Описаны первые опытные работы 2D с системой «Открытие», выполненные весной этого года, и результаты экспресс-обработки полученного массива данных.

Актуальность перехода на бескабельные регистрирующие системы.

В последние десять лет на различных международных геофизических конференциях и форумах всё больше говорится о бескабельных регистрирующих системах и о том, что именно за такими системами будущее наземной сейсморазведки [2]. Несмотря на то, что кабельные регистрирующие системы продолжают совершенствоваться, и сейсмопартии с кабельным оборудованием способны обеспечивать высокую производительность полевых работ 3D с количеством активных каналов до 100000 и больше, размотка десятков и даже сотен километров соединительных кабелей на площадях с развитой инфраструктурой (нефтепромысловые сооружения, трубопроводы, шоссе, промышленная и жилая застройка) или с изрезанным рельефом и густой речной сетью представляет собой трудноразрешимую задачу или предполагает повышенные трудозатраты. Кроме того, в некоторых регионах частые повреждения кабелей, вызывающие снижение производительности полевых работ и увеличение их сроков, могут быть обусловлены дикими животными или недружественным местным населением. Этими факторами объясняется растущий интерес заказчиков сейсморазведочных работ к бескабельным регистрирующим системам.

Бескабельные системы сбора сейсмических данных расширяют возможности сейсморазведчиков при выполнении исследований любой сложности и с любой плотностью наблюдений. Но основным мотивом внедрения новых типов регистрирующих систем, конечно, является их экономическая целесообразность, вопросы охраны труда и защиты окружающей среды.

С точки зрения многих Заказчиков, основным недостатком нодальных систем было и остается отсутствие возможности контроля работоспособности каналов в реальном режиме времени. Для решения этой задачи некоторые производители современных бескабельных систем снабдили свои автономные модули той или иной возможностью периодического или непрерывного контроля «статусов», то есть параметров регистрации сейсмических данных и функционирования полевых модулей [4]. Чаще всего для беспроводного контроля «статусов» используются хорошо известные технологии Wi-Fi и Bluetooth, а иногда Zigbee. Но надо принимать во внимание, что такие конструктивные решения приводят к увеличению стоимости оборудования, а также к повышенным энергозатратам.

В недавнем прошлом дополнительными препятствиями, лежащими на пути завоевания бескабельными системами

главенствующей роли при наземной сейсморазведке 3D, были громоздкость, большой вес и высокая стоимость одноканальных модулей, которые были снабжены разъемами для подключения внешних аккумуляторов, необходимых для обеспечения длительного периода работы, и больших групп электродинамических сейсмоприемников (или геофонов), из-за чего вес бескабельных систем в расчете на один канал был больше, чем у традиционных кабельных систем. Поэтому для перевозки и установки бескабельных модулей требовалось много транспортных средств и ручного труда.

Технологичность бескабельных систем резко повысилась при появлении компактных и морозостойких литий-ионных и литий-полимерных аккумуляторов, благодаря которым автономность бескабельных модулей со встроенными аккумуляторами удалось увеличить от 1-2 дней до 1-2 месяцев, в зависимости от температуры окружающей среды. Другим важнейшим моментом для разработки бескабельных систем нового поколения стали дешёвые и высокочувствительные приёмники сигналов глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС), среди которых наибольшей популярностью обладают американская система GPS, российская система Глонасс и китайская система Бэйдоу (в южной Сибири и на Дальнем Востоке). ГНСС-приёмники в автономных модулях бескабельных систем в первую очередь предназначены для синхронизации (хронирования) записываемых отсчётов сейсмических трасс. Использование ГНСС стало ключевым моментом, который открыл дорогу автономной регистрации сейсмических данных с использованием неограниченного количества бескабельных модулей [4].

По этим причинам абсолютное большинство производителей бескабельных систем решили отказаться от радиосвязи, предназначенной для централизованной передачи данных в реальном времени. Дело в том, что высокая надёжность современных бескабельных систем позволяет выполнять «слепые» сейсмические съёмки 3D, при которых подрядчик и Заказчик ничего не знают о состоянии вынесенных на профиль автономных модулей и не получают сейсмических данных для контроля качества в реальном времени. Многолетний опыт эксплуатации «слепых» бескабельных систем показал, что за время выполнения одной съемки 3D доля вышедших из строя бескабельнвых модулей обычно не превышает 0,2%.

Нодальные бескабельные системы

Дальнейшее повышение компактности и технологичности бескабельных регистрирующих систем было достигнуто при переходе на «истинно бескабельные» системы, в модулях которых располагаются одиночные встроенные сейсмоприемники. Такие бескабельные системы стали называть нодальными. Поскольку одиночные приемники не ослабляют ни волны-помехи, ни микросейсмы, записанные нодами сейсмограммы обычно характеризуются довольно низким отношением сигнал/помеха (С/П). Следовательно, нодальные регистрирующие системы в первую очередь применимы на сейсмических проектах с высокой плотностью наблюдений, то есть с сокращенным шагом пунктов приема (не более 20-25 м).

Отметим, что в невзрывной сейсморазведке 3D высокую плотность наблюдений в условиях открытой местности можно также обеспечить за счет сокращенного интервала между линиями и пунктами возбуждения – например, за счет применения высокопроизводительной технологии «Glide», когда импульсные источники «Енисей» работают в движении, с шагом от 5 до 10 м, обеспечивая повышение производительности сейсморазведочных работ в 2-3 раза. В таких случаях для регистрации данных могут быть особенно эффективно использованы ноды, установленные по разреженной сети наблюдений

– скажем, 100 на 100 м по обеим координатам площади работ.

Поначалу в нодах использовались стандартные геофоны с собственной частотой 10 Гц. Но в последние годы большинство производителей нодальных регистрирующих систем перешли на высокочувствительные геофоны (от 80 до 100 В/(м/с)) с собственной частотой 5 Гц, что позволяет получать более широкополосные данные, требуемые для корректной интерпретации и полноволновой инверсии сейсмических данных. В отдельных случаях в нодах используются акселерометры (датчики, измеряющие не скорость, а ускорения упругих колебаний), но даже лучшие приборы такого рода – хорошо известные в отрасли микроэлектро-механические системы (МЭМС) – характеризуются высоким уровнем собственных шумов на частотах ниже 10 Гц. Конструкторам ещё предстоит добиться выравнивания плотности аппаратурного шума этих датчиков и всего регистрирующего канала в низкочастотной части спектра [1].

Молекулярно-электронный датчик (МЭД)

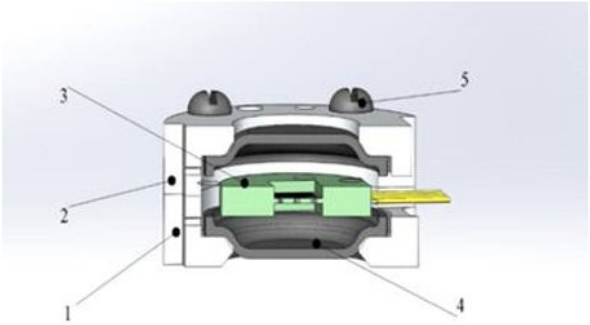
По нашему мнению, наиболее перспективным одиночным приемником для нодальных бескабельных систем является молекулярно-электронный датчик (МЭД). Такие датчики длительное время конструируются и выпускаются российской компанией Р-сенсорс, основанной выпускниками МФТИ и сотрудничающей с центром молекулярной электроники этого института. Датчики МЭД успешно работают в сейсмических сетях Единой геофизической службы РАН – на территории Якутии, в Магадане, на Сахалине и Курильских островах, применяются для круглосуточного сейсмического мониторинга стадионов и высотных зданий, но пока не нашли широкого применения в нефтегазовой сейсморазведке.

МЭД устроен таким образом, что при наличии внешнего сигнала электролит в канале приходит в движение благодаря гибким торцевым мембранам, и поток жидкости преобразуется в электрический ток (рис.1). Изменения тока между электродами чувствительного элемента являются выходным сигналом датчика, который благодаря электронике может быть пропорционален как скорости колебаний, так и их ускорению, то есть МЭД может работать как велосиметр или как акселерометр.

Чувствительный элемент МЭД помещается поперек диэлектрического канала, заполненного высокопроводящей рабочей жидкостью. Как правило, в преобразующем элементе используется йод-йодидный электролит, представляющий собой высококонцентрированный раствор йодида калия или лития с небольшой добавкой молекулярного йода.

Датчики МЭД обладают тремя важнейшими преимуществами (рис.2): очень высокой чувствительностью (250 В/(м/с)), беспрецедентно широкой полосой регистрируемых частот (от 1 до 300 Гц) и низким уровнем собственных шумов. При этом размеры МЭД не отличаются от размеров одиночного высокочувствительного геофона.

К недостаткам МЭД раньше можно было отнести высокое энергопотребление, что делало нецелесообразным применение таких датчиков в нодальных регистрирующих системах. Однако благодаря совместным усилиям НТЦ компании «ГЕОТЕК Сейсморазведка» и специалистов компании Р-сенсорс, в короткие сроки удалось адаптировать конструкцию МЭД и многократно снизить энергопотребление этого датчика и сопутствующей электроники. Обновленный МЭД стал главной «изюминкой» разработанной по инициативе компании «ГЕОТЕК Сейсморазведка» бескабельной системы «Открытие» [5], которая стала первой и пока единственной нодальной отечественной регистрирующей системой. По заказу компании «ГЕОТЕК Сейсморазведка» на крупнейшем



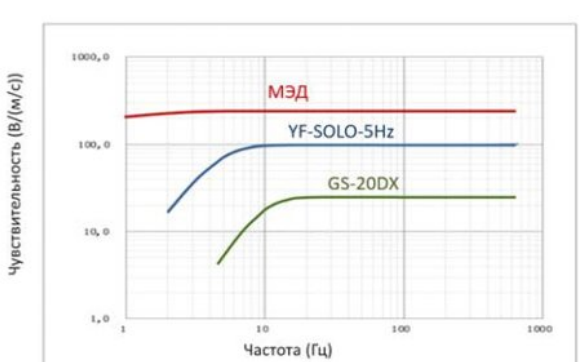
▲ *Рис.1. Конструкция молекулярно-электронного датчика: 1 – фланец нижний; 2 – фланец верхний; 3 – чувствительный элемент с выводами; 4 – резиновая мембрана; 5 – винт.*

в России предприятии по производству сейсморазведочного оборудования – СКБ СП в г.Саратов – в начале текущего года была сконструирована и выпущена первая серия нодов «Открытие» (рис.3) в количестве около 1000 штук.

Опытно-методические работы 2D

В марте текущего года в Западной Сибири (ХМАО), во время производственных работ 3D со стандартной кабельной системой, были также проведены опытно-методические работы (ОМР) с применением нодальной системы «Открытие» (рис.4). Опытные работы должны были решить следующие задачи: определить технологичность новой регистрирующей системы в зимних условиях, проверить влияние низких температур на чувствительность МЭД и на длительность работы аккумуляторов, доказать механическую надежность конструкции нодов «Открытие» и, наконец, сравнить данные, зарегистрированные МЭДами и электродинамическими геофонами, установленными на тех же линиях приема.

▼ *Рис.2. Сравнение амплитудно-частотных характеристик сейсмоприемников различного типа: молекулярно-электронный датчик (МЭД), высокочувствительный геофон YF-SOLO с собственной частотой 5 Гц и стандартный геофон GS-20DX с собственной частотой 10 Гц.*



Все ноды системы «Открытие» были предварительно заряжены и протестированы на стойках, рассчитанных на 64 нода (рис.5). Затем более 500 нодов были установлены в плотно утрамбованный снег на трех линиях приема, с таким же шагом (50 м), как и группы из трех высокочувствительных 5-Герцовых геофонов YF-SOLO, подключенных к кабельной системе. После установки нодов «Открытие» было выполнено их повторное тестирование с помощью планшетных компьютеров.

За 10 дней ОМР температура воздуха колебалась от -20 градусов ночью до +1 градуса днем. За это время значение начального напряжения во встроенных батареях (4,2 В на момент максимальной зарядки 15000 мА*ч) уменьшилось до 3,8

▼ *Рис.3. Общий вид одноканального модуля (нода) бескабельной системы «Открытие». Модуль снабжен веревочной ручкой для переноски и выдергивания из грунта.*





▲ *Рис.4. Проверка функционирования нодов бескабельной системы «Открытие» при опытных работах в Западной Сибири в марте этого года.*

В. При этом следует принять во внимание тот факт, что ноды «Открытие» могут нормально работать и при напряжении встроенных аккумуляторов, равном 2,6 В.

Обработка данных ОМР

Считывание сейсмической информации, накопленной нодами «Открытие» на трех линиях приема в течение 10 дней, было выполнено в полевом лагере после завершения этапа регистрации данных. Операции считывания сейсмической информации и зарядки встроенных аккумуляторов происходили одновременно (рис.5). В течение нескольких часов на сервере по отметкам момента было сформировано (вырезано из непрерывной записи) порядка 2500 исходных сейсмограмм общим объемом около 50 Гб. Один из нодов был доставлен с линии приема с лопнувшим корпусом после наезда на него транспортного средства, но сейсмическая информация не пострадала и была в полном объеме считана, а датчик МЭД не был поврежден.

На рис.6 представлены исходные сейсмограммы (на открытом канале) с одинаковым усилением. Видно, что запись, полученная с помощью стандартной кабельной системы с группами из трех 5-Герцовых сейсмоприемников YF-SOLO несколько слабее по амплитуде, чем запись, полученная нодами бескабельной системы «Открытие» со встроенными одиночными датчиками МЭД. Благодаря более широкополосной амплитудно-частотной характеристике (АЧХ) этого датчика, амплитудные различия особенно заметны в конусе поверхностной волны, которая обладает наиболее низкими частотами. Детальный анализ АЧХ показал, что бескабельная система «Открытие» со встроенными датчиками МЭД обеспечила более широкий спектр сигнала – как в сторону низких, так и высоких частот.

В результате экспресс-обработки данных по трем линиям приема были получены временные разрезы высокого качества (рис.7). Несмотря на то, что кратность наблюдений 3D в случае регистрации данных стандартной кабельной системой более чем на порядок превышала кратность наблюдений 2D с тестируемой нодальной бескабельной системой «Открытие», временные разрезы для двух типов регистрирующих систем оказались сопоставимы по информативности.

Заключение: настоящее и будущее бескабельных систем

Бескабельные регистрирующие системы, особенно нодального типа, уже завоевали большую популярность за рубежом благодаря тому, что концепция «слепой» сейсморазведки там не встретила отторжения со стороны заказчиков сейсморазведочных работ. На 81-й ежегодной конференции и выставке EAGE в Лондоне, состоявшейся в июне 2019 года, представители компании BP (British Petroleum) выступили с докладом, в котором декларировалось, что при высокой плотности наблюдений 3D нет необхо-

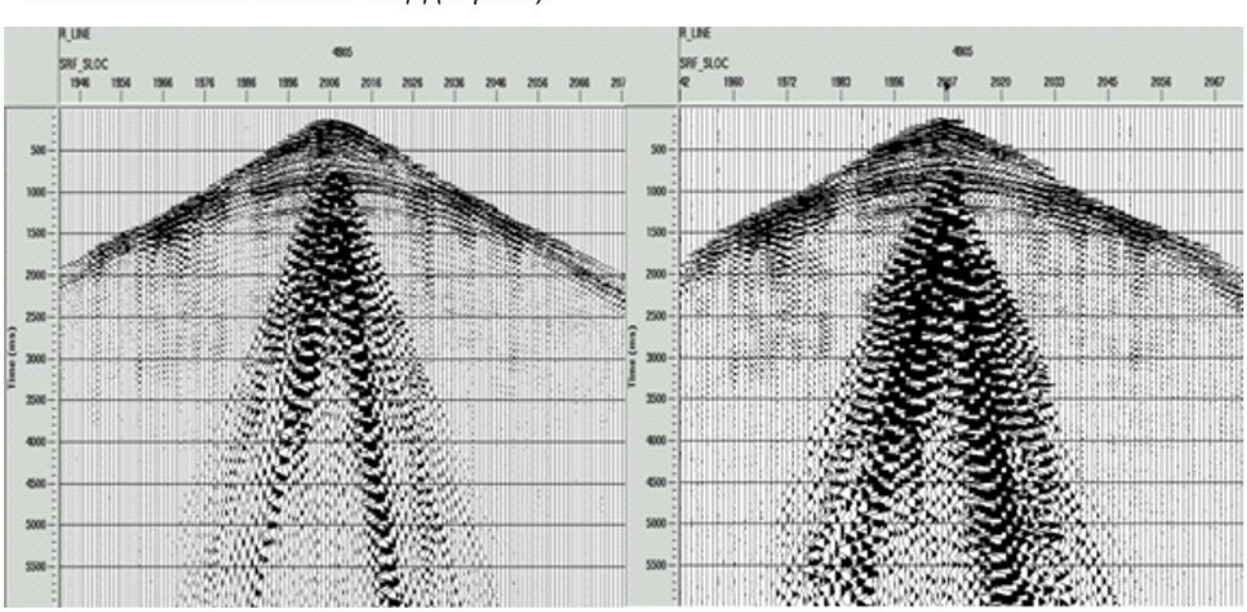


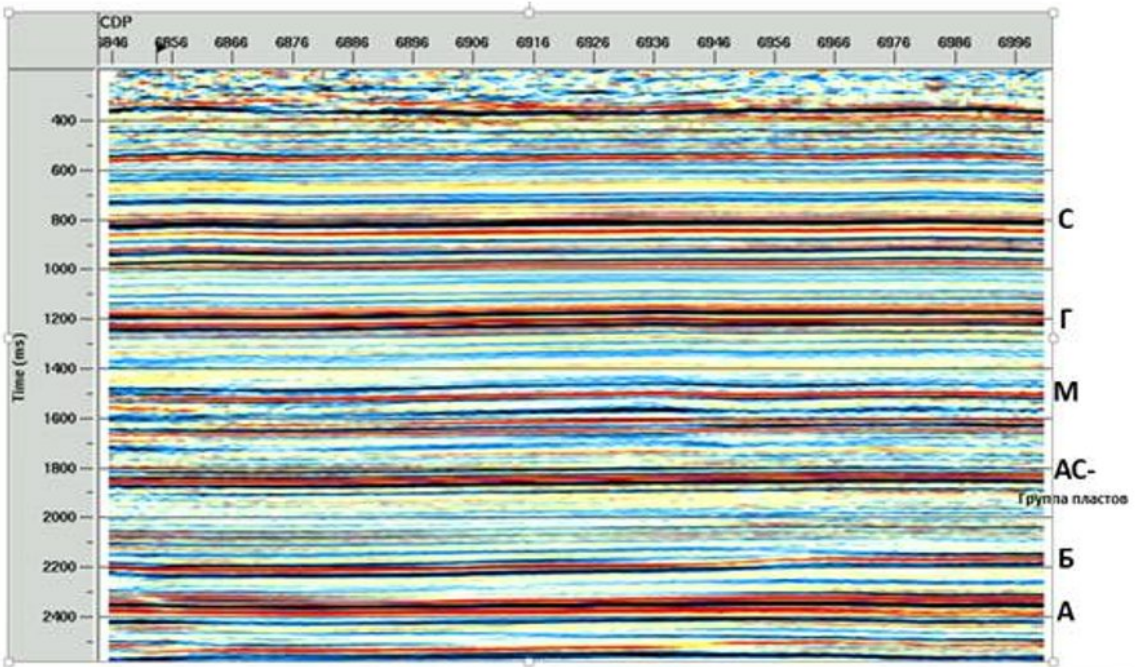
Рис.5. Считывание сейсмической информации и одновременная зарядка встроенных аккумуляторов на стойках, рассчитанных на 64 нода «Открытие».

димости в контроле качества сейсмических данных в реальном времени [3]. Дело в том, что неуклонное увеличение количества регистрируемых каналов (до нескольких десятков и даже сотен тысяч в отдельных случаях), резкое повышение кратности ОГТ и плотности трасс на 1 кв.км в результирующих массивах данных привели к тому, что традиционный контроль качества каждой исходной сейсмограммы обесценился или даже потерял смысл в тех случаях, когда каждые 5 или 10 секунд регистрируется 20, 50 или даже 100 тысяч каналов. Это особенно справедливо для вибрационных мега-партий, работающих по таким высокопроизводительным методикам как Slip-Sweep, HFVS, DSSS и ISS, при которых исходные виброграммы частично или полностью перекрываются во времени, и привычный количественный контроль качества таких полевых материалов невозможен [6].

В то же время представители BP отметили, что «слепая» регистрация данных не

Рис.6. Сравнение исходных сейсмограмм, зарегистрированных кабельной системой 428XL с группами по 3 высокочувствительных электродинамических сейсмоприемника YF-SOLO (слева) и нодами бескабельной системы «Открытие» со встроенными одиночными датчиками МЭД (справа).





▲ *Рис.7. Временной разрез, полученный после экспресс-обработки данных, зарегистрированных в Западной Сибири нодальной регистрирующей системой «Открытие» со встроенными молекулярно-электронными датчиками. На разрезе прослеживаются все опорные горизонты.*

подходит для маленьких сейсмопартий, в которых «паранойя контроля качества объясняется использованием небольшого количества каналов и низкой плотностью наблюдений», что предопределяет необходимость получения достаточно высококачественных исходных данных. Но в случае наблюдений высокой плотности не обязательно стремиться к высокому соотношению С/П на исходных данных, поскольку можно эффективно применять разнообразные статистические методы подавления помех на этапе обработки.

Если концепция смягчения требований к допустимому уровню шума окружающей среды (микросейсмам) и к соотношению С/П на исходных записях при высокой плотности наблюдений будет принята российскими Заказчиками, то относительно дешёвые нодальные бескабельные системы получат распространение в России, как это уже произошло в Северной и Южной Америке, а также в Австралии и Китае.

Инновационная отечественная нодальная система «Открытие», разработанная по инициативе НТЦ компании «ГЕОТЕК Сейсморазведка» и успешно протестированная весной этого года, имеет все шансы на широкое применение в нефтегазовой сейсморазведке не только в России, но и за рубежом благодаря важному конкурентному преимуществу, а именно благодаря уникальному высокочувствительному и широкополосному датчику МЭД.

Полевые работы с нодами «Открытие» более технологичны, чем с традиционными кабельными системами и с минимально-кабельными системами (с внешними группами сейсмоприемников, а иногда и с внешними аккумуляторами). Компактная конструкция нодальной бескабельной системы позволяет проводить процедуры смотки-размотки производительнее и с меньшим количеством персонала.

В настоящее время компания «ГЕОТЕК Сейсморазведка» планирует изготовить серию нодов бескабельной системы «Открытие» в количестве нескольких десятков тысяч штук для проведения производственных работ 2D и 3D в следующих полевых сезонах.

Литература

1. Campman X., Behn Ph., and Faber K., Sensor density or sensor sensitivity? – The Leading Edge, July 2016, pp.578-585.
2. Durham, L.S., Nodal Seismic Passes Frigid Siberia Tests. – AAPG Explorer, Sept. 2011.
3. Manning T., Stone J., Ourabah A. et al., Could you use one million nimble channels? – 81st EAGE Conference & Exhibition, London, 3–6 June 2019.
4. Абдулвалиев М.Т., Тиссен А.П., Череповский А.В., Контроль качества в современных бескабельных регистрирующих системах. – Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №1(64)/2020, С.31-40.
5. Тиссен А.П. Результаты ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» в развитии новых сейсморазведочных технологий. – Материалы геолого-геофизической конференции и выставки «Геоевразия-2020», Москва, 3–6 февраля 2020 г.
6. Череповский А.В. Наземная сейсморазведка нового технологического уровня. Издание второе, дополненное. – Москва, ЕАГЕ Геомодель, 2017, 252 с.

Подробнее об авторах



Абдулвалиев
Марат Талгатович

Технический директор НТЦ компании «ГЕОТЕК Сейсморазведка», к. т. н. Автор и соавтор 15 изобретений, автор и соавтор более 40 научных статей и докладов, обладатель звания и нагрудного знака «Изобретатель СССР». Награжден 2 серебряными и 2 бронзовыми медалями ВДНХ за представленные научные разработки.



Тиссен
Артур Петрович

Вице-президент по науке компании «ГЕОТЕК Сейсморазведка», к. т. . Автор и соавтор более 10 научных статей и докладов, награжден орденом «За заслуги перед Отечеством» 2 степени.



Толкачев
Владимир Михайлович

Президент ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» к. э. н. Окончил РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, магистр Государственного университета имени Сэма Хьюстона, Хантсвиль, Техас, США. На протяжении длительного времени занимал руководящие посты в российских и международных компаниях нефтегазовой сферы, включая ОАО «НК «РОСНЕФТЬ», Marathon Oil Corporation, Foster Wheeler International, Deloitte & Touche, а также сотрудничество с компанией Baker Hughes. Автор и соавтор 3-х книг и 42-х публикаций.



Череповский
Анатолий Викторович

Главный специалист НТЦ компании «ГЕОТЕК Сейсморазведка», к. т. н. Автор и соавтор 36 научных публикаций и докладов, двух монографий по наземной сейсморазведке и англо-русского словаря по прикладной геофизике.

О развитии технических средств регистрации сейсмического сигнала и вибрационной сейсморазведки. Часть 2. Технология «Вибросейс». (Начало)

Жуков А.П., Горбунов В.С., ООО «Геофизические Системы Данных»

В предыдущем выпуске мы начали подробный и увлекательный экскурс в историю развития технических средств сейсморазведки и проследили эволюцию систем регистрации сейсмического сигнала. Настоящая статья является продолжением начатого обзора и посвящена развитию вибрационных сейсмических источников.

«Вибросейс». В 1951 году компания «Continental Oil Company» («Conoco») сформировала в своей структуре исследовательскую группу геофизиков под руководством Джона Кроуфорда. Кроуфорд собрал замечательный научный коллектив: Билла Доти, Адриана Беккера, Хью Эванса и Джеймса Гейба; чуть позже к ним присоединился Милфорд Ли и другие. В 1952 году группа Кроуфорда избрала свое направление исследовательской деятельности – разработку нового способа возбуждения сейсмических сигналов. В это время Билл Доти посетил в Массачусетском технологическом институте семинар, посвящённый теме усовершенствования chirp-радаров и chirp-гидролокаторов, разработки которых уже были рассекречены к тому времени. Chirp-технология является разновидностью эхо-зондирования, но, в отличие от последнего, здесь применяется частотная модуляция сигнала. Собственно говоря, понятие «sweep» по смыслу является аналогичным «chirp». Б. Доти осознал потенциал частотной модуляции для формирования сигнала с целью зондирования земной толщи. Было принято решение создать альтернативу взрывному способу возбуждения сейсмических сигналов – электрический источник, способный генерировать частотно-модулированный сигнал. В 1953 году коллектив под руководством Билла Доти, Джона Кроуфорда и Милфорда Ли начал разрабатывать новый способ возбуждения сейсмических сигналов, получивший название «Vibroseis» («Вибросейс»). В 1954 году компания получила патент [1] на новый метод и многие годы была эксклюзивным владельцем «Вибросейс», вложив огромные средства в создание метода. Пять лет спустя второй патент был выдан Биллу Доти и Милфорду Ли. С тех пор «Вибросейсом» называют все сейсмические работы с использованием электрогидравлических вибраторов [2, 3].

При разработке нового метода нужно было решить три основные задачи. Первая состояла в разработке источника, который мог бы излучать контролируемую развертку сигнала. Вторая задача – разработка системы управления, способной управлять одновременно несколькими источниками, которые должны работать синфазно на протяжении всей развертки. Третья задача заключалась в разработке средств для приведения виброграмм к импульсному виду. Сегодня решение последней задачи кажется простым, однако в середине 50-х годов разработчики имели под рукой только аналоговые инструменты, что существенно усложняло процесс корреляции. Значения снимались вручную через равные промежутки в 3 мс. Например, с 10-канальной односекундной записи требовалось снять более 3000 индивидуальных значений положения сигнала, а поскольку испытаний производилось достаточно много, то снятие значений с виброграммы и развертки занимало

колоссальное время и огромные трудозатраты. Тем не менее, результат корреляции со временем стал совпадать с взрывными данными. Первые опыты показали, что заданный вектор исследования был выбран верно.

В то же время разработчики сталкивались с множеством проблем, например, с несинхронностью первых вибраторов, которые были эксцентриковыми (по типу появившихся позже в СССР «ВСК» и «Вибролокатор»). Основная проблема такого типа вибраторов (Рис. 1) заключалось в том, что вращающиеся в разных направлениях грузы, передающие энергию вибрационного воздействия в землю, выходили из равновесия, создавая сильную вибрацию. Изменение частоты вибрации происходит за счет изменения скорости вращения грузов – эксцентриков, а при увеличении частоты активная сила растет пропорционально квадрату линейной скорости вращения эксцентриков. Одним из способов устранения этого эффекта является ограничение верхней частоты. Но на первых этапах создания вибрационной установки специалисты «Conoco» не смогли найти достаточно эффективных способов поддержки эксцентриков в равновесии, кроме регулировки скорости вращения весов [4]. Поэтому первые прототипы вибрационных установок размещались исключительно на тяжелых стальных платформах,

▼ *Рис. 1. Эксцентриковый вибратор конца 50-х начала 60-х годов [5].*



а позже – на прицепах с металлическими и резиновыми катками. Такая конструкция приводила к еще одной проблеме – плохому контакту плиты вибратора с поверхностью земли.

Другая проблема заключалась в том, что сигнал развертки источника формировался механически, путем открытия/закрытия дроссельной заслонки двигателя, то есть частота вибрации напрямую зависела от степени нажатия на педаль акселератора – чтобы увеличить частоту, нужно было больше открыть заслонку. Фактически первые вибрационные сигналы были нелинейными из-за невозможности контролировать модуляцию, и нужно было записывать отдельный сигнал для каждого воздействия. Таким образом, для того, чтобы получить две одинаковые развертки, назрела необходимость разработки вибраторов, которые могли бы приводиться в действие синхронно с заранее записанным сигналом. Разработчики решили эту проблему использованием гидравлического клапана, работа которого контролировалась электрическим сигналом. Под воздействием электрического тока гидравлический клапан перемещал жидкость под высоким давлением с большой скоростью и высокой точностью; это дало возможность производить синхронное возбуждение группы вибраторов с одинаковым сигналом.

В 1957 году прошли первые испытания прототипа сервогидравлического вибратора. В 1958 году Кроуфорд и Доти открыли миру «Вибросейс», рассказали о результатах своих экспериментов, и в том же 1958 году были проведены синхронные испытания четырех сервогидравлических источников. К 1959 году опытные образцы сейсмических вибраторов были доведены до эксплуатационного состояния.

В 1971 году «Conoco» прекратила действие своего патента на «Вибросейс» раньше срока [1]. Это позволило не лицензиатам «Conoco» производить вибрационные источники, что положило начало широкому распространению технологии вибрационной сейсморазведки для изучения земных недр.

Очевидно, что любой крупной компании нецелесообразно иметь полный производственный цикл, и «Conoco» не была исключением. Она получала комплектующие для метода «Вибросейс» от таких подрядчиков как «George E. Failing Co.» и «Mertz Inc.», а также от «Pelton» – поставщика электронных компонентов (включая системы синхронизации) и другие компании.

«Mertz», «AMG», «Sercel». Обзор развития вибрационных сейсмических источников целесообразно начать с истоков – компании «Mertz», и закончить продукцией компании «Sercel» как продолжателя традиций «Вибросейс». Успех «Mertz» связан в первую очередь с именем президента компании Дона Аллена Мерца, владевшего ей с 1948 по 1996 год. В 1948 году Дон и его брат Форрест приобрели у своего деда механическую мастерскую, основанную еще в 1927 году в городе Понка (Оклахома). Семья Дона сделала компанию «Mertz» всемирно признанным лидером и крупнейшим производителем сейсмических вибраторов [6].

Идеи «Вибросейса» исследовательской группы «Conoco» во многом были воплощены в сейсмических вибраторах «Mertz». Первые модели гидравлических вибраторов имели кормовую компоновку вибрационного узла (Рис. 2) с максимальным усилием 4,5–5 тонн и рабочий диапазон частот 8–50 Гц.

В 1961 году была разработана система обратной связи, которая минимизировала влияние вариаций в контакте с землей, уменьшая искажения в фазе сигнала. В середине 60-х вибрационный узел устройства был перемещен с кормы в центральную часть транспортного средства (Рис. 3), это позволило увеличить вес брутто на опорную плиту для улучшения сцепления с землей [8].



▲ *Рис. 2. Кормовое расположение виброузла (1962 г.) [7].*



▲ *Рис. 3. Центральное расположение виброузла [9].*

Также в середине 60-х велись разработки вибрационного источника, способного генерировать поперечные волны (Рис. 4). В 1968 году были опубликованы результаты экспериментов с первым S-wave виброисточником [10].

▼ *Рис. 4. Первый сейсмический вибрационный источник поперечных волн [10].*



В 1969 году «Mertz» разработала новое поколение вибраторов – Model 8 (Рис. 5), а в 1970 были уже поставлены первые серийные экземпляры лицензиатам «Conoco». Новые вибраторы имели расширенный частотный диапазон и пиковым усилием до 9,5 тонн. Ранние модели вибрационных узлов монтировались на грузоподъемных дизельных грузовиках. Например, общая масса грузовика International Harvester M623 6x4 с виброузлом «Model 8» составляла 16 тонн. [11].

В начале 70-х годов компания «Mertz» получила лицензию от «Conoco» на производство и продажу вибрационных источников другим компаниям, став лидером в этом направлении на многие десятилетия. За более чем четверть века компания выпустила множество моделей вибраторов с различной колесной базой (грузовики, багги, гусеничные вездеходы), с различными частотными диапазонами и пиковым усилием воздействия, постоянно совершенствуя предшествующие модели.

В 70-е годы были выпущены следующие популярные модели: Mertz M9/605, Mertz M10/601 (максимальное усилие 14 тонн) представлен на Рис. 6, Mertz M11, Mertz M12/602 (Рис. 7) и 606 с пиковым усилием 20 тонн. Иногда в номенклатуре вибратора ставилось P (продольные волны) или S (поперечные волны) и дополнительные индексы, например, Mertz M12P/602A90.

▼ *Рис. 5. Сейсмический вибратор «Mertz» Model 8 [12].*





▲ *Рис. 6. Сейсмический вибратор Mertz M10/601 [13].*



▲ *Рис. 7. Сейсмический вибратор Mertz M12P/602 [14].*

С 1981 года «Mertz» выпускала сейсмические вибраторы под маркой «Universal vibrator». А 1982 год стал для «Mertz» в некотором роде юбилейным – компания выпустила свой 1000-й вибратор. Вообще 80-е стали для «Mertz» самыми плодотворными. В первую очередь стоит отметить очень удачную и популярную модель Mertz M18 «Universal Vibrator» – бестселлер своего времени (Рис. 8). Также осуществлялась перманентная модернизация модели M18, которая выпускалась в 80-е и 90-е годы в различных модификациях: Mertz



▲ *Рис. 8. Сейсмический вибратор Mertz M18/612 [16].*



▲ *Рис. 9. Сейсмический вибратор Mertz M18S/612 [17].*

M18P/612, Mertz M18S/612 (Рис. 9), M18/615, M18/616, M18HD/620 и др.

Кроме M18 в 80-х годах производились следующие популярные модели: горизонтальный вибратор Mertz M13S/609 (S-Wave, усилие 14 тонн), Mertz M14/613, модели M22/601, Mertz M22/613e (максимальное усилие 13,5 тонн) и MERTZ M25/606 (пиковое усилие 20 тонн) по соосной схеме на базе багги и тяжелого грузовика (Рис. 10).

▼ *Рис. 10. Сейсмический вибратор MERTZ M25/606 [18].*



▼ *Рис. 11. Сейсмический вибратор Mertz M26HD [19].*



В конце 80-х – начале 90-х появились «топовые» модели: Mertz M26/619 (пиковое усилие воздействия 27 тонн на продольных волнах и 15 тонн на поперечных), Mertz 26HD/623B (28 тонн) представлен на Рис. 11, Mertz M27/623B (22,8 тонн), Mertz M28 и M30/625.

В 1996 году компания «Société d'Etudes Recherches et Construction Electroniques» («Sercel») – дочерняя компания «Compagnie Generale de Geophysique» («CGG»), приобрела «Ateliers Mecaniques de saint-Gaudens» («AMG»), а в 1997 – «Mertz», тем самым консолидировав существовавшую научно-исследовательскую программу «Mertz» и «AMG». Таким образом, «Sercel» стала ведущим поставщиком вибраторов для сейсмической промышленности через свою линейку продуктов Sercel-Mertz [20].

Впоследствии было произведено и модернизировано еще несколько моделей под брендом «Mertz», например, M30/625 (с максимальным усилием 35 тонн, и частотным диапазоном 7-125 Гц), а также модель известная как DX80 (произведенная для «Western Geco», Рис. 12). Компания «Sercel» в течение пяти лет производила собственные вибраторы под брендом «AMG». У «Mertz» в основном были заимствованы виброузлы (возбудители вибрации), остальные комплектующие поставлялись из-за океана: шасси – Delta 2 и Nodwell 320 («Foremorst», Канада), сервоклапаны («Atlas»), двигатель («Detroit Diesel») и т.д. С началом производства Nomad 65 поддержка продукции «Mertz» прекратилась. На этом закончилась эпоха этого знакового производителя сейсмических вибрационных источников, и наступило время другого – «Sercel».

Компания «Sercel» под брендом «AMG» выпустила несколько известных



▲ *Рис. 12. Сейсмический вибратор Mertz-Sercel M30/625 (DX80).*

моделей: AMG P23/M27 (пиковое усилие 22,8 тонны) с частотным диапазоном 7–180 Гц и AMG P28/M28 (пиковое усилие 27 тонн) показаны на Рис. 13 и Рис. 14. Последний номер – модель вибрационного узла «Mertz».

«Sercel» продолжила развивать и совершенствовать вибрационные источники, используя многолетний опыт компании «Mertz» и оставаясь лидером в этом направлении отрасли. Только с 2002 по 2013 год было собрано 886 вибраторов, из которых 271 продано в Россию.

▼ *Рис. 13. Сейсмический вибратор AMG P23/M27 на базе «Foremost» Delta 2 vibrocarrier.*



▼ *Рис. 14. Сейсмический вибратор AMG P28 на базе «Foremost» Nodwell 320 [21].*



В 2002 году под брендом «Nomad» в продажу поступил первый в этой серии вибрационный источник с обновленным дизайном – Nomad 65 с максимальным толкающим усилием 27,6 тонны и частотным диапазоном 7–250 Гц. В 2004 году компания выпускает Nomad 90 (5–250 Гц). Через 10 лет «Sercel» выпускает обновленные Nomad 65 Neo (2014 г.) и Nomad 90 Neo (2015 г.) с улучшенными характеристиками. Без сомнения, из всех тяжелых вибраторов источники серии Nomad (Рис. 15 – Рис. 17) на сегодняшний день являются самыми популярными в мире.

«Failing». В контексте возникновения «Вибросейса» стоит вспомнить еще одного подрядчика «Conoco» – «George E. Failing Company» – дочернее подразделение «Westinghouse Air Brake», а затем «Azcon Corp.». Компания выпускала

▼ *Рис. 15. Сейсмический вибратор Nomad 65.*





▲ *Рис. 16. Сейсмический вибратор Nomad 90.*



▲ *Рис. 17. Сейсмический вибратор Nomad 65 Neo [22].*

виброузлы, используя для своих моделей шасси других производителей, главным образом, «Foremost» и «Birdwagen». С момента появления «Вибросейса» компания выпустила несколько популярных моделей разных модификаций, которые используются и по сей день: Failing Y-900 (максимальное усилие 10,5 тонн), Failing Y-1100 (13,5 тонн), Failing Y-2400, Failing Y-2700 выпускались на платформах IVI «Birdwagen» Mark III, IV, на тяжелом грузовике «International» Paystar 6x6, «Foremost» Delta 2C vibrocarrier и на шасси трактора «Volvo» (Рис. 18 и Рис. 19).

Виброузел разработки «Failing» можно легко определить по специфической форме соединителя двух вертикальных держателей плиты вибратора.

Одним из крупнейших заказчиков компании «Failing» было геофизическое подразделение «Geosource» – «Petty Ray



▲ *Рис. 18. Сейсмический вибратор Failing Y1100 на платформе Birdwagen Mark III (Ливия, 1990) [23].*



▲ *Рис. 19. Сейсмический вибратор Failing Y-1100 на шасси «Foremost» Delta 2C и грузовике «International» Paystar, (середина 70-х) [24].*

Geophysical». Для этой компании вибраторы под маркой «Geogator Vibrator Geosource» выполнялись в ее цветах – красные с белыми элементами.

«Industrial Vehicles International» («IVI»). Компания «IVI» была основана в 1968 году. Направление деятельности компании до сих пор включает в себя производство машин и оборудования для использования на нефтяных и газовых месторождениях. Сейсмическое оборудование включает в себя наземные вибраторы, морские вибраторы и внедорожные багги. Основатель компании



▲ *Рис. 20. Сейсмический вибратор Failing Y-900 на платформе Birdwagen MARK III (70-е годы) [25].*

Джеймс Бёрд и подразделение Fluid Power Division «Bird-Johnson company» внесли огромный вклад в развитие «Вибросейса», в том числе и морского.

В первое время своего существования компания занималась разработкой передвижных средств для установки вибрационных узлов, поставляемых компанией «Failing». В начале 70-х годов была представлена популярная платформа-багги «Birdwagen» Mark III с шарнирным сочленением (Рис. 20). В последствие эта модель постоянно совершенствовалась и эксплуатировалась вплоть до 2000-х годов.

▼ *Рис. 21. Сейсмический вибратор Hemi 50 на шасси Mertz.*



▼ *Рис. 22. Сейсмический вибратор Hemi 60 Buggy Vibe [26].*





▲ *Рис. 23. Сейсмический вибратор ATS60 [26].*

С середины 80-х «IVI» начинает производство собственных вибраторов серии Hemi. Компания выпускает Hemi 44 с максимальным усилием воздействия 20 тонн на базе тяжелого грузовика. В 1984 году «IVI» вводит в серию новую платформу «Birdwagen» Mark IV, на которой реализуется выпуск собственных вибраторов Hemi 50 (Рис. 21) и немного позже Hemi 60 (Рис. 22) с максимальным усилием 27,5 тонн, способного излучать частоты в диапазоне от 5 до 250 Гц.

Последней актуальной разработкой «IVI» является сейсмический вибратор ATS60 на платформе «Birdwagen» Mark 4C (Рис. 23). Отличительной чертой этой модели стала особая структура и форма плиты с улучшенными характеристиками и «расширенный» частотный диапазон 1–250 Гц с выходом на максимальную амплитуду на частоте 6.7 Гц.

▼ *Рис. 24. Сейсмический вибратор S-wave вибратор «IVI» [27].*



Обладая уникальной научной базой и группой высококлассных разработчиков, компания «IVI» является одним из лидеров в производстве сейсмических вибраторов, в том числе тех, которые способны генерировать поперечные волны (Рис. 24).

«Litton», «Input/Output», «Ion», «Inova». Еще одним «монстром» в области геофизики в целом и сейсмического приборостроения в частности была корпорация «Litton Industries» – детище Чарльза В. Литтона, выдающегося инженера-электрика. Вообще судьба дочерних предприятий, входивших в «Litton», очень интересна и достойна отдельного описания; здесь же кратко коснемся этого вопроса.

Компания «Western Geophysical» была основана Генри Сальватори в 1933 году как сервисная компания, параллельно производившая сейсморазведочное оборудование. «Western Geophysical» успешно развивалась благодаря деятельности самого Сальватори и других талантливых сотрудников – Гарольда Уошберна (партнера Сальватори), Дэниела Сильвермана, Карла Х. Савита и др. В 1960 году «Western Geophysical» становится дочерним подразделением «Litton Industries». А в 1970 году «Litton Industries» укрепляет лидирующие позиции «Western Geophysical» на рынке геофизических услуг путем приобретения компании «Digital Data Systems». В 1975 году «Digital Data Systems» переименована в «Litton Resources Systems» («LRS»). «LRS» расширило номенклатуру выпускаемой продукции, включая полный цикл производства сейсмических источников, регистрирующего, обрабатывающего, навигационного и кабельного оборудования. То есть «LRS» в структуре «Litton» занималась производством оборудования для «Western Geophysical», которая в свою очередь проводила геофизические исследования. В 1987 году «Litton Industries» и «Dresser Industries» объединяют усилия путем слияния «Western Geophysical» и «Dresser Atlas» (подразделение основано в 1968 году) и создают совместное предприятие «Western Atlas». В 1994 году «Western Atlas» приобрела «HGS» («Haliburton Geophysical Services», ранее «GSI» и «Geosource») у «Halliburton Energy Services». В это же время «Western Atlas» продает подразделение геофизических электронных продуктов фирме «Input/Output, Inc» (основана в 1968 году). Это позволяет «Input/Output» («I/O») расширить линейку производимого сейсморазведочного оборудования, в том числе за счет производства вибрационных источников. Немного позже «I/O» сменила название на «ION Geophysical», а в 2010 году вместе с китайской компанией «BGP» создала совместное предприятие «INOVA Geophysical» по производству широкой номенклатуры сейсморазведочного оборудования.

Что касается «Western Atlas», то в 1998 году её купила компания «Backer Hughes», но уже в 2000 году «Schlumberger» выкупила 71% акций «Western Atlas» и присоединила к своему дочернему подразделению «Geco-Prakla». Объединенная компания была известна под названием «WesternGeco». В 2006 году «Schlumberger» полностью выкупает оставшуюся долю [28].

Итак, вернемся к вибрационным источникам. В середине 60-х годов «Western Geophysical» использовала для проведения сейсморазведочных работ вибраторы «Mertz». Но уже к 1967 году появились собственные разработки платформы-багги для виброузлов, а в



▲ *Рис. 25. Сейсмический вибратор LRS с двумя виброузлами [29].*

1969 году начался серийный выпуск вибраторов серии LRS. Также для производственных работ в 70-х годах «Western Geophysical» выпускала вибрационные источники на гусеничном шасси «Foremost» Nodwell, причем устанавливались два вибрационных узла – на носу и корме транспортной базы (Рис. 25).

В 1970-е годы в «LRS» разработали собственные багги-вибраторы на шасси под названием TRT и выпустили несколько моделей (AHV 3, AHV 4, AHV 5, AHV 6). В 80-х годах «LRS» добавили к номеру модели число 300, и с этого времени вплоть до 2019 года все вибраторы AHV были 300-й серии. Самыми известными из ранних моделей 80-х годов были LRS-309 (Рис. 26), LRS-311, LRS-315 (Рис. 28), устанавливаемые на багги, гусеничные вездеходы и грузовики. На рисунке Рис. 27 представлен вибратор AHV12-LRS (TRT) 311 1982 года выпуска с пиковым усилием 12,4 тонны.

▼ *Рис. 26. Сейсмический вибратор LRS-309[30].*





▲ *Рис. 27. Сейсмический вибратор LRS (TRT) 311 [31].*



▲ *Рис. 28. Сейсмический вибратор LRS 315 на шасси International [32].*

В 1984 году начались испытания любопытной модели «Лунного вибратора» Field System Vibrator (FVS) с пиковым усилием 27 тонн на шасси Delta «Foremost», который также назывался BBV (Broad-Band Vibrator). В 1987 году начинается серийный выпуск модели LRS-321 (AHV-II), разработка которой осуществлялась еще в 1985 году. В LRS-321 (Рис. 29) традиционная сварная ходульная конструкция заменена на запатентованную ходульную конструкцию типа рулевой тяги. Последняя обеспечивала точную предварительную нагрузку и ее распределение всеми четырьмя опорам. Эта конструкция, наряду с прочной алюминиевой опорной плитой, позволяла добиться исключительной жесткости и низкого уровня

искажений выходного сигнала. Вибраторы «LRS» всегда проходили очень жесткие испытания в различных поверхностных условиях, что гарантировало качество продукции и механическую долговечность. Первый вибратор LRS, построенный в начале 70-х, обеспечивал лишь около одной четверти того усилия, которое имела модель LRS-321. Вибратор LRS-321, устанавливался на вездеходах TRT с пиковым усилием 28 тонн и на грузовиках 8x6 с пиковым усилием 25,4 тонны. В то же время продолжается сотрудничество с «Foremost». В Калгари налажено проектирование и производство вибраторов Marauder SF60 (BBV 6060).



▲ *Рис. 29. Сейсмический вибратор LRS-321 [33].*

Хитом выставки SEG в 1989 году была новая модель вибратора AHV-III (LRS-351) с пиковым усилием 23 тонны с рабочим частотным диапазоном 5-250 Гц [34].

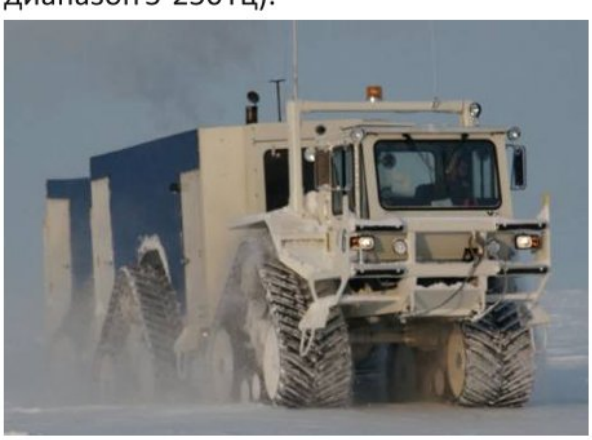
В 1995 году «Western Atlas» продает свое подразделение «Exploration Products Group» компании «Input/ /Output» – на тот момент крупнейшему производителю сейсморазведочного оборудования. Тем самым «I/O» расширяет свое присутствие на рынке за счет покупки технологии производства вибрационных источников, сейсмических приемников и морских систем регистрации. Компания «I/O» полностью сохранила традиции производства вибрационных источников. В 1996 году на смену



▲ *Рис. 30. Сейсмический вибратор AHV-III (PLS-362) [35].*

устаревшему AHV-III (PLS-362), представленному на Рис. 30, выходит в серию новая модель AHV-IV (PLS-362) с усовершенствованной плитой, рамой и массой, но уже под брендом «I/O».

В 2000 году компания выпускает один из популярнейших вибраторов – Xvib AHV-IV PLS-362/380 (Рис. 31) с максимальным усилием 27,5 тонн (частотный диапазон 5-250 Гц).



▲ *Рис. 31. Сейсмический вибратор Xvib AHV-IV (PLS-362/380).*

В 2006 начинается производство AHV-IV Renegade PLS-380 (макс. усилие 35,5 тонн) для удовлетворения потребности отрасли в более мощных источниках. Следом, в 2009 году выпускается AHV-IV Commander PLS-364 (макс. усилие 27,5 тонн) с рабочим частотным диапазоном 5–250 Гц (Рис. 32). Для улучшения частотных характеристик на высоких и низких частотах были усовершенствованы механическая и гидравлическая систе-



▲ *Рис. 32. Сейсмический вибратор AHV-IV Renegade (PLS-380).*

мы, включая сервоклапаны.

После десятилетнего перерыва в 2019 году уже «INOVA» выпускает тяжелый 35,5 тонный вибратор AHV-V TITAN PLS-480 (4-130 Гц), показанный на Рис. 33. Заявленная производителем амплитуда хода массы (17,7 см) должна обеспечить генерацию низкочастотных сигналов.



▲ *Рис. 33. Сейсмический вибратор AHV-V TITAN PLS-480 [36].*

«Prakla-Seismos». Единственная западноевропейская компания, которая имела собственное производство сейсмических вибраторов, была «Prakla-Seismos» (с 1993 года – 100% дочернее подразделение «Schlumberger» – «Geco-Prakla»). Вибрационные источники производились в подразделении компании «Geomechanik», находившемся в немецком городе Итце (Uetze). «Вибросейс» был внедрен в «Prakla-Seismos» по инициативе доктора Х.В. Мааса. Примерно в середине 60-х годов в «Geomechanik» начали производить собственные оригинальные вибраторы, например, модель на базе грузовика VVBB или пришедшая ему на смену в 1977 году модель VVDA (максимальные усилия воздействия 8.5, 10,4 и 12.5 тонн, с частотным диапазоном 6–116 Гц), представленная на Рис. 34. В компании произвели принципиальное усовершенствование конструкции – смещение плиты виброузла к центру тяжести транспортного средства. Оригинальную конструкцию в компании называли «краб». Таким образом, получилось значительно увеличить прижим плиты и давление на грунт. Кроме того, эта новая разработка оказалась более надежной в эксплуатации, чем американские модели вибраторов. Кстати, «Prakla» – одна из первых компаний, которая ввела цифровое управление разверткой. На вибраторах «Prakla» было воплощено множество запатентованных оригинальных решений, например, пневмоопоры собственной конструкции [37].



▲ *Рис. 34. Сейсмический вибратор VVDA [37].*

В 70-90-х годах была выпущена целая серия различных моделей вибраторов VV усилием от 8 до 20 тонн с множеством вариантов частотных диапазонов: VVBB, VVCA (Рис. 35), VVDA, VVCB, VVCS, VVCA/C, VVCA/E, VVCA/S (S-волны), VVEA, VVFA, VVFB и VVFC. Во второй половине 90-х годов производство вибраторов было прекращено.



▲ *Рис. 35. Сейсмический вибратор VVCA [38].*

BASV(KZ). В Китайской Народной Республике собственное производство вибрационных источников было налажено в конце 70-х годов под маркой KZ (номер модели – максимальное усилие в тоннах): KZ-7 (1978 год), KZ-13 (1982 год), KZ-20 (Рис. 36, 1986 год), KZ-23/2000 (1996 год), KZ-28 (Рис. 37). За основу KZ была взята модель Mertz M18 – самая удачная и массовая модель своего времени. В настоящее время динамично развивается китайская линейка действительно низкочастотных (1,5–160 Гц) P- и S-вибраторов: KZ28LF (Рис. 38, 2009 год), EV-56 (Рис. 39, макс. усилие 25,4 тонны) и KZ-34 с максимальным усилием 39 тонн [39].

▼ *Рис. 36. Сейсмический вибратор KZ-20 [40].*



▼ *Рис. 37. Сейсмический вибратор KZ-28 [40].*





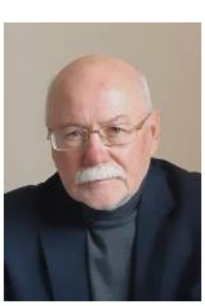
▲ *Рис. 38. Сейсмический вибратор BASV BV620LF (KZ28 LF/ KZ28LFV3) [39].*



▲ *Рис. 39. Сейсмический вибратор BASV EV56 [39].*

Окончание части второй статьи читайте в следующем номере журнала 4(67)/2020

Подробнее об авторах



Жуков А.П.

генеральный директор ООО "Геофизические системы данных", д.т.н.



Горбунов В.С.

геофизик 1 категории ООО "НПП "Спецгеофизика"

WiNG NT

КАК ГАРАНТИРОВАТЬ КАЧЕСТВО НОДАЛЬНОЙ СЪЕМКИ?







Nodal TECHNOLOGIES

WING - НАШ ОТВЕТ!

Nantes, France
sales.nantes@sercel.com

Houston, USA
sales.houston@sercel.com

www.sercel.com

ANYWHERE. ANYTIME. EVERYTIME.

Sercel
Ahead of the Curve℠

Проведение натурных испытаний опытного образца водного электромагнитного импульсного невзрывного сейсмоисточника на полигоне

- Кузьмиченко Н. В., Антоневич Г. В., Семёновых Р. В., ООО «СибТехИмпэкс», г. Красноярск
- Малюта С.И., Зиновьев С.Г., Сибирский Федеральный Университет, Институт нефти и газа, г. Красноярск

В статье рассматриваются количественные и качественные характеристики опытных образцов сейсмического невзрывного импульсного источника с электромагнитным приводом, в сравнении с опытным образцом, представлена конструкция и описание прототипа невзрывного импульсного источника. Проводится оценка потенциальных возможностей его применения при проведении морской геофизической разведки на нефть и газ при повышенных экологических требованиях. Описывается воздействие на водную среду невзрывными импульсными источниками и пневмоисточниками. Используются данные регистрации сигналов на сейсмозонд и гидрофон. Произведена оценка амплитуды излучаемого сигнала макета, полноразмерного опытного образца с эталонным источником. По измеренным ускорениям плиты и реактивной массы, акселерометром, рассчитаны развиваемые силы.

Введение

Индустриально развитые страны, имеющие значительные запасы углеводородов, демонстрируют темпы опережающего технологического развития в областях разведки, добычи, транспорта и переработки собственных запасов, обеспечивая дополнительный экспортный потенциал для национальной цепи поставок. На мировом рынке хорошо известны современные технологические решения норвежских, канадских, британских и американских компаний. Необходимость опережающего развития российских технологий для нефтяной промышленности актуальна уже в течение нескольких десятилетий [Караев и др., 2016].

Сейсмический метод был первым и остается основным геофизическим методом для картирования недр и определения возможных ловушек углеводородов [Ампилов, Владов, Токарев, 2019]. Для проведения сейсморазведки необходим источник упругих волн. Это могут быть взрывы, или другой вариант — невзрывной способ возбуждения колебаний. У последнего есть несколько преимуществ перед взрывным — он не требует длительной и дорогой подготовки, а также работ по ликвидации последствий применения, меньше воздействует на окружающую среду, более безопасен для человека. К тому же может неоднократно использоваться в одной и той же точке [Патин, 2017].

Один из способов повышения эффективности сейсморазведки - увеличение количества источников сигнала на единицу площади (конечно, в данном случае речь идет о невзрывных источниках). Правда, реально увеличить число источников можно только на открытом пространстве – в степи, пустыне или тундре. Большее количество точек возбуждения волн сильнее влияет на окружающую среду, что вызывает опасения экологов, особенно если речь идет о морской сейсморазведке [Семёнов и др., 2016].

Наиболее подходящим методом является способ импульсного воздействия на грунт, реализованный с использованием электромеханических, электродинамических, газодинамических

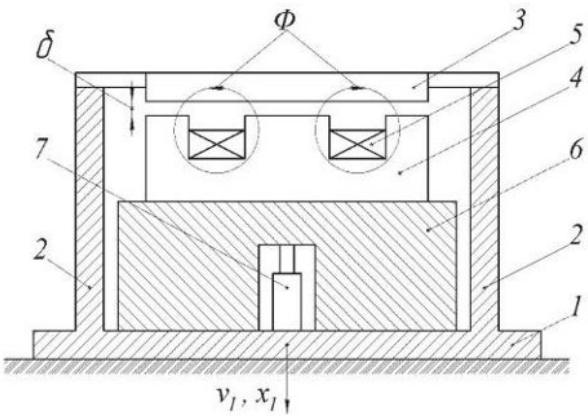
источников, основанный, например, на непосредственном ударе груза на опорную плиту, лежащую на грунте [Молоканов, 1979].

ВИмС обладает рядом базовых характеристик нового типа, определяющих его экологичность при воздействии на окружающую среду. Разработанный комплекс предназначен для повышения качества, рентабельности и энергоэффективности геологоразведки нефтегазовых месторождений в условиях транзитных зон и на морском шельфе [Ампилов, Терехина, Токарев, 2019] при целенаправленном снижении экологической нагрузки на экосистему водоемов при сейсмических работах более, чем в 10 раз в сравнении с существующими пневмоисточниками, создающими избыточное давление в водной среде до 150 атм. Так как в России на данный момент разработка месторождений на континентальном шельфе актуальна, необходим анализ подходов к освоению морского шельфа в транзитной зоне побережья, не доступной для морской сейсморазведки в данный момент [Goertz, Wuestefeld, 2018], [Ramsey, 2018].

Основной целью данного этапа работы, проведение первых натурных испытаний опытного образца водного поверхностного сейсмоисточника в сравнении с рабочим образцом водного электромагнита «серии Енисей» (далее именуемого Енисей ВЭМ-50/ВЭМ-50), на полигоне с регистрацией и сопоставлением рабочих параметров.

Принцип работы электромагнитного источника

Импульсные сейсмоисточники невзрывного типа различаются в основном способом формирования импульса энергии (газодинамические, пневматические и т.д.) [Шнеерсон, 1998]. Создание сейсмических волн является следствием преобразования этого импульса в механическое воздействие на нагрузку (грунт, водную среду), эффективность которого определяется, во многом, выбором конструкции.



▲ *Рис. 1. Конструктивная схема сейсмоисточника с электромагнитным приводом*

Схема конструктивного решения короткоходовых электромагнитных источников соответствует рис. 1. Принцип работы устройства заключается в следующем. Жёсткая плита-антенна 1 находится на нагрузке и снабжена стойками 2 , на которых расположен якорь 3 электромагнита. Индуктор 4 электромагнита с обмоткой возбуждения 5 закреплен на массивном пригрузе 6, опирающемся на плиту 1. Магнитопровод якоря 3 отделен от индуктора 4 зазором δ.

Энергия механического воздействия A на грунт источником силы F(t):

$$A = \int_0^{t_F} F_{(t)} v_1 \, dt \qquad (1)$$

где F(t) - сила воздействия, v1 – скорость плиты, tF – длительность воздействия силы F(t).

При подаче в обмотку 5 импульса тока вокруг обмотки создается магнитный поток Ф проходящий по магнитопроводам 3 и 4 через зазор δ. При этом между якорем и индуктором создается сила:

$$F_{(t)} \approx \frac{B_\delta^2 \cdot S}{2\mu_0} \qquad (2)$$

где Bδ – индукция поля в зазоре, S – площадь полюсов магнитопровода, μ0=4π*10-7 - магнитная постоянная воздуха.

Усилие от якоря через стойки передается на плиту, что приводит к созданию деформации нагрузки плитой и генерированию сейсмической волны. При этом якорь в течение времени действия силы F(t), которое определяется временем выбора зазора δ перемещается вместе с излучающей плитой.

При выборе зазора δ между якорем 3 и перемещающимся вверх магнитопроводом индуктора 4 происходит механический удар, что сопровождается шумом и значительными механическими нагрузками. После удара пригруз 6 совместно с якорем 3 перемещаются вверх в поле силы тяжести на некоторую высоту, демпфер 7 обеспечивает уменьшение скорости его возврата в исходное положение.

В источниках невзрывного типа, грунт (водная среда) деформируется излучающей плитой 1 (массой m1) при приложении к плите силы F(t), создаваемой электромагнитом (рис. 1.) Пригруз 6 (массой m2) выполняет роль инерционной опоры для источника силы F(t). В результате действия силы F(t) плита-излучатель 1 смещается в направлении грунта, что сопровождается созданием сейсмических волн, а пригруз 6 ускоряется вверх в течение длительности силы tP, затем перемещается в поле силы тяжести и возвращается в исходное положение на плите.

При работе в воду на плиту воздействует гидродинамическая сила противодействия движению излучателя. Площадь прилегания Si излучающей плиты 1 к нагрузке и скорость деформации материала нагрузки определяет передаваемую механическую мощность и сейсмическую эффективность источника [Певчев, 2008].

$$F_{дв} = \rho \cdot S_П \cdot v_1^2 \qquad (3)$$

где ρ=1000 кг/м3 – плотность воды, SП-площадь плиты.

Технические характеристики источника определенно зависят от соотношения масс m1 и m2, и силы F(t), величина и длительность которой обеспечивает деформацию грунта x1 со скоростью v1 и в течение определенного времени, которые зависят от геологических характеристик грунта.

$$m_1 + m_2 = \frac{1}{2}\frac{F_{(t)} \cdot t_F}{v_1} \qquad (4)$$

Скорость v1 плиты излучателя зависит от её массы m1 и реакции грунта на движение плиты и определяет значение силы F(t), прикладываемой двигателем к плите. С целью ограничения доли энергии A, расходуемой на неупругую деформацию грунта под плитой, она не должна существенно, т.е. в несколько раз превышать скорость смещения vcм частиц грунта при распространении по нему сейсмической волны.

Отмечается важное положение, что более прочным грунтам обычно соответствует большие значения ρ и vp. Соответственно допустимые значения скорости смещения для vCMmax грунтов различной плотности обычно изменяются в значительно меньшей мере и составляют 0,7...1,5 м/с [Ивашин и др, 2013]. Следует отметить, что близкие к этим значения скорости излучающей плиты характерны для мощных импульсных электромагнитных источников типа “Енисей СЭМ”, “Енисей ВЭМ” и “Геотон” [Анкушев и др,

2004], [Детков, Зарипов, 2017] наиболее широко применяющихся в настоящее время.

Эти особенности мощных электромагнитных сейсмоисточников, а также простота конструктивного решения, высокий КПД преобразования потребляемой энергии в механическую энергию воздействия на грунт(водная среда) обусловили их широкое применение при проведении профильных сейсморазведочных работ.

Конструктивные особенности ВИмС СТИВ

Разработана и рассматривается следующая конструктивная схема, имеющая отличия и обладающая новизной в сравнении с известными схемами сейсмоисточников серии «Енисей-ВЭМ».

Конструкция ударного модуля опытного образца ВИмС СТИВ далее Модуль (рис. 2) представляет собой импульсную электромагнитную установку, преобразующую силовой импульс тягового электромагнита 1 в мощный механический импульс, предающийся через раму 4 и опорную плиту 3, погруженную в водную среду на уровне днища плавсредства. Возбуждая упругие колебания грунта дна водоема, которые улавливаются сейсмоприемниками и передаются для регистрации на сейсмостанцию, управляющую работой сейсмокомплекса.

Модуль состоит из двух частей – активной и инертной. Активная часть включает в себя конструктивную обвязку, находящуюся в жестком контакте с якорем электромагнита 1.1 в рабочем цикле.

Инертная часть 1.3 модуля (реактивная масса), являющаяся составной частью индуктора электромагнита 1.2, предназначена для организации требуемого режима работы ударного модуля

Для силовой развязки воздействия Модуля на несущее плавсредство и размещенного на нем оборудования вся конструкция Модуля установлена на четырех пружинных блоках 6, одновременно участвующих в формировании сейсмоимпульса. Каждая подвеска 6 для уменьшения и подавления распространения резонансной ударной волны в упругом элементе состоит из трех пружин различной жесткости расположенных коаксиально, т.е. одна внутри другой, за счет чего достигнута компактность конструкции.

При наличии ударных нагрузок на пружину усилие распространяется вдоль проволоки пружины. Концевой виток пружины, находящийся в контакте с

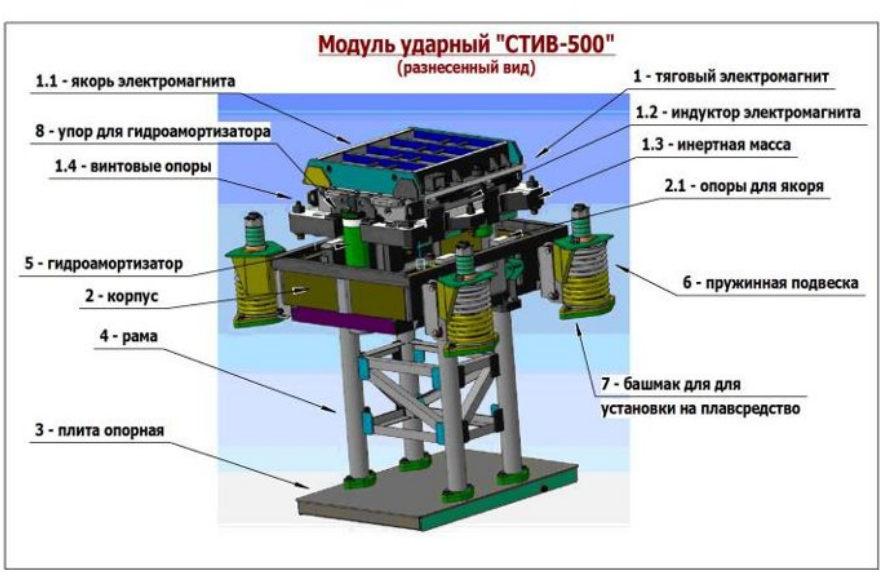


Рис. 2. Ударный модуль ВИмС

приложенной нагрузкой, принимает на себя всю деформацию, а затем передает большую часть своей деформации в соседние витки. Эта волна сжатия распространяется по пружине неограниченно.

С другой точки зрения, ударное воздействие, приложенное к пружине при срабатывании магнита, инициирует деформацию пружины, в соответствии с функцией, которая может быть разложена в ряд Фурье, и которая также содержит гармоники, соответствующие резонансной частоте пружины [Бидерман, 1980], [Roy, 2020]. При колебаниях пружины восстанавливающая сила обусловлена ее упругостью.

Применение в конструкции опор с объединением трёх винтовых пружин, которые имеют различные резонансные частоты, увеличивает эффективность подавления резонансного распространения ударной волны в конструкции, улучшает согласование с водной средой и существенно снижает экологическую нагрузку на окружающее пространство.

Методика натурных испытаний опытного образца ВИмС на полигоне

Порядок проведения испытаний

Измерения проводились в сравнении как с водным электромагнитом серии «Енисей» (Енисей ВЭМ-50). Объект эксперимента на опытном бассейне Минусинского геофизического полигона представлен на рис. 3.

Основными измеряемыми параметрами ударного модуля ВИмС являлись: Напряжение заряда конденсаторов, ток разряда, длительность импульса, ускорение реактивной массы, величина зазора, давление в водной среде, пиковое усилие, фазовая идентичность.

Измерения производились с использованием телеметрической каротажной станции SGD-SLM в комплексе с системой



▲ *Рис. 3. Ударный модуль ВИмС на геофизическом полигоне*

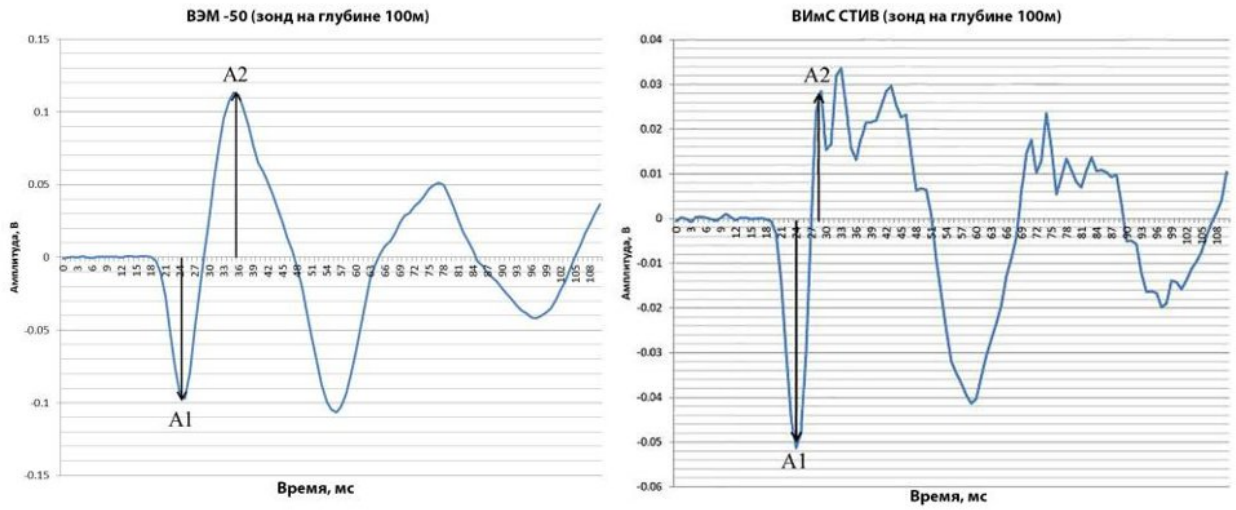
синхронизации SGD-SP. На глубину 100 метров был опущен сейсмозонд. Опытные образцы были помещены в испытательный бассейн. На дне бассейна (глубина 4 м) был установлен гидрофон. Запись сигнала гидрофона производилась на цифровой осциллограф.

Результаты работ

Перед началом эксперимента на зонд был зарегистрирован сигнал от эталонных источников ВЭМ-50 (рис. 4) с пиковой силой воздействия 40 тонн-сил.

Амплитуда сейсмического сигнала измерялась по сумме двух первых пиков A1 и A2. Далее была произведена серия из 10 воздействий образцами ВИмС СТИВ. На рисунках представлены усреднённые значения сигналов. Усреднение производилось с целью подавления некогерентных помех.

Из рисунков видно различие в амплитуде и форме сигнала. У макета ВИмС первый максимум положителен, это связано с двуполярным принципом действия источника, который заключается в первоначальном выборе зазора с дальнейшим воздействием на среду. Образец ВИмС СТИВ производит воздействие сразу, поэтому первый максимум отрицателен, как и у всех серийных источников «Енисей». Второй, положительный, максимум у ВИмС СТИВ был

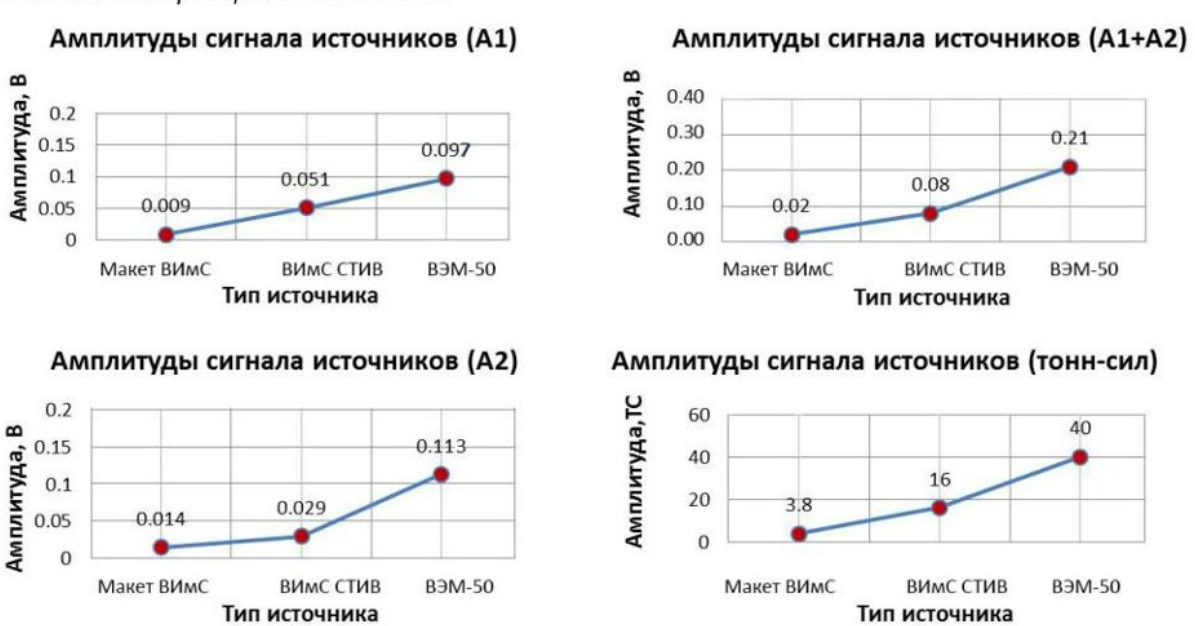


▲ *Рис. 4. Сигналы, зарегистрированные на зонд.*

выбран из следующего предположения. Поскольку пружинная подвеска Модуля в этот момент разгружена (излучающая плита имеет площадь 0,89 м2, а пиковая сила тяги электромагнита составляет 450) кН, то образец создаёт высокочастотную модуляцию (Т=2 мс) во втором полупериоде воздействия. Период дискретизации, установленный в ходе эксперимента при записи на сейсмозонд, составлял 1 мс. Если посмотреть на запись гидрофона (рис. 8) то на ней отчётливо проявляется три пика характерных для импульсных источников (шаг дискретизации при записи сигнала с гидрофона составлял 20 мкс). Невыразительность второго максимума и отсутствие третьего объясняется слишком большим шагом дискретизации при записи на сейсмозонд.

Используя данные регистрации сигналов на сейсмозонд, была произведена оценка амплитуды и осуществлен перевод в единицу тонн-сил (рис. 5).

▼ *Рис. 5. Оценка амплитуды излучаемого сигнала макета, полноразмерного опытного образца с эталонным.*



Известна сила воздействия источника «Енисей-ВЭМ50» - АВЭ50=40 тс

Из соотношения воздействий АВЭМ50/АВИмС=0,21/0,08 вычислим воздействие

ВИмС СТИВ АВИмС=40·0,08/0,21=16 тс

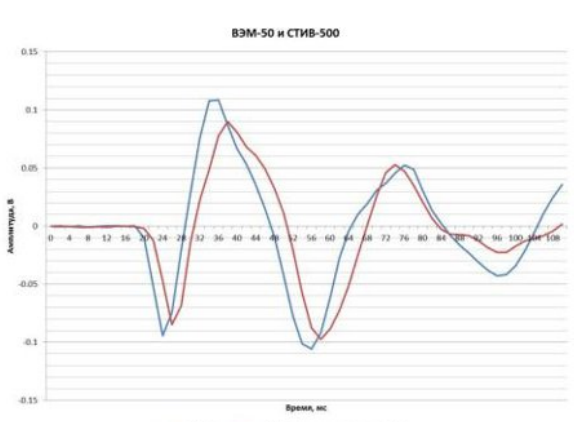
Вычислим воздействие макета ВИмС АВИмСмакет=40·0,02/0,21=3,8 тс

Как видно из амплитуды воздействия ВИмС СТИВ и макета ВИмС составляют 16 и 3,8 тонн-сил соответственно. Поскольку в теории импульсного воздействия амплитуда и частота сейсмического сигнала обусловлена присоединённой массой грунта, то сравнительно малую амплитуду сигнала ВИмС СТИВ можно объяснить малой присоединённой массой воды, участвующей в формировании импульса.

В дальнейшем на ВИмС СТИВ были проведены исследования при различных величинах рабочего зазора электромагнита и изменении емкости конденсаторной батареи для определения оптимальных значений воздействия. В ходе экспериментов было решено проверить характер сигнала при увеличенной площади плиты.

Для этого, опорная плита ВИмС СТИВ была заменена ударным понтоном от источника ВЭМ-50 площадью 4 кв.м.

▼ *Рис. 6. Сигналы, зарегистрированные на зонд для ВИмС (на понтоне) и ВЭМ-50.*



Как видно из рис. 6 амплитуда и форма сигналов ВИмС СТИВ и ВЭМ-50 стали практически сопоставимы. Амплитуда сигнала ВИмС СТИВ составила 35 тонн-сил. Для повышения эффективности воздействия необходимо увеличить реактивную массу ВИмС СТИВ и площадь плиты до её оптимальной величины.

Данные с гидрофонов и акселерометров

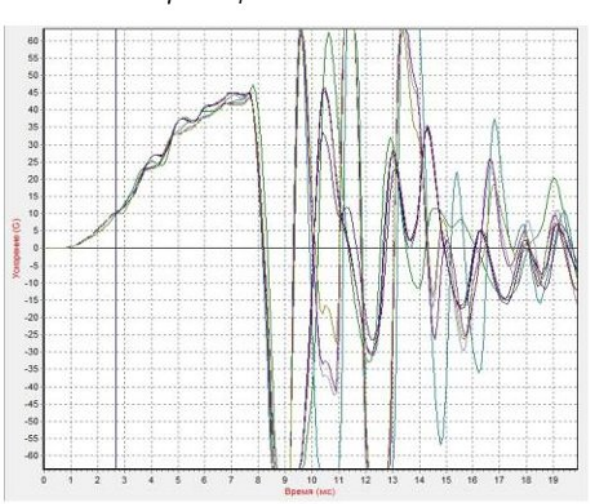
Длительность импульса, ускорение реактивной массы измерялась, а затем вычислялась фазовая и амплитудная идентичность, по показаниям акселерометров установленных на реактивной массе опытных образцов.

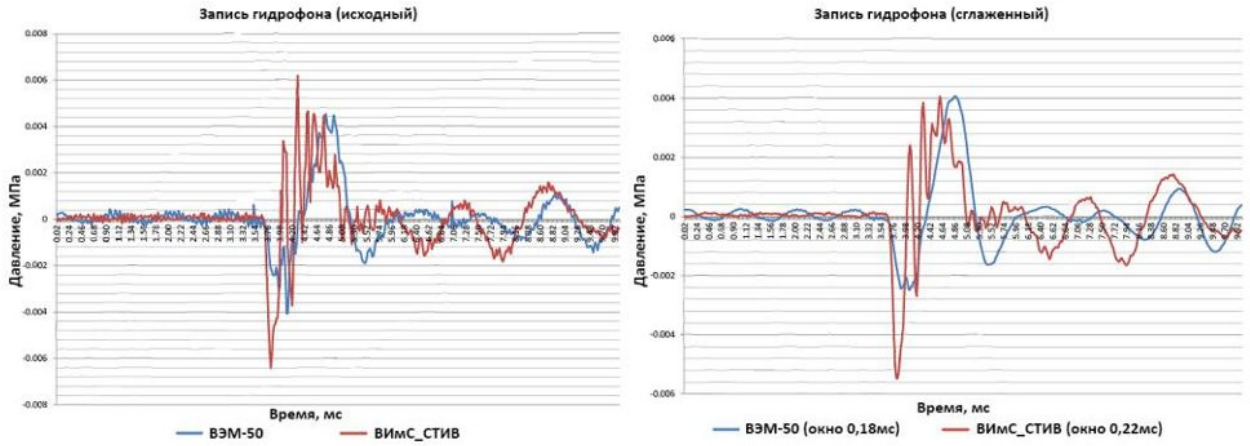
На рис. 7 показаны ускорения реактивной массы для ВИмС СТИВ. Была проведена серия из 10 ударов. Фазовая идентичность ударов – 200мкс, амплитудная идентичность ударов не превышает ±5%.

Давление в водной среде рассчитывалось по показаниям гидрофона расположенного на дне бассейна (глубина 4 м) под излучающей плитой.

С целью подавления некогерентной помехи и придания наглядности изображению сигналы были усреднены по количеству воздействий и сглажены в определённом окне (см. рис. 8)

▼ *Рис. 7. Графики ускорения реактивной массы. Образец ВИмС*





▲ *Рис. 8. Сигналы, зарегистрированные на гидрофон исходные (слева), сглаженные (справа).*

В ходе испытаний была проведена серия опытов с изменением параметров системы, с целью определения наиболее оптимального режима работы ВИмС СТИВ. На рис. 9 изображены совмещенные графики ускорений реактивной массы и плиты при различных величинах емкости конденсаторной батареи и вариациях рабочего зазора. Здесь же приложен график разрядного тока.

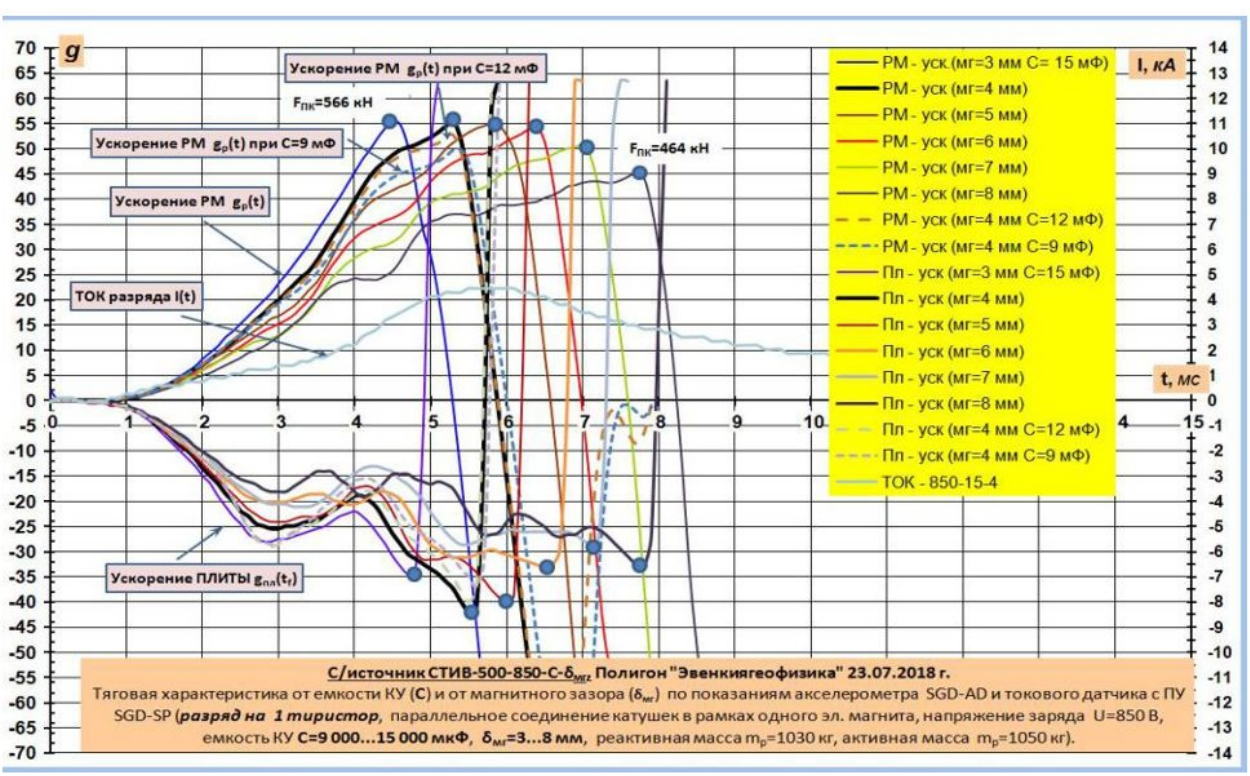
По ускорениям плиты и реактивной массы, измеренных акселерометром SGD-AD, представленных на рисунке 8 оценим развиваемые силы.

Максимальное ускорение плиты - 42g, масса–1030кг.Fmaxпл = 424 кН.

Максимальное ускорение реактивной массы - 55g, масса – 930 кг. Fmax РМ=501 кН.

Силовое воздействие на среду (давление под плитой) можно оценить по ускорению и площади плиты: Рпл=Fmaxпл/Sпл=47,6 Н/см2=0,476 МПа.

▼ *Рис. 9. Графики ускорений реактивной массы, плиты и тока разряда.*



Присоединенная масса воды Мпр определяется по формуле (5):

$$M_{пр} = \frac{4}{3} \cdot \rho \cdot R^3 [кг], \qquad (5)$$

где: R–радиус площади излучателя = 0,53м, ρ=1000 кг/м3.Таким образом, Мпр = 1000·0,533·4/3=198 кг.

Гидродинамическое сопротивление определяется по формуле (6):

$$F_R = 0.5 \cdot \rho \cdot \upsilon^2 \cdot \Omega \left[\frac{кг \cdot м}{с^2} \right], \qquad (6)$$

при v1=2,75 м/с, Sпл=0,89м2; Fдв=6730,6Н

Выводы

Испытания проводились с целью анализа полученных результатов опытного образца с результатами эталонного водного импульсного источника ВЭМ-50, для определения необходимых корректировок и доработок конструкции, для обеспечения полной работоспособности и автономности опытного образца на будущих этапах.

Что касается конструкции всего опытного образца на данном этапе и о конструкции общей, то речь идет о принципиально новом прототипе электромагнитного источника, в будущем (на следующих этапах) речь пойдет о конструктивных доработках, в частности использование и доработка пружинной подвески, использование оптимальной массы и размеров плиты-излучателя. На данном этапе работ получен рабочий прототип ВИмС, данные с которого могут быть сопоставимы с эталонными электромагнитными источниками, такими как источники серии «Енисей», при соблюдении соответствующих условиях и параметров.

Проведенные испытания опытного образца на полигоне показали, что:

• Амплитуда и форма сигналов ВИмС и ВЭМ-50 стали практически сопоставимы после того как опорная плита ВИмС была заменена ударным понтоном от источника ВЭМ-50 площадью 4 м2

• Амплитуда сигнала ВИмС составила 35 тонн-сил. Для повышения эффективности воздействия необходимо увеличить реактивную массу ВИмС и площадь плиты до её оптимальной величины.

• Полученные результаты ускорения реактивной массы ВИмС показали что, фазовая идентичность ударов – 200мкс, амплитудная идентичность ударов не превышает ±5%.

• Эксперимент с использованием гидрофона для макета ВИмС не показал информативных результатов т.к. датчик был размещен рядом с объектом исследования и измерял изменение давления в ближней зоне.

• В ходе испытаний была проведена серия опытов с изменением параметров системы, с целью определения наиболее оптимального режима работы ВИмС. На полученных совмещенных графиках ускорений реактивной массы и плиты при различных величинах емкости конденсаторной батареи были рассчитаны развиваемые силы.

Литература

Ампилов Ю.П., Владов М.Л., Токарев М.Ю. Технологии широкополосной морской сейсмической съемки: проблемы и возможности // Сейсмические Инструменты, Август 2019. №55. С.388–403

Ампилов Ю.П., Терехина Ю.Е., Токарев М.Ю. Прикладные аспекты различных полос частот сейсмических и водно-акустических исследований на шельфе // Известия, Физика атмосферы и океана. Декабрь 2019. №55.С.705-720

Анкушев В.В., Гурьев С.В., Резвов В.И. Компания ГЕОСЕЙС представляет новый

малогабаритный источник возбуждения “Геотон06” // Приборы и системы разведочной геофизики. 2004. №1. С.14 – 15

Бидерман В.Л. Теория механических колебаний. М.: Высшая школа. 1980. 408 с.

Детков В.А., Зарипов С.М. Повышение экономической эффективности сейсморазведочных работ на нефть и газ // НЕФТЬ. ГАЗ. НОВАЦИИ. 2017. №1, С.14-19

Караев А.Э., Архипов С.О., Чешмеджиев М.В., Суворова М.С., Антонов Я.И. Актуальность политики импортозамещения в России на примере стратегии «Оборудование для проведения морских сейсморазведочных работ» // «Нефтяное хозяйство». 2016.№4.

Ивашин В.В., Иванников Н.А., Узбеков К.Х. К вопросу создания переносных импульсных невзрывных сейсмоисточников с индукционно-динамическим приводом // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2013. т.15, №4

Молоканов Г.И. Преобразование механической энергии в сейсмическую при ударе по поверхности // Прикладная геофизика. М.: Недра, 1979. 312с.

Патин С.А. Нефть и экология континентального шельфа. М.: ВНИРО, 2017. 326 с.

Певчев В. П. Диссертация кандидата технических наук: Короткоходовой импульсный электромагнитный двигатель источника сейсмических волн. Тольятти. 2008. 165 с.

Семёнов В. Н. Зуенко Ю.И., Атаманова И.А., Мухаметова О.Н., Зеленихина Г.С., Архипов Б.В. Корниенко А.Б. Методическое пособие по оценке размера вреда водным биоресурсам при сейсморазведке и электроразведке. М.: ВНИРО. 2016. 86 с.

Шнеерсон М.В. Теория и практика наземной сейсморазведки // Под редакцией М.Б. Шнеерсона. М.: Недра, 1998. 527 с.

Goertz A., Wuestefeld A. Real-time passive monitoring with a fibre-optic ocean bottom array // First Break. April 2018. V. 36. № 4. P. 55-61

Ramsey E.W. Remote Sensing of Coastal Environments // Encyclopedia of Coastal Science. March 2018. P. 89-146

Roy K.K. Signal Processing // Natural Electromagnetic Fields in Pure and Applied Geophysics. February 2020. P. 89-146

Подробнее об авторах

КУЗЬМИЧЕНКО Николай Владимирович – инженер – конструктор, ООО «СибТехИмпэкс»

МАЛЮТА Станислав Игоревич – аспирант, Сибирский Федеральный Университет, Институт Нефти и Газа

ЗИНОВЬЕВ Сергей Геннадьевич – доцент кафедры Геофизика, Сибирский Федеральный Университет, Институт Нефти и Газа

СЕМЁНОВЫХ Роман Владимирович – инженер-технолог, ООО «СибТехИмпэкс»

АНТОНЕВИЧ Герман Валентинович – директор «СибТехИмпэкс», ООО «СибТехИмпэкс»

Смертельные качели для рынка сейсморазведки

Жужель В.С.

Бизнес сейсморазведки погрузился в кризис вместе со всем миром из-за COVID и падением цен на нефть. Так случается с определенной цикличностью, примерно раз в 5-6 лет.

Непременно, после кризиса будет рост сейсмического бизнеса, и этот рост остановится всего через год-два, так и не позволив вернуться к докризисному состоянию. Начнется новое сдерживание цен, которое приведет на третий-четвертый год рыночного цикла к производству без дохода, или доход будет лишь компенсировать инфляцию. Ну а далее - драка за объемы. При наступлении предела, когда пузырь сдерживания цены лопается, придет очередной кризис. Снова пострадает отрасль, которая не сможет оправиться полностью.

Заказывают музыку в сейсмическом бизнесе именно недропользователи – заказчики работ. Неграмотное планирование и неумение преодолевать кризисы влечет за собой и падение сейсмической отрасли. Недропользователь - это тот же инвестор, который должен составить сбалансированный портфель инструментов доходности для получения прибыли, диверсифицируя риски, насколько это возможно. На данный момент, многие недропользователи не имеют четкого плана своей доходности, и, как «нетерпеливая барышня», меняют стратегию вслед за изменением рыночных факторов.

Инвестиционный портфель недропользователя можно сравнить с брокерскими инструментами:

1. Продажа углеводородов – самый волатильный инструмент. Это - высокодоходные ликвидные акции.

2. Проведение геологоразведочных работ; разработка и внедрение новых технологий нужно сравнивать с долгосрочными облигациями. Активность ГРР, разработка и внедрение новых технологий, не должны коррелироваться со стоимостью углеводородов и объемами добычи, связанными, в первую очередь, с непрогнозируемыми факторами.

Миновал кризис, компании активно продают нефть по высокой цене, наращивая максимально добычу. Корректируется в сторону роста программа на 5 лет по проведению геологоразведочных работ с учетом развития технологий. Но это не долгосрочная стратегия на 10-20 лет, где закреплены объемы сейсморазведочных работ, с учетом планов по приобретению лицензий и покрытию геологоразведкой неизученных территорий.

Проведение сейсморазведочных работ и внедрение новых технологий должно быть закреплено именно в долгосрочной стратегии, от которой зависит стабильность и успех бизнеса компании, невзирая на колебания цены нефти. Спрогнозировать начало кризиса невозможно. Стратегия минимизации ущерба от кризиса должна быть обратной сегодняшней: не сокращать вложения в «длинные инструменты рынка», а увеличивать объемы геологоразведочных работ, осваивая новые технологии. То есть, говоря языком инвестора, необходимо, в зависимости от цены на нефть, проводить ребалансировку инструментов доходов Компании для более устойчивого развития.

Компании же, напротив, идут по пути прямой зависимости цены на нефть и объемов геологоразведочных работ (ГРР).

В случае сохранения статей затрат на поддержание объемов сейсморазведочных работ и разработки технологий, как и других инструментов, которых у нефтяных компаний много, доходность компаний повысится, от чего выиграют все.

Именно сейсморазведка увеличит ресурсную базу и повысит капитализацию нефтянников, что снивелирует падение стоимости компаний в кризисный период.

Отсутствие долгосрочной стратегии недропользователя в части геологоразведочных работ, разработки и быстрого внедрения новых технологий, дисциплины выполнения планов работ на длинной дистанции (бесконечные корректировки

планов) топят как заказчика, так и подрядчика. Заказчик лишает возможности постоянного дохода в долгосрочной перспективе как себя, так и сейсмическую отрасль, не давая геофизикам возможности строить свои долгосрочные планы.

Доходность геологоразведки – как измерить?

Старый вопрос, который задают экономические службы в Нефтяных компаниях: как измерить эффективность и доходы от проведения сейсморазведочных работ? Ведь результаты бывают как положительные (локализация ресурсов, перевод ресурсов в запасы и т.д.), так и относительно отрицательные (когда на участке ничего не выявили или сократили ресурсную базу). Мерить доходность в нефтяных компаниях не умеют. Точнее, стараются измерить, в разрезе максимум пятилетних планов компании, пренебрегая анализом прошлых лет.

Эффективность сейсморазведки надо измерять в увеличении ресурсной базы в пятилетних или даже в десятилетних периодах с двух-трехлетним сдвигом сейсморазведочных работ и восполнением ресурсов, так как от начала проведения сейсморазведочных работ до похода в Государственную комиссию по запасам пройдет именно 2-3 года. Например: 1997 – 2002, 1998 – 2003, 1999 – 2004 и т.д., - что соответствует приросту запасов 1999 – 2004, 2000 – 2005, 2001 – 2006 соответственно. Добавляем сейсморазведку в поддержку разработки месторождений, где происходит изменение категорийности запасов, в переобработку и переинтерпретацию сейсмических данных при получении новых геологических данных, например, данных бурения новых скважин. Ну и «вишенкой на торте», по результатам проведенных сейсморазведочных работ, исключаем «сухие» и не оптимально размещенные скважины из проектов разработки месторождений.

В разные периоды времени сейсморазведка будет как эффективной, так и менее эффективной, но в любом случае прибыльной, так как именно она восполняет и увеличивает ресурсы относительно накопленной добычи.

То есть, сейсморазведка в ряде случаев может иметь отрицательную корреляцию со стоимостью нефти и при падении стоимости последней, прибыль принесет сейсморазведка. Именно восполнение и рост ресурсной базы обеспечивают стабильность и увеличение стоимости нефтяной компании, делающие актив привлекательным.

От глобального к очевидному. Что мы имеем? Мы имеем смертельный приговор, убивающий геологоразведку.

Договор или диктат – неравный брак недропользователя и геологоразведки.

ДОГОВОР — соглашение между собой двух или более сторон, по какому-либо вопросу с целью установления, изменения или прекращения правовых отношений. Служит источником обязательств, нравственных или юридических.

Договор – уникальное изобретение человечества, позволяющее сторонам письменно изложить все причины недоверия партнеру. Затрагивая взаимодействие заказчика (недропользователя) и подрядчика (Сервисное предприятие), констатируем факт – договор между ними не заключаются. Подрядчик соглашается на ДИКТАТ со стороны заказчика на заведомо невыгодных условиях для подрядчика.

ДИКТАТ - жёсткие требования, навязывание своей воли кому-либо; политика навязывания своих условий, требований сильной стороной другой, более слабой в политическом и экономическом отношении стороне при заключении каких-либо соглашений

Как написано выше, «кто платит деньги, тот и заказывает музыку», но музыка, как и сотрудничество в рамках ДОГОВОРА должны быть гармоничными. В Российском законодательстве отсутствует ответственность перед контрагентами за заключение договоров на «заведомо невыгодных условиях», что связано с принципом «свободы договора», которые подразумевают наличие воли сторон на заключение или отказ от заключения договора.



Планы сейсморазведочных работ недропользователя формируются из геологических задач, предусмотренных Проектом геологического изучения недр (ПГИН), прошедшего Государственную экспертизу, и являющегося обязательным к исполнению. Реализация ПГИН контролируется Государством, меры в отношении недропользователя строги, вплоть до изъятия лицензии на право пользования лицензионным участком. Но эти планы корректируются бесконечное количество раз, вплоть до переоформления лицензий на новые «дочки» с новыми ПГИН.

К примеру, когда подрядчик на выполнение сейсморазведочных работ не найден, по причине нежелания заключать договор на заведомо невыгодных условиях, сроки реализации проекта законно переносятся. Это и позволяет недропользователю просто переносить сроки работ и проводить повторный тендер. Подрядчик, недозагруженный объемами работ, вынужден при повторной закупке соглашаться на рискованный договор, сулящий убытки, либо сокращает часть бизнеса. Вот и все «взаимовыгодное партнерство».

Заказчик готов в долгосрочной перспективе потерять миллиарды, экономя миллионы, а порой и всего сотни тысяч рублей. Идет постоянный поиск вины подрядчика, что тоже никак не говорит о понимании того, что недропользователь без сейсмики – банкрот в долгосрочной перспективе.

Главным критерием при определении исполнителя работ практически всегда является минимальная цена. Но гонка за экономией средств создает в итоге проблему самому недропользователю. Здесь таится подводный камень, на который мало кто обращает внимание.

Заказчик, планируя расходы на уровне прошлого года, иногда с ростом затрат на утвержденные внутри макропараметры или коэффициент инфляции ЦБ, определяет пороговую стоимость проекта. И потенциальные исполнители сходятся в ценовой схватке, буквально смертельной, потому что в ней не остается победителей.

Себестоимость сейсморазведки растет гораздо быстрее, чем цена пресловутой потребительской корзины, по которой определяется индекс инфляции (4-5% в год). Ежегодный рост стоимости ГСМ – 20-30%, стоимость ВМ растет еще быстрее. Необходимость приобретения новых ресурсов, определяемого требованием к возрасту предлагаемого подрядчиком оборудования, измеряется амортизацией. Но не в бухгалтерском определении, а исходя из восстановительной стоимости

нового оборудования, чаще всего, импортного. К этому надо добавить стремительно растущие платежи за всевозможную разрешительную документацию, потравы и порубочные работы. Рост себестоимости (и это без учета необходимости повышения заработной платы!) в разы превышает официальную инфляцию.

Результатом сейсморазведочных тендеров является то, что подрядчики либо не заявляются, видя пороговую стоимость выше своей прямой себестоимости, либо предлагают заказчику реальную для проекта цену. А на это уже не может пойти заказчик в силу принятых внутренних правил тендерных процедур. МПР может помочь Недропользователю, внося корректировки в ПГИН, но лишь отодвигая работы по срокам. И срыв сейсмических проектов для недропользователей является лишь сложностью и дополнительными хлопотами, но по факту - миллиардами недополученной выручки, снижающейся капитализацией.

Когда же подрядчик заключает договор на заведомо невыгодных условиях с целью сохранения своих подразделений (сейсмопартий) это становится путем в бездну. Концентрируя силы для выполнения проекта на уровне своей себестоимости, он вынужден раз за разом сокращать свои возможности, собирая «живую» технику и людей из нескольких партий.

Quo vadis?

Количество сейсмопартий год от года сокращается. У кого есть возможность работать без прибыли, соглашаются на невыгодные контракты, другие сокращают бизнес. Если еще пять-семь лет назад в России работало 210-220 сухопутных сейсмических партий, а в 2020 году проекты выполняют не больше 100 сп. Конечно, можно говорить про рост потенциала остающихся в работе партий, но объем исследований сокращается пропорционально снижению количества производственных единиц на рынке.

Количество партий сократится, уйдут многие высококвалифицированные специалисты в другие отрасли. Но, как только появится спрос на производство сейсморазведочных работ, цена работ вырастет кратно, так как возникнет кризис предложения. Вырастут цены, при одновременном смягчении требований заказчика к технологиям. На это просто будут закрываться глаза. Методики проведения работ отстанут от мировых лидеров уже не на шаг-два, а гораздо существеннее.

И уже заказчики будут вынуждены соглашаться на любые условия теряя деньги, теряя потенциальный доход, в итоге оставаясь без полноценной сейсморазведки.

Назад в СССР?



Советская геологоразведка была стадийна и последовательна. Был план, долгосрочные перспективы, последовательность выполнения поставленных задач по исследованию территорий и развитию технологий. Была система подготовки и переподготовки персонала.

И были расценки, утвержденные Государством. Стоимость работ определялась СУСНом, денег хватало для последовательного развития геологоразведки.

В условиях рыночной экономики можно констатировать, что отсутствует институт ценообразования в принципе, нет сборников сметных норм и утвержденных коэффициентов к ним. Слишком мало экономистов – профессионалов, которые реально умеют считать деньги, вести долгосрочный анализ. Подрядчики по условиям тендера считают свои расценки самостоятельно, по внутренним регламентам и предоставляют сметы заказчику на рассмотрение.

В службе заказчика отсутствуют эксперты, умеющие составлять смету сейсморазведочного проекта, предоставленные подрядчиком сметы внимательно изучают только с целью оптимизации. В лучшем случае, экономисты заказчика пытаются сравнивать присланную смету с нормами капитального строительства, что неверно для сейсморазведочных услуг. Могут появляться такие замечания к смете (из личного опыта): «Почему у вас бензопила работает на бензине, а не на дизельном топливе или мазуте, что значительно дешевле?». Было бы смеш-

но, если бы не было так грустно. Эти замечания настолько далеки от понимания реальной доходности компаний от стабильного объема заказов сейсморазведочных работ и необходимости реализации планов работ, невзирая на рыночную ситуацию стоимости нефти.

Безусловно, принципы ценообразования невозможно восстановить из прошлого Государства, но создать калькулятор с понятными алгоритмами расчета требуемых МТР, людских ресурсов, сопутствующих затрат вполне реально. И этот базовый алгоритм будет работоспособным, но для этого его необходимо принять, как минимум крупнейшим игрокам рынка – недропользователям и сейсморазведчикам. Это и есть взаимовыгодное партнерство.

Когда мы вернемся к стабильности в объемах и ценах, сейсморазведка Российской Федерации безусловно сделает технологический прорыв, о котором так любят все говорить, но который так сильно буксует в нынешних реалиях.

Уже через несколько лет, появятся профессионалы от рабочих специальностей до ученых, вышедших из сейсмопартий, у заказчика появится реальный выбор, где при прочих равных, побеждать будет сильнейший с точки зрения технологий. Усложнение технологий для поиска небольших месторождений и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов неизбежно. И тогда начнет увеличиваться ресурсная база и уровень добычи.

Стабильное предприятие, занимающееся сейсморазведкой, сможет вновь растить специалистов за счет предприятия, обучать рабочих и переводить их в ИТР, пропадет текучка, в слаженных коллективах снизится уровень травматизма. Известно, что какие бы меры по ПБОТОС не принимались, на проектах, где работу ведет постоянный коллектив, слаженный годами, уровень травматизма ниже, чем в новых сейсмопартиях.

Круг проблем, связанных с проведением сейсморазведочных работ, с взаимоотношениями недпропользователей и подрядчиками, Государственными органами настолько широк, что им можно посвятить не одну публикацию. К сожалению, громко говорить о многом не принято. Подрядчик справедливо опасается выносить проблемы в печать боясь недовольства заказчика.

Так какое же решение, на мой взгляд может быть?

1. Нефтяные компании должны увидеть, что с ними будет через 15 лет, когда российские сейсмики безнадежно отстанут от мировых геофизических компаний и серьезно задаться этим вопросом.
2. Нефтяным компаниям необходимо перейти на более длительные стратегии развития, быть более дисциплинированными в ее реализации. Обязательно анализировать статистические данные пользы сейсморазведки.
3. Несмотря на существующие рыночные риски твердо следовать планам работ.
4. Необходимо перейти к долгосрочному партнерству недропользователей и сейсморазведчиков.
5. Подрядчику не соглашаться с договором на заведомо невыгодных условиях.
6. Тендерные процедуры проводить в формате конкурса технологических решений задач, которые ставит заказчик, а не цен.

Мы считаем тысячи рублей, теряя миллиарды. Пора научиться правильно оценивать фондоотдачу от долгосрочных вложений в геологоразведку. Это государственная задача.

Подробнее об авторе



Жужель
Виктор Сергеевич

EURASIA OIL SERVICES

MITCHAM INDUSTRIES, INC.

Your Gateway to Business in Eurasia

Стратегический и управленческий консалтинг на нефтесервисном рынке Ближнего Востока

Анализ состояния рынка и перспективных направлений в регионе под интересы клиентов;

Разработка стратегии вхождения на рынок;

Поиск и подбор решений по расширению и оптимизации бизнеса в странах Ближнего Востока;

Развитие Вашего бизнеса «под ключ».

Партнерство

Представление интересов клиента в странах региона;

Поиск местных партнёров и заказчиков, организация переговоров;

Привлечение инвестиций под перспективные проекты.

Поставки оборудования и разработка технологических решений

Аренда и продажа нового и бывшего в употреблении оборудования и комплектующих для геологоразведки на море и на суше;

Подготовка проектных решений под запрос.

Россия, г. Москва:
+7 (985) 222 48 44
Россия, г. Уфа:
+7 (347) 246 90 74

ОАЭ, г. Дубай,
+971(56) 170 2553
info@eurasia-oil-services.com

www.eurasia-oil-services.com

Сейсморазведка своих не сдает.

Разве что в аренду.



Аренда сейсморазведочного оборудования

SERCEL 428/508 – регистрирующая система для работ на суше и в транзитных зонах

Aram Aries II – телеметрический комплекс

RT 2 System – гибридная система регистрации с беспроводной передачей данных в режиме реального времени

ГЕОТОН – семейство невзрывных импульсных сейсмоисточников

SLIM WAVE – внутрискважинная телеметрия в реальном времени, для ВСП, межскважинных и микро-сейсмических работ.

G-SOURSE / BOLT – пневматический сейсмоисточник

Судно шутер «Скат» для сейсморазведки в транзинтых зонах

Катамараны проекта «Гео» для проведения геофизических и инженерно- геологических работ

Тел/факс: +7 (495) 694-1940 – круглосуточно
E/mail: info@geoton.ru **www.**geoseisholding.ru

ХОЛДИНГ **ГЕОСЕЙС**