ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ЯНВАРЬ-МАРТ

1/2023

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

Стандарты качественной сейсморазведки



ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Новые возможности технологии Slip-Sweep от специалистов АО «Башнефтегеофизика»

SMARTSOLO
World's First Smart Seismic Sensor

Революция В Стоимости Сейсморазведки

СОВЕРШАЕТ ПЕРЕВОРОТ В СТОИМОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

работы ведутся вдвое быстрее

на 50% уменьшается 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: sales@smartsolo.com.ru
Tel:+7 (969) 061-9960
Website: www.smartsolo.com.ru/www.dtcc.biz

Общие глобальные поставки

400,000+

каналов

ТЕМА НОМЕРА:
«Стандарты качественной сейсморазведки»

СОДЕРЖАНИЕ:

Наши партнеры 4

КОЛОНКА РЕДАКТОРА
Главный редактор Слонов Д.Н. 5

ТЕМА НОМЕРА
Инструкция по сейсморазведке – догмат или фундамент развития отрасли?
Слонов Д.Н., Горбачев С.В. 6

Анализ эффективности технологий подавления эффектов наложения гармонических искажений, возникающих при выполнении полевых сейсморазведочных работ методом Slip-Sweep
Акуленко А.С., Гафаров Р.М., Сираев И.А. 15

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
Сейсморазведочные работы 2D-4C в среднем течении реки Лена с использованием автономных донных станций «Краб»
Казанин А.Г., Базилевич С.О., Зимовский А.В., Щедров В.А., Куома Д.Г., Прилипко С.А., Литварчук А.В., Казанин Г.А 29

Новый способ и аппаратура для диагностики технического состояния скважин на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа
Нетребко А.А., Климов В.В. 41

Никогда не было, и вот опять…..
Грибов Э.Н. 51

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
Инновационная российская телеметрическая сейсморегистрирующая система нового поколения с уникальной комбинированной архитектурой
Бескоровайный В.Л., Гнатюк А.И., Тарасов Н.В., Цукерман И.Б., Сосновцев Д.В. 54

Три слагаемых верного выбора – дружелюбный интерфейс, надежность, удобство в работе оборудования Allseis-1C
Красноборов Д.В. 59

Технологические приемы инструментального контроля качества нодального оборудования SmartSolo
Игорь Чай 66

ЛЮДИ, ДАТЫ, СОБЫТИЯ

Оборудование, которого очень ждет рынок

Интервью с создателями российской сейсморегистрирующей системы «Геотом»... 73

НАШИ ПАРТНЕРЫ

Главный редактор:
Слонов Д.Н.

Редакционная коллегия:
к.т.н. Абдулвалиев М.Т.
д.ф.-м.н. Александров П. Н.
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.
к.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.
к.т.н. Череповский А.В.
д.т.н. Шехтман Г.А.

Руководитель проекта
Матвеев С.А.

Корректор:
Голубева А.Р.

Учредитель:
СРО МОО ЕАГО

Издатель:
ООО «ПСРГео»

Адрес издательства:
г. Саратов, ул. Крайняя, д. 129
Телефон +7-987-822-68-37

Обложка и оформление:
Мокроусов Д.В.

Вёрстка:
Мокроусов Д.В.

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

Подписано в печать:
13.03.2023

Дата выпуска:
23.03.2023

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.

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

Организатор журнала:
Турлов П.А.

Уважаемые коллеги!

Представляем вашему вниманию первый номер за 2023 год журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики». Тема номера – **«Стандарты качественной сейсморазведки».**

Предлагаем начать разговор о том, что такое технические стандарты, почему важно их наличие особенно в высокотехнологичных отраслях. Причем в виде документа, единого для всех участников рынка. Стандарты – это не только единый язык и единые требования к производственным процессам. Стандарты – это требования к оборудованию и технологии, основа для качественного результата. И очень важно, чтобы стандарты развивались вместе с технологиями, а не становились барьером на пути такого развития. Об этом – в редакционной статье «Инструкция по сейсморазведке – догмат или фундамент развития отрасли?». Надеемся, что выпуск журнала и статья дадут импульс к разговору об этой теме и дальше.

При подготовке этого номера мы предложили нашим партнерам новый формат сотрудничества – «Репортаж с места событий». Была организована поездка опытных специалистов на испытание новой российской бескабельной системы «Геотом», презентация которой состоялась в журнале ПриС №2 за 2023. Работы проходили в полевой партии компании «Газпром Недра», выполняющей проект в Амурской области. Отчет об опытно-промышленных испытаниях системы «Геотом» в интервью с разработчиками «Оборудование, которого очень ждет рынок». И еще будем рады, если нашим авторам понравится такой формат подготовки и подачи материала, и они будут приглашать нас на свои проекты для профессионального и объективного освещения.

А рынок действительно ждет надежное нодальное оборудование, позволяющее работать быстро и качественно. В номере новая информация от производителей регистрирующих систем: компании Smart Solo, Allseis и СКБ СП (Россия) рассказывают о своих разработках. Сегодня практически все геофизические компании активно занимаются тестированием, опробованием, сопоставлением регистрирующих систем. И мы предлагаем подготовить объективный рассказ об испытаниях.

Компания АО «Башнефтегеофизика» продолжает заниматься технологиями, повышающими качество и эффективность сейсморазведки. Статья «анализ эффективности технологий подавления эффектов наложения гармонических искажений, возникающих при выполнении полевых сейсморазведочных работ методом SLIP-SWEEP», будет полезна специалистам-практикам, применяющим высокопроизводительные технологии вибросейс.

Мы редко последнее время рассказываем о «морских» проектах, тем интереснее материал компании МАГЭ по результатам проведенных работ 2D-4C в среднем течении реки Лена с использованием автономных донных станций «Краб». Опыт производства сейсморазведки на быстрой реке с 4-х компонентными донными станциями оказался успешным. А это значит, что у данной технологии будет востребованность, и статья в журнале «Приборы и Системы» послужит инструментом для ее продвижения.

Журнал продолжает развивать направление информационной поддержки профильных конференций. В марте-апреле таких мероприятий, где наше издание выступает информационным партнером, будет три: «Георадар» - 22 - 24 марта, «Геоевразия» - 27-29 марта, «Геомодель. Геонауки: Время перемен, время перспектив» - 17-20 апреля.

Редакция журнала приняла решение: докладчики конференций могут разместить статью на тему доклада с 20% скидкой. Учитывая то, что аудитория журнала шире, чем сами конференции, и к статьям обращаются в течении длительного времени, такое предложение заинтересует специалистов.

А пока надеемся, что первый номер журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики» будет интересным и полезным для наших авторов и читателей.

Главный редактор журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики»,





Слонов
Дмитрий
Николаевич

Инструкция по сейсморазведке – догмат или фундамент развития отрасли?

- Слонов Д. Н., главный редактор журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики», г. Саратов.
- Горбачев С.В., МГУ, г. Москва.

Сейсморазведочная отрасль относится к высокотехнологичному сервису, подлежащему стандартизации. В современных условиях стандартизация выполняет три функции: экономическую, социальную и коммуникативную.

Экономическая функция – формализация методик и технологий позволяет проводить оценку проектов как заказчиком, так и исполнителем по единым критериям. Кроме того, стандартизация, влияя на все составляющие производственного процесса, способствует их совершенствованию, стимулируя научно-технически прогресс - решений и их внедрению для достижения лучших результатов как по качеству, так и в экономическом плане.

Социальная функция стандартизации проявляет себя через включение в нормативные документы (стандарты) и достижение в производстве таких показателей качества продукции и услуг, которые содействовали бы требованиям безопасного производства и экологии окружающей среды.

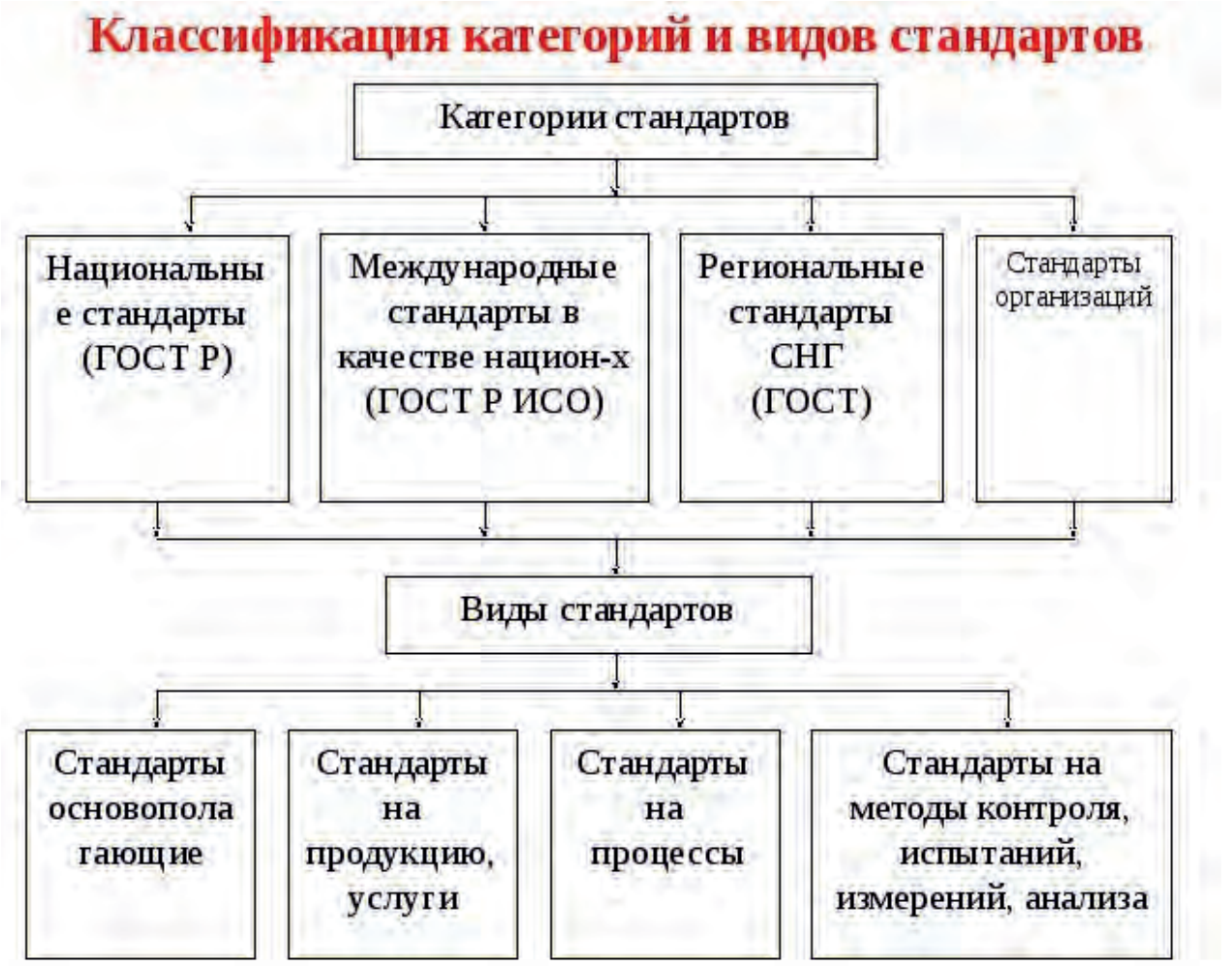
Коммуникативная функция выражает себя через достижение взаимопонимания в отрасли путём обмена информацией и передачи знаний и технологий. Все участники технологического процесса говорят на одном языке.

Стандартизация регламентируется Федеральным законом "О стандартизации в Российской Федерации" от 29.06.2015 N 162-ФЗ (последняя редакция). Сущность стандартизации в РФ закон толкует как деятельность, направленную на определение норм, правил, требований, характеристик, которые должны обеспечивать безопасность продукции, работ и услуг, их техническую и информационную совместимость, взаимозаменяемость, качество продукции (услуг) в соответствии с достижениями научно-технического прогресса.

Основными задачами стандартизации являются:

- обеспечение взаимопонимания между разработчиками, изготовителями, продавцами и потребителями (заказчиками) продукции (товаров, услуг, работ);
- установление оптимальных требований к номенклатуре и качеству продукции в интересах потребителя и государства, в т.ч. способствующих поддержанию ее безопасности для окружающей среды, жизни и здоровья людей, имущества физических и юридических лиц;
- установление требований к объектам стандартизации на добровольной основе;
- согласование и увязка показателей продукции, ее элементов, комплектующих изделий, сырья и материалов;
- унификация на основе установления и применения параметрических и типоразмерных рядов, составных частей изделий, элементов оказываемых услуг.

Стандарты, используемые в техноло-



Сейсморазведочная отрасль относится к высокотехнологичному сервису, подлежащему стандартизации. В современных условиях стандартизация выполняет три функции: экономическую, социальную и коммуникативную.

Экономическая функция – формализация методик и технологий позволяет проводить оценку проектов как заказчиком, так и исполнителем по единым критериям. Кроме того, стандартизация, влияя на все составляющие производственного процесса, способствует их совершенствованию, стимулируя научно-технически прогресс - решений и их внедрению для достижения лучших результатов как по качеству, так и в экономическом плане.

Социальная функция стандартизации проявляет себя через включение в нормативные документы (стандарты) и достижение в производстве таких показателей качества продукции и услуг, которые содействовали бы требованиям безопасного производства и экологии окружающей среды.

Коммуникативная функция выражает себя через достижение взаимопонимания в отрасли путём обмена информацией и передачи знаний и технологий. Все участники технологического процесса говорят на одном языке.

Стандартизация регламентируется Федеральным законом "О стандартизации в Российской Федерации" от 29.06.2015 N 162-ФЗ (последняя редак-

информации. И попытки появления новых технологических документов в сейсморазведке были не раз и не два.

Соглашаясь с архаичностью норм, принятых почти 40 лет назад, сегодняшние договора снова и снова в той или иной мере отсылают участников сейсморазведочных проектов к этому документу.

Современное состояние отрасли – по каким нормативам работает сегодня сейсморазведка в России.

Попытки принять новый документ, регламентирующий сейсморазведочные работы, принимались неоднократно, но, к сожалению, на текущий момент они так и не реализованы. Основная причина этого состоит в том, что существует много интересов, часто противоречащих друг другу – заказчики, подрядчики, государственные органы, общественные профессиональные сообщества (в том числе и ЕАГО). А еще есть производители и поставщики оборудования, специалисты-геофизики полевых направлений и камеральных, менеджеры, принимающие решения. Каждый из этих специалистов имеет свои знания, опыт, имеет свои задачи в ходе выполнения сейсморазведочных работ. И проблему унификации и формализации геофизических стандартов специалист видит со стороны своих задач и проблем. Особенно острое противоречие существует между заказчиками и подрядчиками работ, для первых — это капитальные затраты и геологическая эффективность работы, для вторых – маржинальность выполняемых проектов - возможность приобретения и развития технологий, повышающих доходность бизнеса.

Нефтяные компании, заказчики сейсморазведочных услуг, в настоящее время разработали свои локальные нормативные документ (ЛНД): Инструкции, Регламенты, Методические указания и др., обязательные к исполнению компаниями-подрядчиками.

В них с разной степенью детальности описаны требования к оборудованию, операциям и качеству данных. Конечно, многие из этих документов схожи, поскольку базируются на той самой Инструкции Министерства Геологии СССР 1986 года, но есть и отличия как в параметрах, так и в стилистике изложений. Сейсморазведочные проекты, реализуемые сегодня, идут по ЛНД конкретного заказчика. ЛНД становятся приложением к договорам и обретают юридическую силу.

Казалось бы, ЛНД заказчика защищает его интересы, оставляя интересы прочих участников проекта на периферии. Однако нет! Парадоксально, но действующие в отрасли нормативные документы (см. выше – «ЛНД заказчика») не защищают и интересы своих авторов! Догма ЛНД и невозможность их несоблюдения не позволяют отступать от них ни подрядчикам, ни супервайзерам, ни самим заказчикам. А тем временем технологии сейсморазведки развиваются, появляются новые методики и оборудование. А на пути у них непреодолимым барьером встают нормативы и организационные стандарты требований к технологии сейсморазведки.

Работать дешевле и эффективнее. Можно или нельзя?

Сегодня все оставшиеся на рынке геофизические компании работают на максимуме возможностей геофизичес-

кого конвейера. На лучших проектах достигнуты рекорды производительности, повторить или увеличить которые практически невозможно. Рекорды устанавливались в идеальных условиях, слаженными годами коллективами, новым оборудованием. И в сочетании всех трех факторов.

А дальше – оборудование стареет, погода портится, коллективы партий переживают большую текучку кадров. И порой даже 500-700 ф.н. средней производительности в сутки становятся труднодостижимым результатом. Производительность тормозится действующими требованиями к качеству работы. Уровень микросейсм, соотношение сигнал/помеха, ежедневный контроль приемной расстановки, приемка каждого физического наблюдения, дискуссии по «пограничным физам» (на грани допустимых параметров) – факторов, влияющих на скорость работы, много. Не говоря уже о том, что используемое регистрирующее оборудование требует значительного времени на обслуживание, наладку, переустановку.

В то же время известно, что на современных высокоплотных проектах в мире средняя производительность и плотность трасс на единицу площади исследования на порядок выше. Мы отстаем в вопросе внедрения высокоплотных систем наблюдения от мировых тенденций, как минимум, на 10 лет. И самое печальное, что действующие правила работы в отрасли и не дадут осуществить переход на качественно иной уровень сейсморазведки.

Мировая практика контроля качества регистрируемой информации сосредоточена на контроле геофизического инструмента и точного соблюдения выбранных параметров. Но сам материал, который идет потоком, уже просто физически нет времени контролировать.

Потому и идет активный переход сейсморазведки на бескабельные системы наблюдения, которые безусловно технологичнее используемых в России регистрирующих систем. А в нашей стране геофизические компании, даже имея средства для приобретения той или иной нодальной системы, на это не идут. Слишком высоки риски. Потеря на «перестрелах» нескольких дней в сезоне в связи неприемкой материала сводит на нет все операционные преимущества работы с бескабельными системами.

Вот выдержки из нескольких ДЕЙСТВУЮЩИХ регламентов нефтяных компаний в России, где есть стоп-факторы применения «слепых» или «полуслепых» (с контролем статусов) регистрирующих систем, когда анализ первичных данных задерживается от нескольких суток до нескольких дней.

3.5.3.2.1. Сейсмическая трасса считается браком, если:

- *соответствующий канал регистрации постоянно либо периодически не регистрирует волновое поле;*
- *один из параметров соответствующего канала регистрации превышает согласованные* ***ЗАКАЗЧИКОМ*** *пределы допусков при тестировании;*
- *полярность сейсмической трассы не соответствует SEG Polarity 1993;*
- *форма сигнала сейсмической трассы значительно отличаются от формы сигнала на соседних трассах (без объективного обоснования) по амплитуде более чем на 50 %, по фазе более чем на ¼ периода;*
- *в целевом интервале сейсмической*

трассы уровень микросейсм 10 мкВ, а в зонах промышленных помех 20 мкВ. Допустимые уровни микросейсм могут быть скорректированы по результатам опытных работ; скорректированные значения согласуются с ***ПРЕДСТАВИТЕЛЕМ ЗАКАЗЧИКА;***

• сейсмическая трасса имеет переполнение разрядной сетки в рабочем интервале записи, фиксируемой визуально по ее воспроизведению.

3.5.3.2.2. Физическое наблюдение при съёмке 2D (сейсмограмма) считается браком (коэффициент качества 0), если имеет хотя бы один из следующих недостатков:

• характеристики регистрирующей системы при производстве физического наблюдения не соответствуют стандартам, установленным производителем;

• сейсмограмма не считывается;

• сейсмограмма получена при несоблюдении установленных сроков проверки регистрирующей аппаратуры;

• сейсмограмма получена при необоснованном нарушении коммутации каналов или геометрии расстановки;

• на сейсмограмме отсутствует или ненадежна отметка момента возбуждения или вертикального времени;

• сейсмограмма получена при грубых нарушениях методики работ (условий возбуждения и приема колебаний, системы наблюдений);

• ***на сейсмограмме общее число сейсмических трасс, забракованных в соответствии с п. 3.5.3.2.1. больше 4 % или более трёх подряд на одной линии приема;***

• видимая частота в целевом интервале сейсмической записи 15 Гц. Допустимая величина видимой частоты может быть скорректирована по результатам опытных работ; скорректированное значение согласуется с ***ПРЕДСТАВИТЕЛЕМ ЗАКАЗЧИКА;***

• сейсмограмма имеет низкий уровень записи из-за неоптимальности условий возбуждения (отношение сигнал/микросейсмы ниже проектного);

• сейсмограмма осложнена мощным цугом волн-помех поверхностного типа без доказательства невозможности снижения их интенсивности возбуждением на проектных глубинах (исключая случаи применении источников поверхностного типа).

Выдержки из регламента другой компании, где есть стоп-факторы применения нодальных систем:

9.3.2.4. Ежедневно перед началом работ производится тестирование приемной расстановки. Регистрация сейсмограмм не может быть начата, если отклонение тестируемых параметров превышают установленные в задании на регистрацию допуски. Результаты тестирования прилагается к рапорту оператора.

9.3.2.5. В процессе отработки перед регистрацией каждого ф.н. уровень микросейсм контролируется оператором. В среднем он не может превышать 10 мкВ, в зонах действия промышленных объектов 20 мкВ. В случае отклонения от указанных значений вследствие наличия неустранимых помех природного (шум водных потоков) или техногенного (дороги, коммуникации, нефтепромыслы, строительные работы) происхождения эта величина по согласованию с представителем заказчика

может быть скорректирована с учетом данных опытных работ (пункт 9.2.3 настоящего Регламента бизнес-процесса).

10.2.1. Полученные в течение рабочей смены сейсмограммы, полевая документация и все сопутствующие файлы немедленно после окончания рабочей смены передаются на полевой центр обработки сейсмической информации, где в течение трёх часов с момента передачи выполняется оперативная обработка и анализ качества поступивших данных (совместно с представителем заказчика). По результатам оперативной обработки составляется при необходимости акт отбраковки ф.н. по форме подрядчика. Передаче на оперативную обработку подлежат:

10.2.2. До завершения оперативной обработки и анализа качества полученных за смену ф.н. (т.е. до принятия решения об их приёмке или отбраковке) аппаратура и оборудование в пределах отработанного участка не перемещаются для обеспечения возможности оперативного дублирования бракованных ф.н.

11.3.1. Приемке подлежат ф.н. Оперативная оценка качества ф.н. для выявления брака производится в течение трех часов (пункт 10.2.1 настоящего Регламента бизнес-процесса) после передачи данных в полевой центр обработки (возможен и более короткий срок по согласованию с заказчиком): по сейсмограммам, по результатам анализа атрибутов сейсмозаписи в полном и высокочастотном (с отфильтрованными низкочастотными помехами) диапазонах.

11.3.2.3. Оценка качества ф.н. при высокоплотных системах наблюдений, при системах наблюдений с одиночны-

Рассвет или закат?
Догма или основа развития?



ми сейсмоприёмниками (либо точечными группами сейсмоприёмников), а также при применении методик с вибрационным возбуждением сейсмических волн с практически непрерывной регистрацией (DS³, ISS, слип-свип, HPVA и др.) должна производиться по результатам полевой обработки с включением процедур подавления шума и суммирования.

Пожалуй, нет необходимости проведения глубокого анализа всех действующих регламентов и ЛНД нефтяных компаний, чтобы убедиться в двух выводах:

- все регламенты разные,
- во всех регламентах есть факторы, препятствующие использованию на проектах нодальных системы.

Также нет нужды подчеркивать, что ответственные за проект специалисты от заказчика не имеют возможности нарушать ЛНД своей Компании. А процедура изменения ЛНД – процесс очень долгий, на сегодняшний день не начатый ни в одной нефтяной компании.

Что делать?

Унификация процессов в сейсморазведке требует единого документа для отрасли, имеющего статус юридического документа, используемого, в том числе, и

№	Параметр	2D низкократная	2D слепая	3D низкократная кабельная	3D высокократная кабельная	3D низкократная полуслепая	3D низкократная слепая
1							
2							
3							

▲ *Табл. 1. Пример классификации сейсмических работ по параметрам сейсморегистрации.*

в урегулировании спорных моментов, неизбежно возникающих между заказчиками и исполнителями. И это задача государственная, как главного недропользователя, заинтересованного в рациональном использовании недр и развитии научно-технического прогресса.

При этом, все понимают экономическую и геологическую целесообразность изменения критериев в оценке качества материала. Без этого невозможно перейти на новые типы оборудования, позволяющие реализовывать сверхплотные системы наблюдения. Иными словами, все понимают не соответствие существующих стандартов современному уровню развития технологий сейсморазведки, при этом все соглашаются, что эти технологии позволят повысить экономическую и геологическую эффективность работ в отрасли. Как разорвать этот замкнутый круг?

Первый сценарий.

С учетом всех современных веяний - увеличения количества активных каналов, переход на точечную регистрацию, повышение плотности данных - использование полуслепого и слепого оборудования необходимо не просто корректировать требования – стандарты отрасли должны стать гибкими, мотивирующими на развитие и внедрение новых технологий. Для этого предлагается не рассматривать требования вообще на все сейсморазведочные работы, а ввести их классификацию по методикам и технологиям и в рамках конкретного типа методики и технологии утвердить новые подходы ко контролю работ, например, как представлено в таблице 1. Также при анализе и выборе параметров необходимо учитывать современные технологии обработки данных.

Создание новой универсальной матрицы методик с попыткой объединить все возможное многообразие технологических решений - вопрос титанической работы, но вполне решаемый.

Каждый из типов должен детально быть описан и формализован. Помимо регистрирующих систем необходимо разделять методики и по типу источника возбуждения. Далее можно формализовать разницу между существующими стандартами качества и тем самым обоснованно говорить о возможных их влияниях на результаты работы.

Возможно, для решения спорных вопросов или вообще обоснованию каких-либо изменений потребуются тесты процедур обработки, таких как регуляризация, шумоподавление и т.д, то необходимо будет выбирать конкретные условия или в классификацию СРР вводить региональные условия или геолого-геофизические особенности.

За рабочий критерий предлагается принять допустимый % трасс, отличный

по своим характеристикам от эталона, устанавливаемый заказчиком.

Однако при таком подходе легко можно недоучесть тот или иной фактор уже на этапе разработки матрицы технологий. Да и сами технологии, развивающиеся стремительно, будут постоянно идти впереди.

Второй сценарий.

Уже сейчас можно предложить подрядчикам и заказчикам договариваться о смягчении требований на уровне заключаемых договоров. Как уже сказано, менять ЛНД долго, и для каждого договора никто не будет этим заниматься. Однако есть совершенно понятный и действенный инструмент – цена физического наблюдения.

Если подрядчик и заказчик договорятся, что отклонение от стандарта оценивается ниже, но все равно принимается, риски внедрения нового оборудования и методик будет диверсифицироваться между ними. Подрядчику всегда выгоднее принять спорные физические наблюдения по пониженной ставке, чем останавливать производственный конвейер, переотрабатывая так называемый «брак». А для заказчика такой подход будет экономическим компромиссом в рамках действующих ЛНД.

За рабочий критерий предлагается матрица цен снижения стоимости физического наблюдения в зависимости от отклонения действующих ЛНД

Заключение.

Конечно, должны появиться и третий, и четвертый, и другие сценарии. Авторы понимают, какой это непростой и многовариантный процесс. Но обязательно будет найдено взаимоустраивающее решение, поскольку в этом заинтересованы все участники рынка – и заказчики, и подрядчики, и производители оборудования, и государство.

Остается добавить, что если вопрос с требованиями к сухопутным работам хоть как-то описан, то в вопросах сейсмических работ на шельфе и в транзитных зонах с буксируемым и донным оборудованием в документах не описан вовсе. Тут каждая нефтяная компания разработала свои стандарты и по ним работает. Во многом эти стандарты также базируются на Инструкции по сейсморазведке 1986 года, регламенты по сухопутным работам на основании мировых подходов, во многом также устаревшие. В этом направлении необходимо работать начиная с анализа по похожей схеме и выработки предложений для обсуждения.

Необходима совместная работа с выработкой обоснованных предложений, которые будут приемлемы для заказчиков и подрядчиков на рынке сухопутных и шельфовых сейсморазведочных проектов.

Но это уже вопросы продолжения дискуссии по теме стандартизации сейсморазведочных услуг в Российской Федерации, к которой приглашаются все заинтересованные стороны.

Учитывая сказанное, на наш взгляд, необходимо создать рабочую группу по разработке стандарта (основы для составления инструкций, методических рекомендаций и требований) сейсмических исследований под руководством со стороны Министерства Природных Ресурсов (МПР). На первом этапе постановки задач стандартизации в рабочую группу необходимо включить представи-

телей от: МПР (руководитель рабочей группы – специалист по стандартизации), ВУЗ-ов (имеющих кафедры геофизики), геолого-геофизических научно-исследовательских институтов, геологоразведочных (недропользователь) организаций, сейсмических организаций и ЕАГО. Впоследствии после определения задач стандартизации в рабочую группу необходимо будет включить учёных, специалистов и, конечно, юристов – «Стандарты технологии» – это не только технологический документ.

Литература:

1. «ИНСТРУКЦИЯ ПО СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ ГЕОЛОГИИ СССР», Москва, 1986 г.

2. ПРИКАЗ № 352 от 14 июня 2016 г. МИНИСТЕРСТВА ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ от «ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПРАВИЛ ПОДГОТОВКИ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА ПРОВЕДЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ НЕДР И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ПО ВИДАМ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ»

3. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А., «Зачем нужен супервайзер? Мифы и реалии сейсморазведки», журнал «Приборы и Системы разведочной геофизики», 2010, №1.

Подробнее об авторах



Слонов
Дмитрий Николаевич

Главный редактор журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики»



Горбачев
Сергей Викторович

Доцент Высшей школы инновационного бизнеса МГУ, к.т.н., член редакционной коллегии журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики»

Анализ эффективности технологий подавления эффектов наложения гармонических искажений, возникающих при выполнении полевых сейсморазведочных работ методом Slip-Sweep

Акуленко А.С., ООО НПЦ «Геостра», АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа
Гафаров Р.М., Сираев И.А., АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа

Введение

Востребованность и частота производственного применения высокопроизводительных методик полевых сейсморазведочных работ, к классу которых относится Slip-Sweep [1], неуклонно возрастают. Данная тенденция обусловлена значительными перспективами геологического изучения недр на основе высокоплотных сейсмических данных, и, как следствие, необходимостью отработки кратно большего объёма физических наблюдений за тот же самый период, что и в случае выполнения работ по регистрации полевых сейсмических данных стандартной плотности.

Особенностью метода Slip-Sweep, за счёт которой обеспечивается высокая производительность работ, является практически одновременная работа нескольких виброисточников или, что на практике случается реже, групп виброисточников в рамках одной активной расстановки (Рис.1). При этом сейсмоприёмниками регистрируются сейсмические отклики, полученные не только в результате работы целевого виброисточника, но также и от иных, побочных, виброисточников, работающих параллельно. Данный аспект не является критичным в случае, если время задержки начала работы источников (параметр «Slip-Time») больше времени прослушивания (параметр «TList»), т.к. основные волновые поля, регистрируемые от разных виброисточников на виброграмме, не перекрываются, но, вне зависимости от соотношения данных параметров возникает проблема наложения гармонических искажений (в зарубежной литературе - «Distortion»).

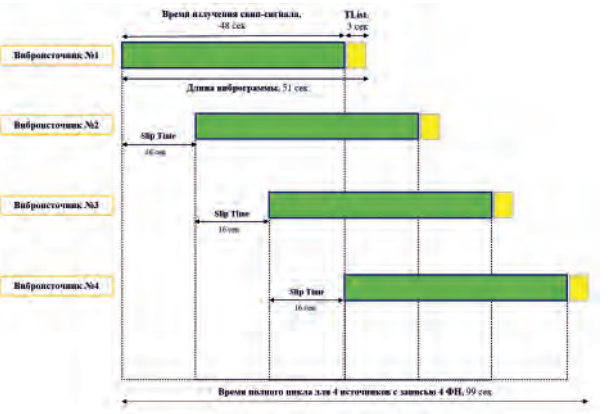


Рис. 1. Концептуальная схема работы виброисточников при реализации методики Slip-Sweep для варианта работы с параметром «Slip-Time»=16 сек.

О проблеме гармонических искажений

Эффект гармонических искажений, т.е. образование помех в виде кратных частот основной гармоники, присущ вибрационному способу сейсморазведки в целом и не представляет собой особенность метода Slip-Sweep, т.к. причинами возникновения данного эффекта являются нелинейная работа самого виброисточника (насос, гидропривод и т.д.) и контакт системы «плита-грунт». При реализации стандартных методов полевой вибрационной сейсморазведки, а также при реализации метода Flip-Flop, данный тип помех устраняется при выполнении операции свёртки в процессе перехода от виброграммы к корелограмме, за счёт того что кратные частоты основного сигнала при корреля-

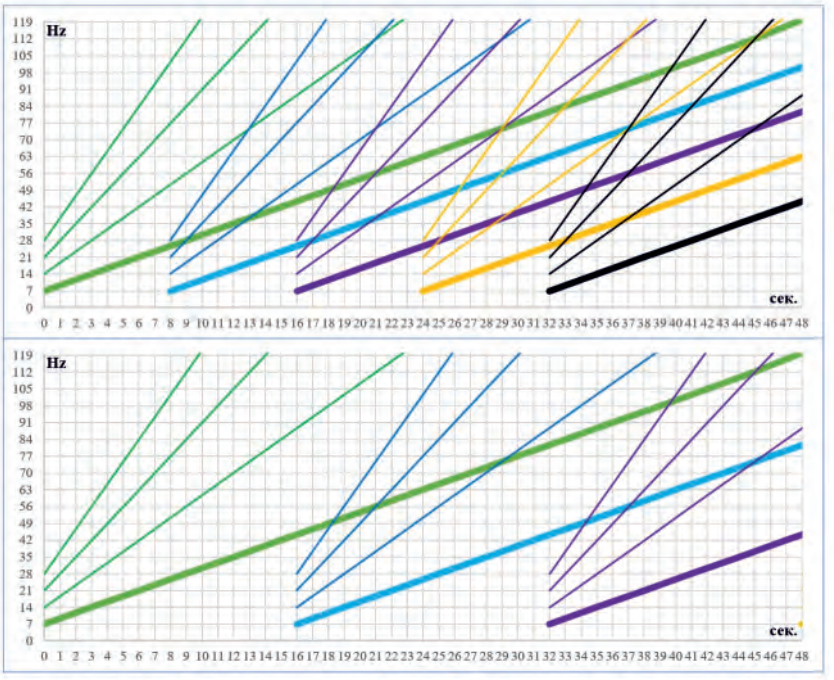


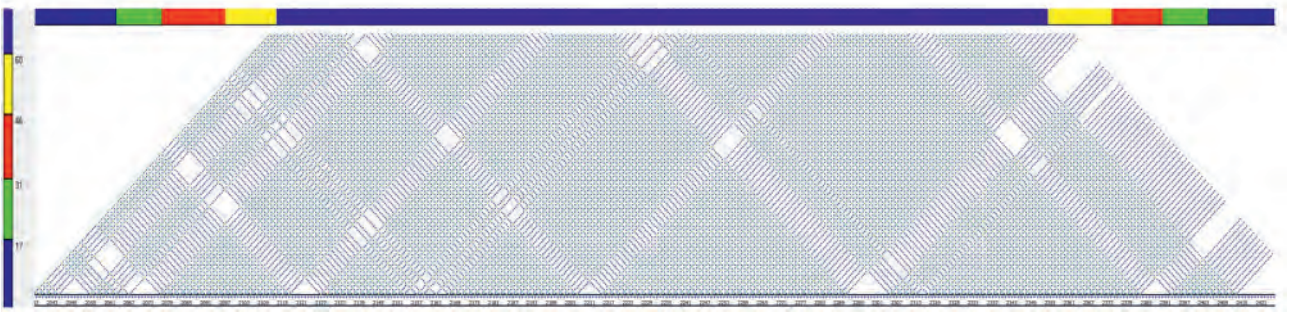
Рис. 2. Математически рассчитанные схемы наложения основных и кратных гармоник виброисточников при реализации метода Slip-Sweep для варианта применения параметра «Slip-Time»=8 сек. (сверху) и «Slip-Time»=16 сек. (снизу).

ции попадают в зону «отрицательных времен». Но при работе методом Slip-Sweep отрицательные времена одного источника являются положительными (целевыми) временами иного источника и, по данной причине, вопрос подавления помех данного типа не является тривиальным. Важно отметить тот факт, что чем меньше величина времени задержки начала работы источников («Slip-Time»), тем больше будет формироваться областей потенциальной интерференции кратных гармоник от побочных источников и основной гармоники целевого источника (Рис. 2).

Решение проблемы наложения гармонических искажений осложняется рядом факторов. В отличие от математически рассчитанных схем, где последующие виброисточники начинают излучение сигнала строго в соответствии со значением параметра «Slip-Time», на практике временная задержка начала работы виброисточников может быть больше величины данного параметра, что приводит к отсутствию регулярности регистрации побочных волновых полей. Также не является постоянной величиной и удаление виброисточников друг от друга.

Данные факторы приводят к тому, что математические схемы являются малоприменимыми для практического решения задачи и без знания полной логистической схемы пространственного положения виброисточников в пределах активной расстановки в каждый конкретный момент времени и точной идентификации времени вступления каждого из них, картировать эффекты наложения гармоник для конкретного пункта возбуждения не представляется возможным с требуемой степенью точности.

Отмеченные аспекты во многом обуславливают наличие значительного количества соответствующих технологических решений на отраслевом рынке. Решения существенно отличаются по сложности и продолжительности их реализации, а также иным факторам, важным для оценки их эффективности. При этом априорно выделить какой-либо технологический подход в качестве наиболее перспективного, опираясь только на теоретические основы той или иной технологии, не представляется возможным, т.к. каждый из подходов является правомерным и реализует достаточно перспективную концепцию.



▲ *Рис. 3. Схема фактической кратности опытного профиля (удаления 0-3000м).*

По данной причине специалисты компании АО «Башнефтегеофизика», практикующей реализацию метода Slip-Sweep на постоянной основе уже несколько лет, в 2021 году провели опытно-методические работы, направленные на определение наиболее перспективной технологии, результатам выполнения которых посвящена данная статья.

Методика и результаты полевых опытных работ

Первая часть работ была представлена регистрацией полевых сейсмических данных на одном из участков недр, расположенных на территории Республики Башкортостан. Для выполнения последующих камеральных исследований был отработан опытный профиль (МОГТ-2D) длиной 9,39 км. с шагом по пунктам возбуждения (ПВ) 50 м и пунктам приёма (ПП) 25 м.

Все физические наблюдения (ФН) опытного профиля были отработаны с расстановкой 400 каналов, на которой были размотаны группы сейсмоприемников GS-20DX (12 приборов в группе). Данная расстановка позволила получить набор удалений ПВ-ПП до 9,3 км (Рис.3).

Т.к. комплекс проводимых в рамках проекта исследований не ограничивался только рассмотрением вопроса об оценке эффективности технологий подавления эффектов наложения гармонических искажений и включал в себя проработку иных важных аспектов, связанных с практическим выполнением полевых сейсморазведочных работ методом Slip-Sweep, совокупное количество отработанных ФН составило 1593, по 177 ФН для стандартной методики регистрации и для каждого значения параметра «Slip-Time» из диапазона значений: 4-32 с., с шагом 4 с. при регистрации данных с применением метода Slip-Sweep.

На полученных виброграммах, вне зависимости от значения параметра «Slip-Time», поле помех представлено как сигнальной компонентой, зарегистрированной вследствие работы побочных виброисточников, так и сейсмическими откликами, связанными с работой двигателей виброисточников, ожидающих момента начала инициации упругих колебаний, а также поверхностными условиями и работоспособностью регистрирующей аппаратуры. Помехи данных типов проявляются и на уровне корелограмм и являются достаточно интенсивными (Рис.4).

По данной причине при последующем анализе результативности применения технологических решений, направленных на подавление эффектов наложения гармонических искажений, учитывалась не только степень успешности решения целевой задачи, но и эффективность использования той или иной технологии для подавления имеющегося многокомпонентного поля помех.

На зарегистрированных данных основные и кратные гармоники по спек-

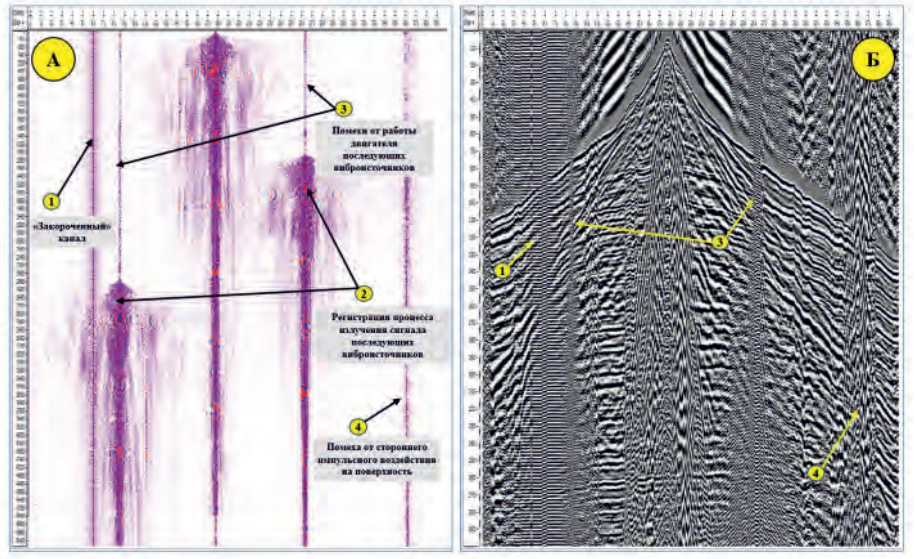


Рис. 4. Пример виброграммы (А) и корелограммы (Б) (с применением АРУ) полученных после отработки одного из ФН профиля со значением параметра «Slip-Time» =12 сек.

трам АЧХ с высокой степенью однозначности картируются именно по виброграммам (Рис.5) при выборе окна расчёта амплитудно-частотных характеристик в зонах наложения сигнала, зарегистрированного от основного и побочных виброисточников, и при условии наличия полной информации о логистике и фактическом времени начала процесса возбуждения упругих колебаний виброисточниками для каждого ФН. На уровне корелограмм, после выполнения операции свёртки, целевые аномалии амплитудно-частотных спектров становятся не однозначными и не имеют явно выраженной структуры.

Дополнительно, при регистрации каждого ФН, проводилась запись сигналов с датчиков «плиты» и «массы» виброисточников, а также математически рассчитывался сигнал «Ground Force» (формула (1)). Регистрация сигналов данных типов (Рис.6) была выполнена для последующего изучения вопроса о перспективах выполнения корреляции виброграмм с каждым из них.

Анализ эффективности свёртки виброграмм с опорными сигналами различных типов

Сигнал «Ground Force» представляет собой весовую сумму «Сигнала с плиты»

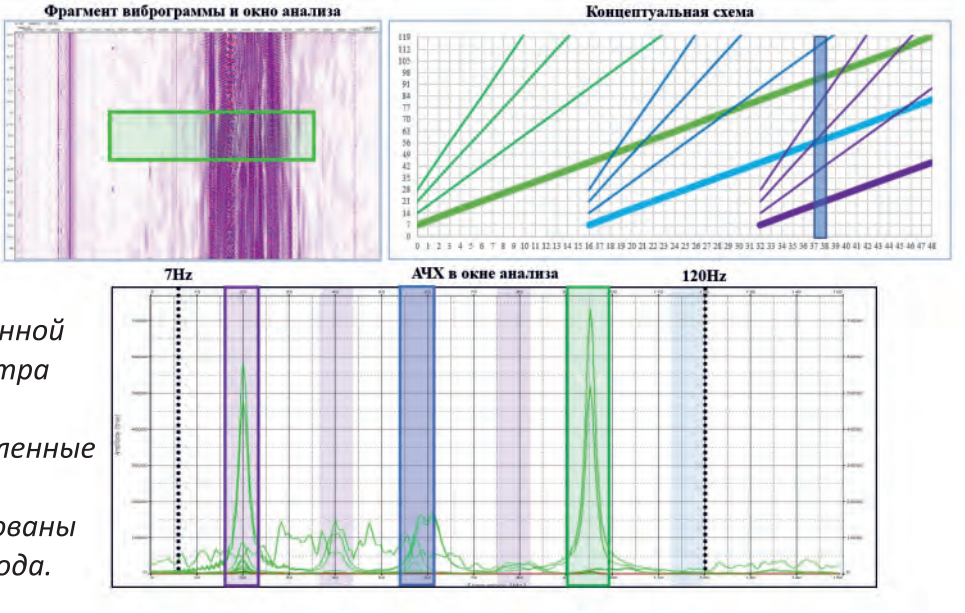


Рис. 5. Пример результата картирования основных и кратных гармоник виброисточников по фрагменту виброграммы, полученной со значением параметра «Slip-Time»=16 сек. Гармоники, представленные на математической схеме и АЧХ ассоциированы посредством цветокода.

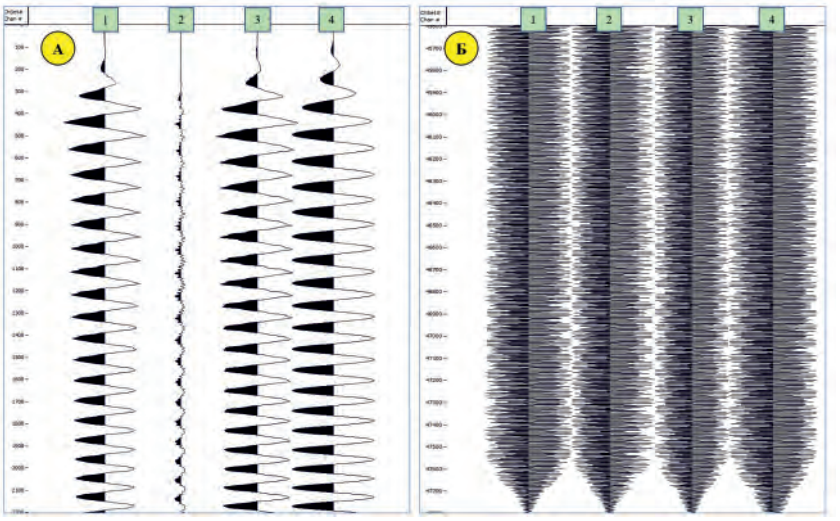


Рис. 6. Пример зарегистрированных вспомогательных сигналов, А – начальный и Б- конечный интервалы записи сигналов.
1- «Сигнал с массы»,
2 - «Сигнал с плиты»,
3 - «Ground Force»,
4 - «Пилотный свип-сигнал».

и «Сигнала с массы» и вычисляется по формуле:

Ground Force = RMAcc × RMMass + + BPAcc × BPMass, (1)

Где RMAcc- ускорение акселерометра массы, м/с2;

RMMass- масса блока Массы, кг;

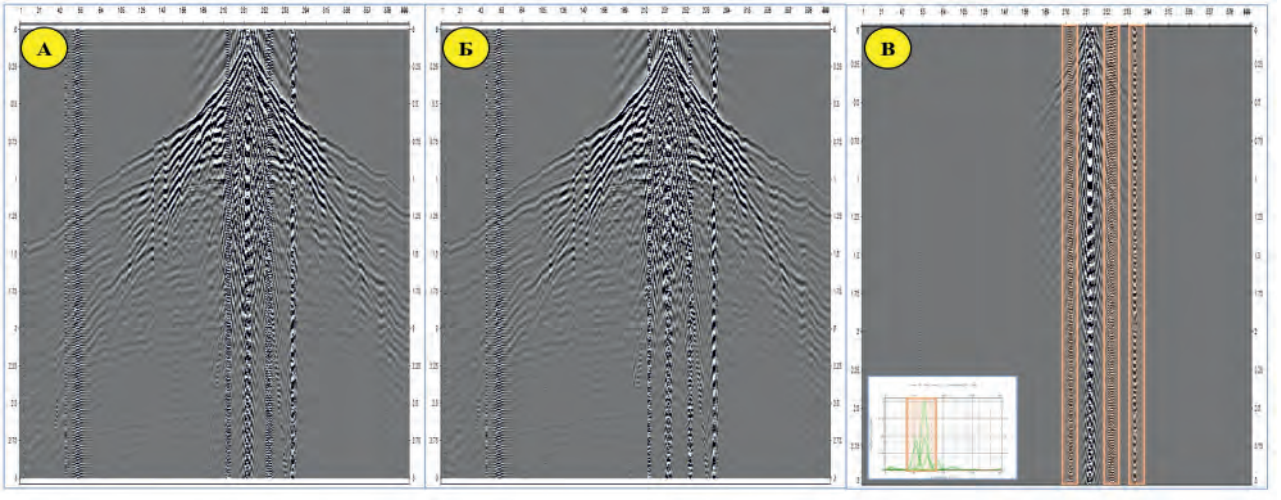
BPAcc- ускорение акселерометра плиты, м/с2;

BPMass- масса Плиты, кг;

Таким образом, теоретически, в отношении решения проблемы подавление эффектов наложения гармонических искажений, «Ground Force» может иметь высокий потенциал не только для получения поля гармонических помех при реализации рассматриваемых технологий, но и для непосредственного применения при получении кореллограмм, т.к. по сути данный сигнал содержит информацию о нелинейных искажениях, обусловленных контактом системы «плита-грунт».

Однако, в процессе выполнения первой стадии камеральной части опытно-методических работ, установлено, что использование сигнала «Ground Force» не является целесообразным. Свёртка с пилотным свипом имеет гораздо больший потенциал, т.к. в данном случае энергия частотных компонент сейсмической записи не перераспределяется, в значительной степени подавляются высокочастотные помехи, связанные с работой двигателя побочных виброисточников (Рис.7). По данной причине все последующие работы, связанные с

Рис. 7. Пример корелограмм, полученных и использованием сигнала «Ground Force» (А), пилотного свип-сигнала (Б) и результат вычитания данных волновых полей (В).



реализацией технологических решений, были выполнены с применением пилотного свип-сигнала.

Технологии подавления эффектов наложения гармонических искажений

В рамках работ были реализованы и проанализированы следующие технологические решения, выбранные по принципам наибольшей распространённости и технологической доступности:

1. Технология «Следящая фильтрация»

Входными данными являются: виброграммы, пилотный свип – сигнал, выходными: виброграммы, корелограммы. Ограничения в отношении реализации в распространённых отраслевых программных комплексах: отсутствуют.

Суть технологии: применение на уровне виброграмм полосовой, переменной во времени фильтрации с параметрами, рассчитанными на основе модели распределения доминантных частот пилотного свип – сигнала основного и побочных виброисточников с учётом значения параметра «Slip-Time». За счёт применения фильтрации на уровне виброграмм устраняются сейсмические отклики, которые не соответствуют частотам основного источника для того или иного интервала времени регистрации. Для получения результирующих корелограмм выполняется свёртка фильтрованных виброграмм с пилотным свип – сигналом.

Концептуальная схема реализации технологии: загрузка исходных виброграмм, пилотного свип-сигнала, проектирование и применение к исходным виброграммам полосового, переменного по времени записи фильтра, анализ фильтрованных виброграмм на предмет корректности работы фильтра, свертка фильтрованных виброграмм с пилотным свип- сигналом для получения результирующих коррелограмм.

2. Технология «адаптивного вычитания спрогнозированной помехи» («АВСП»)

Входными данными являются: виброграммы, пилотный свип – сигнал, сигнал «Ground Force» выходными: корелограммы. Ограничения в отношении реализации в распространённых отраслевых программных комплексах: отсутствуют, при условии возможности реализации адаптивного вычитания волновых полей, представленных сейсмическими данными до суммирования.

Суть технологии: подход предполагает выделение и последующее вычитание поля амплитудных помех всех типов на уровне виброграмм и поля гармонических помех на уровне корелограмм, выделяемого на основе последовательной свёртки волнового поля виброграммы(в интервале записи от значения «Slip –Time» до граничного времени свипа с сигналом «Ground Force») и, далее с пилотным свип – сигналом и последующим адаптивным вычитаним поля помех из волнового поля, представленного коррелограммой, полученной путём свёртки исходных виброграмм с пилотным свип – сигналом.

Концептуальная схема реализации технологии: загрузка исходных виброграмм, пилотного свип-сигнала, сигнала «Ground Force», формирование и последующее вычитание поля амплитудных помех на уровне виброграмм, удаление волнового поля виброграмм выше значения параметра «Slip-Time», свёртка с сигналом «Ground Force», свёртка с пилотным свип-сигналом (формирование волнового поля гармонических помех), адаптивное вычитание помехи из корелограмм, полученных путём свёртки сходных виброграмм с пилотным свип-сигналом.

3. Технология «High-Performance Vibroseis for high-density land Acquisition (HPVA)»

Входными данными являются: виброграммы, пилотный свип – сигнал, сигнал «Ground Force»; выходными: корелограммы. Ограничения в отношении реализации в распространённых отраслевых программных комплексах: реализация возможна только в программном обеспечении Geovation версии не ниже 2.0, т.к. необходимо наличие специализированных модулей.

Суть технологии: после программного разделения ФН на основе атрибутов, рассчитываемых на базе сигнала «Ground Force», на категории «зашумленный» и «не зашумлённый» (к ФН отнесенным к данной категории, технология не будет применена), для каждого ФН, отнесённого к категории «зашумлённый», вычисляется набор теоретических операторов с использованием сигнала «Ground Force». Данные операторы применяются в окне сигнала для оценки и получения компоненты гармонического шума волнового поля. Полученное поле гармонического шума удаляется с помощью технологий адаптивного вычитания.

Концептуальная схема реализации технологии: загрузка исходных виброграмм, пилотного свип-сигнала, сигнала «Ground Force», создание базы данных предварительного анализа материала (программное распределение ФН по категориям «зашумленный» и «не зашумленный»), формирование и удаление модели гармонических помех из исходных корелограмм, полученных свёрткой исходных виброграмм с пилотным свип-сигналом.

4. Технология «SHARP»

Входными данными являются: виброграммы, пилотный свип – сигнал, корелограммы, полученные путём свёртки виброграмм с пилотным свип-сигналом, выходными; корелограммы. Ограничения в отношении реализации в распространённых отраслевых программных комплексах: реализация возможна только в программном обеспечении Omega версий, выпущенных после 2018 г., т.к. необходимо наличие специализированных модулей.

Суть технологии: подход предполагает расчет и применение оператора предсказания гармоник (ОПГ) с использованием виброграмм и пилотного свип-сигнала. ОПГ рассчитывается на основе весовых коэффициентов гармоник, которые получаются путем оценки амплитуд при взаимной корреляции каждой входной трассы с пилотным свип-сигналом и ее гармониками. Рассчитанный оператор сворачивается с корелограммами, полученными путём свёртки исходных виброграмм с пилотным свип-сигналом (исходные корелограммы) для выделения поля кратных гармоник, которое затем вычитается из исходных корелограмм.

Концептуальная схема реализации технологии: загрузка исходных виброграмм, пилотного свип-сигнала, расчёт ОПГ, свёртка ОПГ с исходными корелограммами для получения поля кратных гармоник и последующее вычитание данного поля из исходных корелограмм.

Дополнительно, в рамках работ была рассмотрена **технология «Статистического прогноза».**

Входными данными являются: виброграммы, пилотный свип – сигнал; выходными: виброграммы, корелограммы. Ограничения в отношении реализации в распространённых коммерческих программных комплексах: отсутствуют.

Суть технологии: удаление с помощью внешнего и внутреннего мьютинга пер-

вых вступлений сигнальной составляющей, зарегистрированной от процесса работы побочных виброисточников (ширина окна мьютинга как правило составляет около 300 мс.) на уровне виброграмм с последующей свёрткой результата с пилотным свип-сигналом для получения итоговых коррелограмм.

Концептуальная схема реализации технологии: загрузка исходных виброграмм, пилотного свип – сигнала, определение окон мьютинга индивидуально для каждой виброграммы, свертка виброграмм после применения мьютинга с пилотным свип- сигналом для получения результирующих коррелограмм.

Т.к применение данной технологии предполагает определение множественных окон мьютинга в ручном режиме для каждой виброграммы, её реализация является крайне трудоёмкой и времязатратной. По данной причине до момента разработки инструментов автоматизации процесса определения окон мьютинга, что является достаточно сложной задачей, учитывая нерегулярное распределение первых вступлений побочных виброисточников по времени записи виброграммы и удалениям, технология не обеспечивает требуемой оперативности реализации. На основе данного заключения, после выполнения расчётов по нескольким ФН, дальнейшее рассмотрение технологии в рамках проекта признано нецелесообразным.

Критерии и результаты

После реализации каждой из рассматриваемых в рамках проекта технологий, полученные результаты были проанализированы с использованием широкого перечня критериев, направленных как на оценку эффективности решения целевой задачи, так и на потенциал технологий в отношении других, не менее важных факторов, связанных с подавлением помех иных типов, оперативностью реализации (для случая применения технологии в полевом вычислительном центре) и уровнем субъективизма при определении технологических параметров. Сводный перечень критериев представлен в Таблице 1.

Таблица 1. Сводный перечень критериев, использованных при анализе результатов применения технологий.

№ Критерия	Описание критерия
1	Степень подавления на виброграммах элементов волнового поля – которые являются следствием регистрации последующих виброисточников
2	Степень подавления на виброграммах элементов волнового поля – которые являются следствием регистрации предыдущих виброисточников
3	Степень подавления на виброграммах помех, связанных с работой двигателей от последующих виброисточников
4	Степень подавления на виброграммах помех, связанных с регистрации единичных импульсных воздействий на поверхность/грунт
5	Степень подавления на виброграммах, корелограммах и суммированных данных промышленных помех и микросейсм
6	Степень подавления крат ных гармоник на основе анализа АЧХ
7	Отсутствие/наличие полезного сигнала на разнице волновых полей на уровне кореллограмм и суммированных данных до и после реализации методики
8	Степень субъективности при реализации методики
9	Затраты времени на реализацию методики

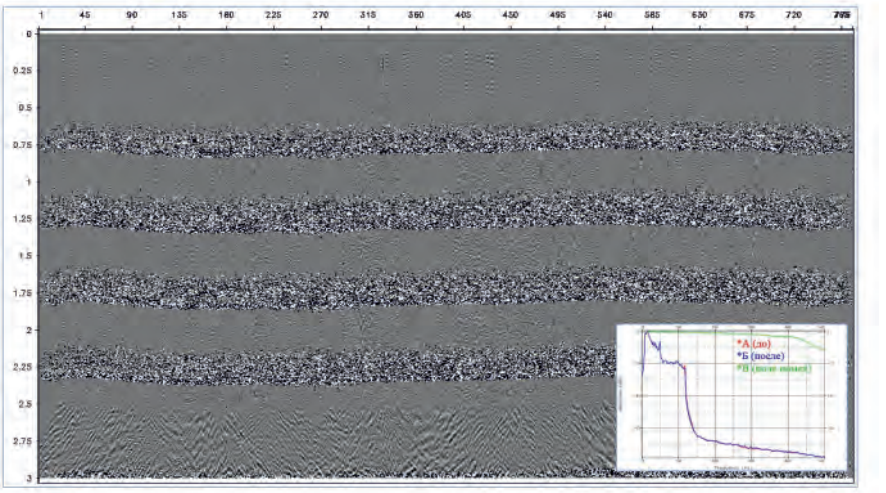


Рис. 8. Пример волнового поля с применением АРУ, на котором отмечаются артефакты, полученного в результате суммирования сейсмических данных, представленных разницей корелограмм до и после применения технологии «SHARP».

По итогам выполненного анализа, в отношении критериев № 1-4, результаты, полученные на уровне виброграмм рассмотрены только для технологии «Следящая фильтрация», для остальных технологий анализ проведен на уровне корелограмм и суммированных волновых полей в соответствии со спецификой выходных данных. Для технологии «Следящая фильтрация» в отношении критериев № 1-2 отмечается высокая степень подавления помех соответствующих типов на уровне виброграмм, в отношении критериев № 3-4 средняя степень подавления (помехи устраняются фрагментарно).

В отношении критериев №1-4 для иных технологий сделаны следующие заключения:

Технология «АВСП»: на уровне корелограмм и суммированных волновых полей отмечается крайне высокая степень подавления помех соответствующих типов.

Технология «HPVA»: на уровне корелограмм и суммированных волновых полей отмечается низкая степень подавления помех соответствующих типов.

Технология «SHARP»: на уровне корелограмм и суммированных волновых полей отмечается низкая степень подавления помех соответствующих типов. На

Таблица 2. Результаты анализа по критерию №5 «Степень подавления на виброграммах, корелограммах и суммированных данных промышленных помех и микросейсм».

Методика	Результаты анализа
«Следящая фильтрация»	На уровне виброграмм, подавление помех данного типа происходит фрагментарно, на уровне корелограмм и суммированных данных, эффекты подавления помех отмечаются в крайне незначительной степени
«АВСП»	Отмечается крайне высокая степень подавления помех данного типа на уровне корелограмм и суммированных данных
«HPVA»	На уровне корелограмм и суммированных данных, эффекты подавления помех данного типа не выявлены
«SHARP»	Отмечается незначительная степень подавления помех данного типа на уровне корелограмм и суммированных данных. На результатах реализации методики присутствуют артефакты, которые визуально проявляются при суммировании вычтенных помех с включенным АРУ

Таблица 3. Результаты анализа по критерию №6 «Степень подавления кратных гармоник на основе анализа АЧХ».

Методика	Результаты анализа
«Следящая фильтрация»	Высокая степень подавления. Вычтенные кратные гармоники картируются на АЧХ рассчитанным по корелограммам и суммированным волновым полям (Рис.9, Рис.10)
«АВСП»	Оценка по критерию на уровне виброграмм- не представляется возможной (выходные данные – корелограммы). По АЧХ выделить кратные гармоники – не представляется возможным в следствие влияния вычтенных поличастотных помех
«HPVA»	Оценка по критерию на уровне виброграмм- не представляется возможной (выходные данные – корелограммы). По АЧХ кореллограмм и суммированных данных, можно сделать заключение о том, что на разнице волновых полей, представлена компонента, которая является комбинацией вычтенных кратных гармоник и, частично, поличастотных помех
«SHARP»	Оценка по критерию на уровне виброграмм- не представляется возможной (выходные данные – корелограммы). По АЧХ выделить кратные гармоники – не представляется возможным в следствие влияния вычтенных поличастотных помех и артефактов, которые визуально проявляются при суммировании вычтенных помех с применением АРУ

Таблица 4. Результаты анализа по критерию №7 «Отсутствие/наличие полезного сигнала на разнице волновых полей на уровне кореллограмм и суммированных данных до и после реализации методики».

Методика	Результаты анализа
«Следящая фильтрация»	Уровень потерь сигнала минимален. На разнице корелограмм полезный сигнал не картируется
«АВСП»	Полезный сигнал на разнице суммированных волновых полей присутствует на низких частотах и фрагментарно, на высоких частотах. Уровень потерь сигнала – не значителен (картируется только на суммированных волновых полях с АРУ). На разнице корелограмм – полезный сигнал – не картируется
«HPVA»	Полезный сигнал на разнице суммированных волновых полей фрагментарно присутствует на высоких частотах. Уровень потерь сигнала крайне незначителен (картируется только на суммированных волновых полях с АРУ). На разнице корелограмм – полезный сигнал – не картируется
«SHARP»	Полезный сигнал на разнице суммированных волновых полей и корелограмм отсутствует. Дополнительно: на разностных волновых полях (на уровне кореллограмм и сумм) с применением АРУ, присутствуют артефакты реализации методики

Таблица 5. Результаты анализа по критерию №8 «Степень субъективности при реализации методики».

Методика	Результаты анализа
«Следящая фильтрация»	Реализация методики не предполагает принятия субъективных решений, за исключением выбора ширины зоны тейпера при проектировании фильтра
«АВСП»	Реализация методики предполагает принятие серии субъективных решений в отношении адаптивного вычитания
«HPVA»	Реализация методики предполагает принятие серии субъективных решений в отношении: выбора максимальных удалений для применения оператора, параметризации некоторых технологических модулей
«SHARP»	Реализация методики предполагает принятие субъективных решений в отношении настройки параметров создания «оператора предсказания гармоник»

результатах реализации технологии присутствуют артефакты, которые визуально проявляются при суммировании вычтенных помех с применением АРУ (Рис.8).

Результаты анализа по критериям №5-8 представлены в Таблицах 2-5. Сводная информация о результатах комплексного анализа по критериям №1-9 представлена в Таблице 6.

Таблица 6. Сводная таблица, отражающая результаты комплексного анализа по критериям №1-9, а также итоговое заключение о ранге перспективности применения технологий.

	«Следящая фильтрация»	**«АВСП»**	**«HPVA»**	**«SHARP»**
Критерий №1				
Критерий №2				
Критерий №3				
Критерий №4				
Критерий №5				
Критерий №6				
Критерий №7				
Критерий №8				
Критерий №9				
Необходимость применения специализированного ПО	НЕТ	ДА	ДА	ДА
Ранг перспективности применения	**I**	**II**	**II**	**III**

Примечание: *В отношении Критериев 1-4, сопоставление результатов реализации методик выполнено на уровне корелограмм и суммированных волновых полей. Зеленым цветом маркированы технологии, выбранные в качестве наиболее перспективных по тому или иному критерию.*

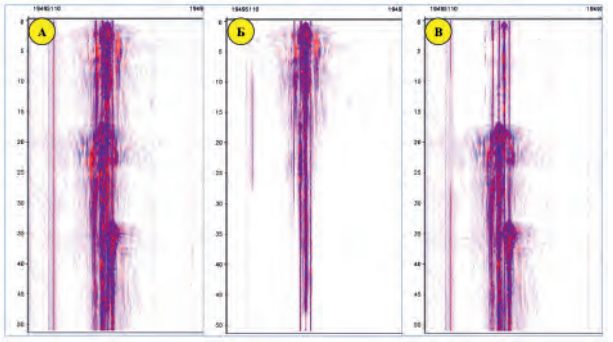


Рис. 9. Пример виброграммы до применения технологии «Следящая фильтрация» (А), после применения технологии (Б) и результат вычитания данных волновых полей (В).

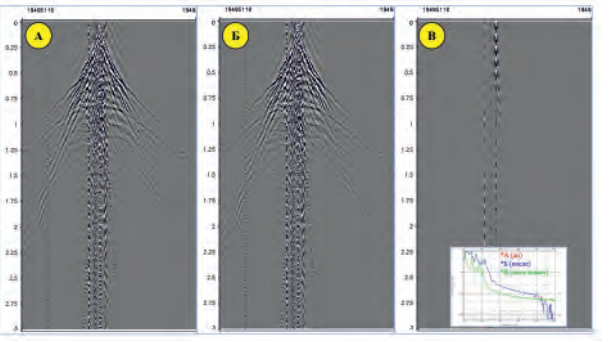


Рис. 10. Пример корелограммы до применения технологии «Следящая фильтрация» (А), после применения технологии (Б) и результат вычитания данных волновых полей (В).

В отношении критерия №9 «Затраты времени на реализацию методики» анализ был выполнен на основе удельной оценки затрат времени на реализацию технологий с момента загрузки исходных данных до получения результирующих корелограмм при использовании сервера с параметрами: 4 CPU, 8 GB RAM. Размер одного файла виброграммы 80 MB. Результаты анализа представлены на Рисунке 11.

Заключение

По результатам выполненных исследований установлено, что, к сожалению, ни одна из рассмотренных технологий, гарантированно и в полной мере не решает целевую задачу по подавлению эффектов наложения гармонических искажений. Каждая из технологий обладает как серией преимуществ, так и недостатков.

Тем не менее, принимая во внимание такие факторы как: достаточно эффективное и в тоже время контролируемое подавление эффектов связанных с гармоническими искажениями и их наложением, существенную значимость минимизации времени на реализацию технологии и уровня субъективизма, а также учитывая фактор возможности реализации технологии без использования специализированных модулей программного обеспечения, в качестве наиболее перспективной определена технология «Следящей фильтрации», разработанная специалистами АО «Башнефтегеофизика» несколько лет назад и патентуемая на

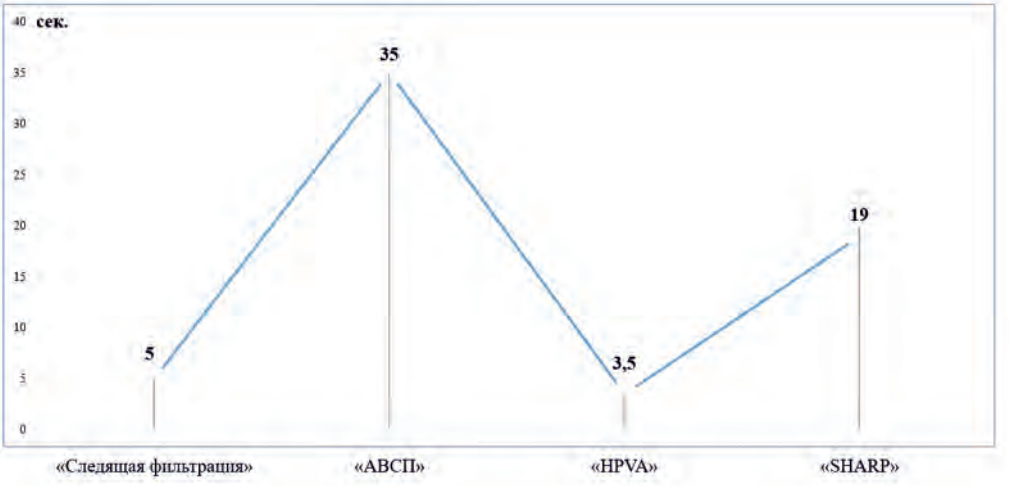


Рис. 11. Величины удельных (на одно ФН) затрат времени на реализацию технологий.

данный момент. Авторы выражают надежды, что результаты исследований, представленные в данной статье, будут полезны специалистам при выполнении полевых сейсморазведочных работ методом Slip-Sweep.

Благодарности

Авторский коллектив благодарит Габидуллина Олега Мнировича, заместителя начальника отдела обработки сейсмических данных ООО НПЦ «Геостра» за помощь в подготовке материалов статьи.

Литература

1.Гафаров Р.М. Slip Sweep - метод высокопроизводительной сейсморазведки без потери качества получаемых данных в условиях центральной части России // Приборы и системы разведочной геофизики. 2012. № 1. С. 62-66.

Подробнее об авторах



Акуленко
Александр Семёнович

Руководитель группы развития бизнеса ООО НПЦ «Геостра» (АО «Башнефтегеофизика»). Окончил Гомельский ГТУ имени П.О. Сухого в 2007 г. Научные интересы: полевые и камеральные сейсморазведочные работы.



Гафаров
Радий Марсович

Главный геофизик Дирекции разведочной геофизики АО «Башнефтегеофизика». Окончил Свердловский Горный Институт в 1985г. Научные интересы: поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений.



Сираев
Ильнур Айратович

Первый заместитель генерального директора - директор Дирекции разведочной геофизики АО «Башнефтегеофизика». Окончил Уфимский государственный авиационный технический университет в 2001г. Научные интересы – проектирование и создание технологических систем, изучение вибрационных источников сейсмических волн.

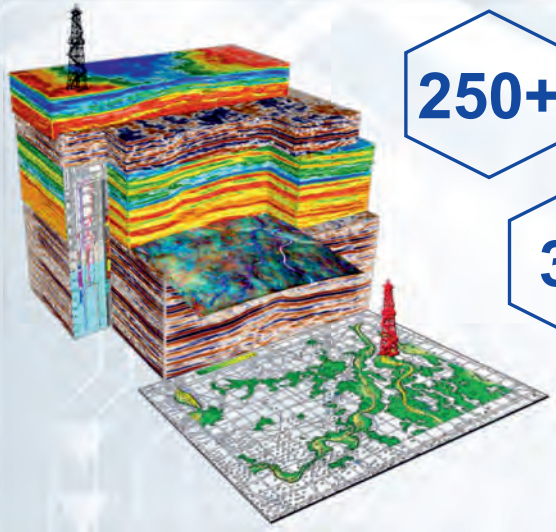
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР
«Геостра»

Геолого-геофизические сервисные решения для поиска, разведки и добычи углеводородов и других полезных ископаемых

Ключевые сервисные направления:

- Контроль и сопровождение полевых и камеральных сейсморазведочных работ
- Обработка и переобработка сейсмических данных
- Комплексная интерпретация и переинтерпретация сейсмических данных
- Обработка и интерпретация данных скважинных сейсмических исследований
- Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта
- Обработка и интерпретация данных геофизических исследований скважин
- Петрофизический анализ и петроупругое моделирование
- Тематические, научно-исследовательские и опытно-методические работы
- Архивация, систематизация и хранение геолого-геофизической информации
- Разработка и дистрибуция специализированного программного обеспечения

Многолетний успешный опыт выполнения проектов в Урало-Поволжье, Тимано-Печоре, Западной и Восточной Сибири, на Таймыре и в иных регионах России и мира



250+ Высококвалифицированных специалистов

30+ Производственных проектов ежегодно

100+ Компаний уже работают с нами

г. Уфа geostra@bngf.ru +7-347-237-20-08 www.bngf.ru г. Москва

Сейсморазведочные работы 2D-4C в среднем течении реки Лена с использованием автономных донных станций «Краб»

Казанин А.Г., Базилевич С.О., Зимовский А.В., Щедров В.А., Куома Д.Г., Прилипко С.А., Литвачук А.В., Казанин Г.А., АО «МАГЭ», г. Москва.

Аннотация. Наиболее обеспеченной ресурсами углеводородного сырья на юге Восточно-Сибирской платформы является Непско-Ботуобинская антиклинальная зона, где за период с 2008 по 2017 г. было поставлено на баланс 13 крупных и средних нефтяных месторождений. Тем не менее юго-восточная часть платформы в составе Предпатомского регионального прогиба, Березовской впадины и Алданской антеклизы на востоке района пока что слабо изучена сейсморазведкой. Для создания единой геологической модели восточной части сочленения Хатангско-Вилюйской и Лено-Тунгусской нефтегазовых провинций летом 2021 г. компания АО «МАГЭ» выполнила сейсморазведочные работы 2D МОВ-ОГТ на трансрегиональном профиле вдоль среднего течения р. Лена от устья р. Чуя до устья р. Алдан, имеющем общую протяженность 1462 км. Работы были выполнены с применением в качестве регистрирующей аппаратуры многокомпонентных автономных донных станций системы «Краб» российского производства [1]. Этот опыт производства сейсморазведки на быстрой реке с 4-х компонентными донными станциями оказался весьма успешным, несмотря на все методические и технические сложности в организации сейсмической съемки на реках.

Введение

В период с июня по октябрь 2021 г. Морская арктическая геологоразведочная экспедиция (АО «МАГЭ») выполнила сейсморазведочные работы в рамках государственного контракта ФГБУ «ВНИГНИ» по объекту «Проведение комплексных региональных полевых геофизических работ в акватории среднего течения реки Лена с целью изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности Алданской антеклизы и Предпатомского перикратонного прогиба».

Сейсмические исследования выполнялись методом 2D МОВ-ОГТ на участке от устья реки Чуя до устья реки Алдан. Объем работ составил 1462 погонных км (по полной кратности).

Работы проводились с использованием в качестве регистрирующего оборудования отечественной системы автономных донных станций «Краб», разработанной в 2016-2018 гг. совместно АО «МАГЭ», ООО «МТЦ», при участии АО «АКИН», ООО «МГК» и ООО «Р-сенсорс» [1)].

Обзор выполненных ранее сейсморазведочных работ

Специфика сейсморазведочных работ на реках по природным условиям, методике работ и применяемой аппаратуре сходна с работой в транзитных зонах – на стыке суши и моря. Используется как сухопутная приемная аппаратура (геофоны), так и морская (гидрофоны). Сейсмический сигнал возбуждается в большинстве случаев на воде морскими пневмоисточниками, гораздо реже возбуждение сигнала производится на суше взрывными или вибрационными источниками.

Работы МОВ-ОГТ в производственных масштабах в России начали выполняться в транзитных зонах, включая реки и водохранилища, еще в 90-е годы. Исследования проводились как в региональных 2D, так и в поисковых детальных

модификациях 2D, 3D(2C) преимущественно с использованием радиотелеметрических модулей (BOX Fairfield ind., ARAM-Aries X-Geo) и коротких мелководных кос (Sercel, TZ).

Например, в 2008 г. ООО «Донгеофизика» выполнило экспериментальные работы 3D на реке Вятка. Использованием раскладки косы «змейкой» авторы получили куб 3D сейсмических данных по руслу реки. [4]. При этом в качестве регистрирующего комплекса использовались кабели для транзитной зоны X-Zone Marsh line компании «СИ Технолоджи», а отстрел производился по реке с многократным вертикальным накоплением.

За период с 1998 г. по 2012 г. было выполнено более 10 тыс. км 2D и 3.5 тыс. кв.км 3D исследований на реках и водохранилищах средней полосы России и юга (Волга, Каспийская транзитная зона), а также в Южно-Карской транзитной зоне [2]. Использование автономных донных станций на реках в то время не практиковалось. Авторам известен один такой эпизод - в 2015 г. ОАО «Севморгео» проводило «Региональные геолого-геофизические работы на Усть-Обской площади» с применением станций Z700 производства компании «Fairfield Nodal» (США).

Сейсморазведка в модификации МОВ-ОГТ на реках Восточной Сибири стала производиться в небольших объемах с середины нулевых годов на реках Лена, Витим, Енисей, Нижняя Тунгуска, Вах. Работы выполнялись на отдельных судоходных участках рек свободных от перекатов, болотистых берегов и кряжей с использованием сухопутных системы регистрации (например, «Байкал 5 -7», разработки ФИЦ ЕГС РАН) и возбуждения сейсмического сигнала с применением мелководного источника «Малыш» [4]. Расстановка приемников на берегу позволяла избегать снижения соотношения сигнал/помеха на участках с сильным течением.

Что касается непосредственно прилегающих к заданному району исследований территорий, то в 2019 г. ОАО «Луч», подрядной организацией АО «Росгеология» был получен информативный сейсмический разрез по речному профилю по реке Витим от пос. Мама до пос. Пеледуй на реке Лена. Также в 2018 г. от устья реки Алдан до поселка Чекуровка в нижней части реки Лена были выполнены работы по региональному сейсмическому речному профилю. К сожалению, полученный сейсмический материал оказался достаточно низкого качества.

Таким образом, полевой партии АО «МАГЭ» предстояло впервые выполнить сейсморазведочные работы с применением автономных донных станций на реке в условиях быстрого течения и связанных с этим шумов.

Методические особенности выполненных работ

Главным негативным фактором при выполнении сейсмических работ на реках является течение. При постановке регистраторов на дно, как для геофонов, так и для гидрофонов, течение создает избыточный шум среды, зачастую превышающий полезный сигнал. Установка автономных регистраторов на берегу позволяет значительно снизить уровень шума для компоненты геофона (Z), но по очевидным причинам неприемлема для компоненты гидрофона. Использование гидрофонов в качестве датчиков регистрации сигнала крайне желательно, так как позволяет регистрировать низкочастотную часть спектра (ниже 10Гц), чего сложно добиться для записи геофонов. Река Лена в верхнем своем течении

изобилует перекатами, на которых скорость течения может доходить до 4 узлов. Учитывая, что объем пневмоисточников ограничен, заранее нельзя было сказать, удастся ли получить приемлемое соотношение сигнал/помеха при постановке датчиков на дно. Потребовались обширные опытно-методические работы для выбора оптимальной методики наблюдений и оптимальной конфигурации источника сигнала.

Вторым по значимости негативным фактором является недостаток глубины воды для работы судов, как источника, так и расстановщиков. В районе работ на участке Ленск-Чуя глубина реки на перекатах осенью становится менее 1.5 м, что недостаточно для работы судов экспедиции. В связи с этим сезон был спланирован так, чтобы начать работу в верхнем течении реки и в июне-июле по высокой воде отработать все мелководные участки. На реке все рабочие операции с донными станциями и пневмоисточниками выполняются при движении судов против течения, иначе невозможно выдержать необходимую скорость движения судна, поэтому продвижение полевой партии вниз по течению требовало больших затрат ресурсов и времени.

С другой стороны, в нижнем по течению, северном конце проектного профиля ледостав начинается примерно на месяц раньше, чем в южной части района работ. Чтобы избежать риска не успеть закончить работы до ледостава, пришлось в середине сезона прервать профиль, перейти на устье реки Алдан и возобновить работу в противоположном направлении, с севера на юг.

Немалые трудности для выполнения работ создает судоходство на реке. Помимо дополнительного шума от проходящих судов существует значительный риск повреждения и потери донного оборудования вследствие наматывания на винты или зацепления якорем троса, к которому крепятся донные станции при постановке на дно. Размещение линии сейсмоприёмников исключительно за пределами судового хода позволило снизить риски, тем не менее имел место инцидент, когда посторонний танкер, ставший на якорь у берега, зацепил линию, оторвал 7 донных станций и снес на несколько километров. Станции удалось найти благодаря установленным на них датчикам гидроакустической навигационной системы и, несмотря на механические повреждения (Рис. 1), успешно считать сейсмические данные.

Проектом предусматривалась центрально-симметричная система наблюдений 2D МОВ-ОГТ с максимальным офсетом (расстоянием источник-приемник) 8 км. Оптимальная схема работы предполагает, что выставляется линия приемников из максимального количества донных станций, источник производит отстрел до тех пор, пока не приблизится к концу линии приемников на 8 км, после чего приемники, находящиеся позади источника более чем на 8 км, снимаются и переставляются вперед. Полная кратность наблюдений при этом составит 320. По такой схеме «перекрытия по приему», когда в воде находится 32 км линии приема, источник отстреливает 16 км и 16 км отстрелянной линии приема снимаются и переставляются вперед, была отработана большая часть объекта - от устья р. Чуи до поселка Мохсоголох в 100 км выше Якутска. Далее возникли трудности, потребовавшие изменения схемы перекрытия. Характер дна реки по мере продвижения вниз по течению сменился с гальки на мелкий песок. На участках с сильным течением донные станции стало «замывать» в песок до такой степени, что при

попытке их поднять происходил обрыв троса. Во избежание массовой потери оборудования был осуществлен переход на схему работы с перекрытием по отстрелу, когда расставляется линия приема 16 км, источник начинает отстрел за 8 км до первого приемника и заканчивает через 8 км после последнего приемника, после чего линия приема переставляется целиком. При таком перекрытии также достигается полная кратность 320, но удваивается количество возбуждений. Выигрыш заключается в том, что приемники находятся на дне минимальное время и не успевают полностью «замыться» песком.

Используемая аппаратура

Автономные донные станции

Регистрирующий комплекс «Краб» состоит из набора автономных донных станций и контейнеров-лабораторий для их обслуживания.

Станции комплекса предназначены для регистрации сейсмических данных при проведении сейсморазведочных работ. Станции обладают отрицательной плавучестью, при производстве работ крепятся к тросу и опускаются на дно исследуемой акватории с борта судна-расстановщика, производящего раскладку станций с шагом, заданным геометрией системы наблюдений (Рис. 1).

Конструктивно каждая донная станция представляет собой прочную герметичную капсулу, в которую установлены элементы системы электропитания, блок сенсоров и регистрирующая электронная аппаратура.

Станция оснащена четырьмя сейсмическими датчиками – ортогональной тройкой геофонов (могут использоваться сенсоры разной конструкции и модели), а также гидрофоном. На описываемом проекте использовались отечественные геофоны ВН20-МТ чувствительностью 15 В/м/с и отечественные же гидрофоны МПФМТЦ19 чувствительностью 10 В/бар.

Для определения ориентации станции в пространстве имеется цифровой компас-инклинометр, способный фиксировать азимут с точностью ±5° и углы наклона вертикальной оси станции (pitch, roll) с точностью ±2°.

Привязка зарегистрированных данных к абсолютному значению времени обеспечивается высокоточным термостатированным генератором, который до

Рис. 1. Донная станция «Краб» перед спуском в воду (слева) и поднятая из воды после волочения несколько километров по дну (справа).



Параметр	Значение
Число сейсмических каналов записи	3 ортогонально ориентированных геофона и 1 гидрофон
Разрядность АЦП	24 бита
Чувствительность гидрофона МПФМТЦ19	10+/-2 В/Бар
Чувствительность геофонов ВН20 -МТ	15 В/м/с
Полный динамический диапазон, не менее	120 дБ
Диапазон уровня собственных шумов	от 0,08 до 3 мкВ
Время автономной работы, не менее	45 суток
Глубина погружения, не более	500 м
Масса на воздухе	12.3 кг
Габаритные размеры	273x245x132 мм

Табл. 1. Характеристики автономной донной сейсмической станции «Краб».

начала и после окончания регистрации сейсмосигнала проходит сверку с точным временем, получаемым от спутниковой навигационной системы GPS. Стабильность частоты генератора составляет 10^{-9}, что дает уход времени генератора за сутки автономной работы не более 0.1 мс.

Питание станции осуществляется от литиевых аккумуляторов, подзарядка которых производится на борту судна одновременно со считыванием данных. Емкость аккумуляторов рассчитана так, чтобы обеспечивалось время непрерывной работы 45 суток. Для описываемых 2D работ такая автономность более чем избыточна, время между подзарядками составляло от 1 до 3 суток.

Основные технические характеристики автономной донной сейсмической станции «Краб» представлены в Табл. 1.

Синхронизация времени, тестирование, считывание полученных данных, подзарядка аккумуляторов выполняются в контейнерах-лабораториях, изготовленных на базе стандартных 20-ти футовых морских контейнеров. В каждом контейнере может храниться, транспортироваться и обслуживаться 380 донных станций. Большим преимуществом комплекса «Краб» является гибкая модульная архитектура, когда контейнеры-лаборатории независимы друг от друга и могут размещаться на различных судах в произвольном количестве.

Всего на объекте использовалось 1200 станций и 4 контейнера-лаборатории.

Гидроакустическая система

При работах в море на глубокой воде для определения местоположения станций на дне используется система гидроакустического позиционирования, состоящая из устанавливаемой на судне



▲ *Рис. 2. Система гидроакустического позиционирования «Пикет». Антенна (слева) и набор маяков-ответчиков (справа).*

гидроакустической антенны и прикрепляемых к станциям маяков-ответчиков. Совместно с комплексом «Краб» АО «МАГЭ» использует систему позиционирования отечественного производства «Пикет» (Рис. 2). В нашем случае, на реке, определение позиции невозможно в силу малой глубины и сложного рельефа дна, тем не менее использование маяков оказывается полезным при поиске донных станций, по каким-то причинам сместившихся со своих мест, например, зацепленных, оторванных и утащенных проходящим судном.

Источник сейсмического сигнала

В качестве источника сейсмического сигнала при проведении работ использовался массив пневмопушек «Sleeve Gun II». Групповой пневмоисточник состоял из двух линий по 6 пушек объемами от 70 до 150 куб. дюймов. Для возможности работ на разных глубинах было сделано два идентичных источника: «мелководный» для глубин менее 2-х метров и «стандартный» для глубин 2 м и более.

Мелководный источник был собран на двух плотах (Рис. 3), буксировка которых осуществлялась паромом СПЖ-77 с малой осадкой с установленным на нем компрессором высокого давления.

Стандартный источник представлял из себя речной плотовод проекта Р-33Л (Рис. 4), на котором были смонтированы две линии пушек, спускаемых с кормы и буксируемых на поплавках. Для питания источников сжатым воздухом на палубу были установлены два компрессора «SB-7».

▼ *Рис. 3. Мелководный источник с буксируемыми плотами.*





▲ *Рис. 4. Судно-источник на базе речного плотовода.*

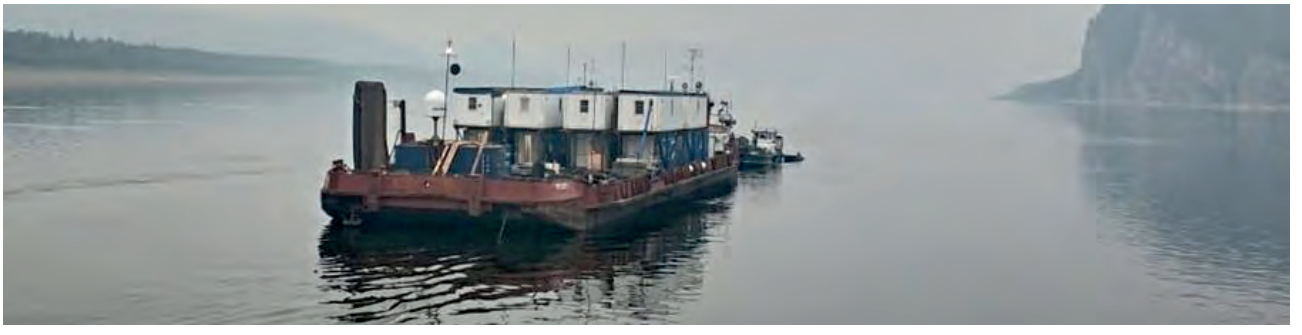
Суда для производства работ

Всего в проведении работ на объекте было задействовано 9 судов.

Кроме упомянутых двух источников использовались судно-база с буксиром, два судна-расстановщика, судно снабжения, промерный катер и танкер (Рис. 5-7).

Большой объем оборудования комплекса донных станций требует судна-базы с большой грузоподъемностью и пассажировместимостью для размещения личного состава полевой партии. На реке найти такое судно практически невозможно, поэтому база была оборудована на барже грузоподъемностью 1000 т. В соответствии с нормами речного регистра был создан и реализован проект установки на палубу контейнеров-лабораторий комплекса «Краб» жилых, санитарных и хозяйственных модулей, электрогенераторов, систем пожаротушения, связи и пр. (Рис. 5)

▼ *Рис. 5. Судно-база на базе баржи МП-1331.*



▼ *Рис. 6. Суда-расстановщики донных станций РТ-474 и РП-490.*





▲ *Рис. 7. Судно снабжения «Квант» и промерный катер «Беркут».*

Опытно-методические работы

В ходе опытно-методических работ выполнялся стандартный набор проверок и тестов, на основе которых подтверждается рабочее состояние оборудования, и формируется Задание на регистрацию:

- тест на идентичность каналов;
- выбор коэффициентов (КУ) усиления каналов;
- выбор рабочего объема пневмоисточника;
- выбор заглубления пневмоисточника;

Помимо выбора вышеперечисленных параметров, основной задачей опытно-методических работ следует считать подтверждение состоятельности предложенной методики выполнения работ – регистрации с использованием донной регистрирующей системы. Как было сказано ранее, к моменту проведения описываемых работ в исследуемом регионе уже был накоплен некоторый опыт речной сейсморазведки. Однако все предыдущие работы проводились в варианте возбуждения сейсмического сигнала на реке и регистрации на суше. Перенос регистрирующей системы (в варианте 4-х компонент регистрации) на речное дно, очевидно, увеличивает шум среды, но и обладает некоторыми преимуществами:

- приближение геометрии съемки к двумерному варианту (за счет минимизации перпендикулярного выноса линии пунктов возбуждения относительно пунктов приема);

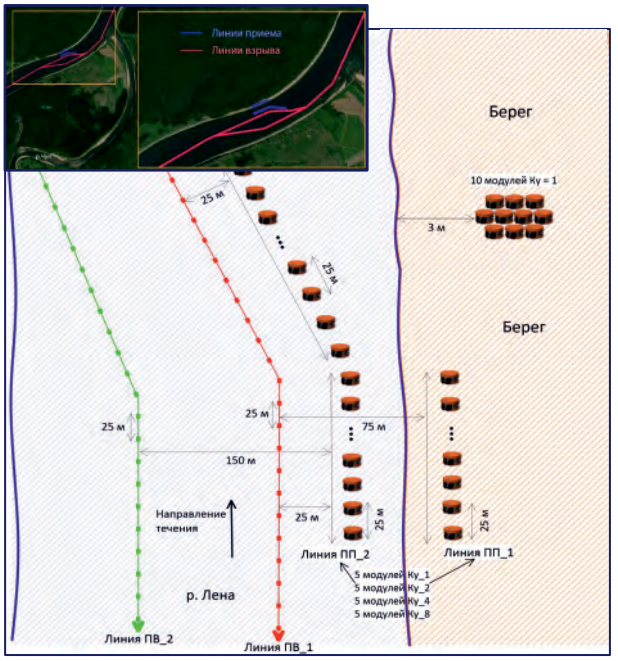
- регистрация Н-компоненты (гидрофон), АЧХ которой по сравнению с геофоном расширена в область низких частот и не зависит от сцепления с грунтом;

- регистрация поля обменных волн (PS), что может стать ценнейшим источником дополнительной геологической информации, особенно в условиях высокоскоростного разреза Восточной Сибири;

Если вопрос преимущества совмещения ЛПВ и ЛПП в рамках 2D работ принципиально понятен и не требует дополнительного обоснования, а регистрация обменного поля не являлась предметом данных работ, то вопрос выбора «рабочей» компоненты для дальнейшей обработки требовал тщательного изучения.

Опытно-методические работы были выполнены в несколько этапов. Первый этап проводился вблизи устья р. Чуя. Была разложена линия приема длиной 1000 м в воде, линия приема длиной 500 м на берегу, еще 10 донных станций были расположены компактной группой на берегу для теста на идентичность (Рис. 8). Возбуждение сигнала проводилось по линии длиной 16 км объемами 570 и 1440 куб. дюймов на заглублениях источника на 1 и 2 м.

Результатом первого этапа опытных работ стало подтверждение идентичности каналов, выбор коэффициентов усиления и, ожидаемо, подтверждение неэффективности использования источника



▲ *Рис. 8. Схема организации первого этапа ОМР.*

половинного объема (570 куб. дюймов) и возбуждения с заглублением 1 м.

Также был получен прогнозируемый результат зависимости амплитуды внешнего шума среды на приемниках в воде от глубины установки донного модуля. С увеличением глубины (соответственно и скорости течения) шум возрастал до неприемлемого для производства работ уровня (Рис. 9).

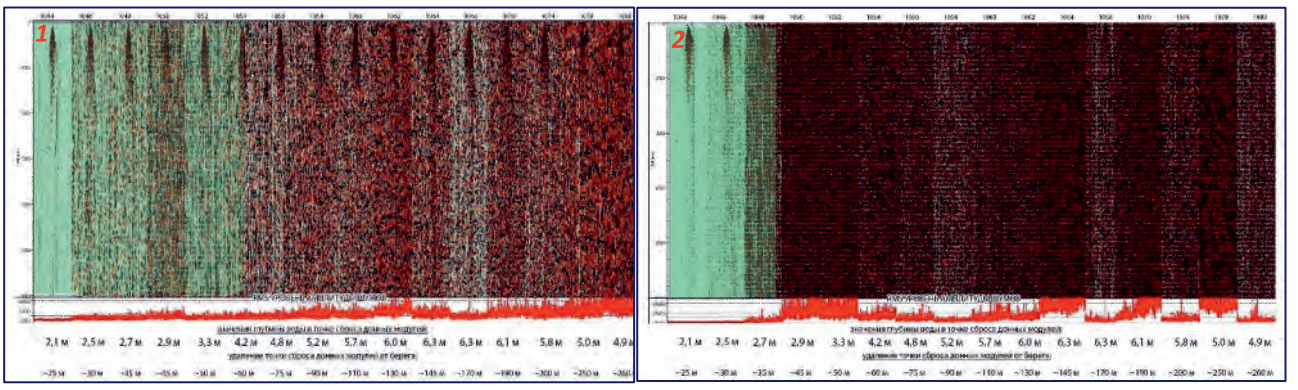
Второй этап опытных работ решено было провести в иных сейсмогеологических условиях - в среднем течении р. Лена, 40 км выше города Ленск. На данном этапе приемники были расставлены двумя параллельными линиями длиной 500 м на суше и в воде, отстрел проводился по линии длиной 16 км двумя конфигурациями источника (1440 и 1280 куб. дюймов) на двух заглублениях (2 и 3 м).

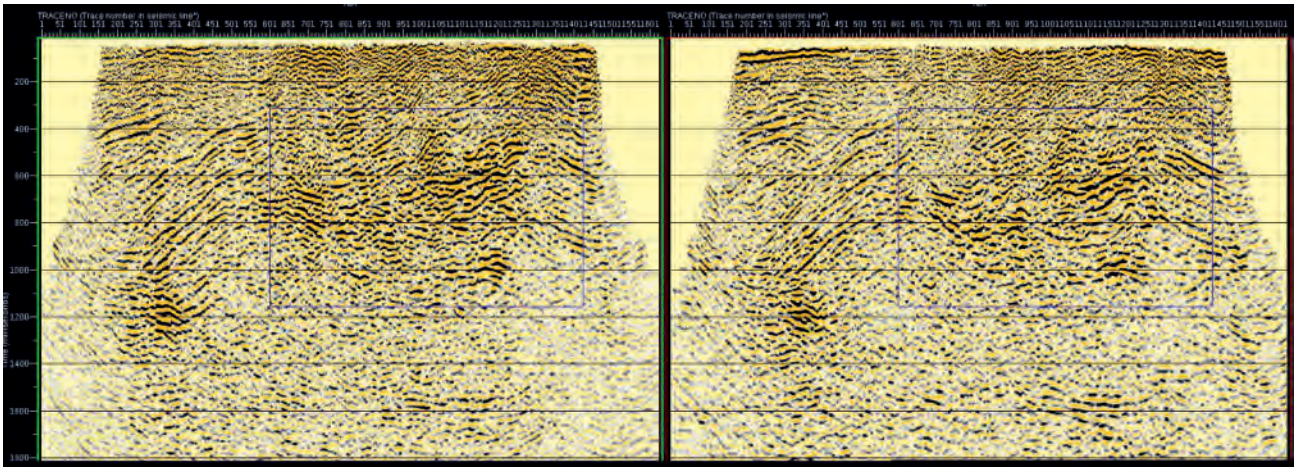
В результате было установлено следующее:

- предпочтительной конфигурацией источника является объем 1280 куб. дюймов и буксировка на заглублении 3 м;
- при расположении приемников в воде сигнал гидрофона значительно информативнее геофона;
- отношение сигнал/шум для геофонов на берегу значительно выше (до 10 раз), чем для геофонов в воде;
- не смотря на то, что согласно стандартному атрибутному анализу качество первичных данных на суше значительно выше, на первичных сейсмограммах отсутствуют коррелируемые отражения как для данных полученных на акватории, так и для данных на берегу, что обусловлено сложнейшими сейсмогеологическими условиями участка, выбранного для производства опытных работ.

Для окончательного решения вопроса, что предпочтительнее с точки зрения качества регистрируемого сигнала - гидрофон в воде или геофон на берегу, был проведен третий этап ОМР. Тестовый профиль в воде представлял собой

▼ *Рис. 9. Зависимость уровня шума от глубины установки регистратора. Зеленым подсвечены участки оптимальной глубины установки донной станции.*





▲ *Рис. 10. Сравнение временного разреза по Н-компоненте в реке (слева) с временным разрезом по Z-компоненте геофона на берегу (справа).*

линию приема из 640 станций с шагом 25 м (длина 16 км) и полностью дублировался аналогичной береговой расстановкой. Так как задачей опыта являлось определение влияния характера регистрации на итоговый геолого-геофизический результат, анализировать полученный материал предполагалось на уровне сейсмического разреза. Одновременно решено было проанализировать влияние дальнейшего увеличения объема пневмоисточников на качество данных, для чего увеличили количество пушек в массиве до 16.

Для соблюдения требований на максимальный офсет отстрел провели по линии длиной 32 км. Для возбуждения сейсмического сигнала использовали объемы 1140, 1620 и 1880 куб. дюймов. Для последующего анализа была выполнена полевая экспресс-обработка данных, полученных в варианте «река» и «берег». В варианте «река» обработка велась как для компоненты вертикального геофона (Z), так и гидрофона (H). Обработка всех наборов данных выполнена в едином графе и в рамках единой кинематической модели. (Рис. 10).

На максимальном объеме пневмоисточника 1880 куб. дюймов отмечено снижение энергии сейсмосигнала как на гидрофоне, так и на вертикальном геофоне. Увеличение объема с 1140 до 1620 куб. дюймов привело к повышению значения сигнал/шум и улучшению прослеживаемости горизонтов, однако значимого прироста сейсмогеологической информации при этом не наблюдалось. В рамках камеральной обработки предполагается получение сопоставимых результатов при любом из этих объемов источника.

Анализ полученных разрезов позволил сделать вывод, что прослеживаемость полезного сигнала на «берегу» и в «реке», в целом, сопоставима. Если сравнивать результаты по Z-компоненте геофона, наблюдается некоторое преимущество при регистрации на берегу, что вызвано, в первую очередь, низким значением внешнего шума. При этом динамика сейсмических событий на разрезе компоненты гидрофона в «реке» несколько выше (за счет регистрации энергии в области низких частот). Учитывая сказанное, а так же независимость регистрации Н-компоненты от ориентации модуля и его сцепления с грунтом, было принято решение использовать компоненту гидрофона как основную для дальнейшей обработки. При этом качество итогового геологического результата, следует ожидать, будет выше предыдущих аналогичных работ в данном регионе.

Геологические результаты работ

В результате описанных работ впервые в отечественной практике успешно выполнены речные сейсморазведочные наблюдения в варианте четырехкомпонентной регистрации. По итогам обработки данных была получена новая геолого-геофизическая информация, позволяющая уточнить геологическое строение осадочного чехла и фундамента Северо-Алданской и Предпатомской НГО, обновить глубинно-скоростные модели осадочного чехла, уточнить зоны нефтегазонакопления нижне-среднекембрийских доманикоидных отложений среднего течения р. Лена, построить схемы нефтегазогеологического районирования Северо-Алданской и Предпатомской НГО.

На итоговых временных разрезах прослеживаются основные отражающие горизонты, представленные преимущественно структурными комплексами среднего палеозоя и верхнего кембрия, а также нижнего палеозоя и протерозоя, а именно отложения вендского и рифейского возраста.

Заключение

АО «МАГЭ» успешно выполнило региональные сейсморазведочные работы в среднем течении р. Лена.

Анализ результатов показал высокий потенциал подобных исследований, в первую очередь, для изучения труднодоступных регионов, из которых одним из наболее перспективных является Восточно-Сибирский. Методика проведения сейсморазведочных работ на акватории без необходимости выхода на береговую часть несет в себе значительный экономический потенциал за счет упрощения логистики, при этом получаемый сейсмический материал не только не уступает данным, полученным при береговой регистрации, но и по ряду важных параметров его превосходит.

Помимо решения задач данного проекта, при соответствующей обработке 4х-компонентная регистрация в случае речных наблюдений позволит:

- расширить спектр регистрируемого сигнала в область низких частот за счет использования H-компоненты (гидрофон);
- выполнить совместную обработку H-Z компонент как для классического подавления волн-спутников путем суммирования полей, так и для подавления поля кратных волн при выполнении up/down – down/down деконволюции;
- выполнить обработку поля обменных волн (PS).

Литература:

1. Казанин А.Г., Базилевич С.О., Куома Д.Г., Зиборов А.В., Долотказин И.Н., Кошелев Е.А., Ерофеев Ю.Г., Агафонов В.М., Гладилин А.В., Петров Б.Е. Инновационный цифровой сейсмический комплекс морской сейсморазведки "Краб". Разработка, внедрение и перспективы развития отечественных донных станций // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 12(253). – С. 28-35.

2. Казанин Г.С., Нечхаев С.А., Щедров В.А., Зимовский А.В. Многокомпонентные морские сейсмические исследования на Арктическом шельфе на базе технологии Geospace //Разведка и охрана недр - 2014. - №4., С. 40-44

3. Жгенти С.А. Исследование и развитие технико-методических приемов сейсморазведки на предельном мелководье акваторий //Краснодар, 2009.- 148 с.: ил. РГБ ОД, 61 09-5/1897

4. Гуленко В.И, Шумский Б.В. Особенности возбуждения упругих волн в условиях мелководья и переходной зоны суша-море Н Геофизика XXI столетия: 2005 год. Сборник трудов 7-х геофизических чтений им. В.В. Федынского — М.: Научный мир, 2006. С.355— 365.

5. Верба М.Л., Герман Е.В., Григоренко Ю.Н. и др. Транзитные зоны акваторий России. СПб Недра 2005г. 140с

[1] Разработчики системы автономных донных станций «Краб» удостоены премии Правительства Российской Федерации 2022 года в области науки и техники.

ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» | «NEW EASTGEO» Co. LTD.

ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» - единственный официальный представитель в России и СНГ группы заводов производителей, которые разрабатывают, испытывают, внедряют новые технологии для сейсморазведочной, геофизической, буровой и нефтяной отраслей.





NEW EASTGEO

ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО»



Литйонная система питания 3S1P-12V120Ah Li-ion для проведения сейсморазведочных работ в полевых, транзитных, морских зонах



Резиновые гусеницы для для виброисточников NOMAD 65NEO – KZ-28 (BV-62)



Разработка новых типов геофонов YF Solo 4,5 - 5Hz 180(v/m/s) и иного оборудования по потребностям клиентов

new-eastgeo.ru
seismik-geoservice@mail.ru

Новый способ и аппаратура для диагностики технического состояния скважин на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа

Нетребко А.А., Климов В.В., Кубанский ГТУ, г. Краснодар

Аннотация. *Рассматривается проблема обнаружения геофизическими методами мест негерметичности в обсадных колоннах и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве нефтегазовых скважин. Показано, что при малых утечках (по газу) применение существующих технических средств в большинстве случаев не эффективно.*

Особое внимание уделяется практическому применению методов высокочувствительной малоинерционной термометрии и спектральной шумометрии. Указанные методы реализуется с помощью разработанных высокочувствительных термометров нового поколения ВМСТ-1, обладающих малой тепловой инерцией и инновационных приборов механо-акустического каротажа СМАШ-42, позволяющих регистрировать шумы в заколонном пространстве скважин, обусловленных перетоками флюидов с помощью измерительных рычагов, прижимаемых к внутренней поверхности обсадных колонн и являющихся элементами связи – волноводами между заколонным пространством и приемниками акустических шумов.

Ключевые слова: *скважина; муфтовые соединения; геофизические исследования; механоакустический каротаж; спектральная шумометрия; скважинный термометр; точность; тепловая инерция; новая технология; эффективность.*

Большинство нефтегазовых месторождений находятся на поздней стадии эксплуатации. Эксплуатационная надежность и экологическая безопасность скважины как сложного инженерного объекта во многом определяется техническим состоянием обсадных колонн и цементного камня. Повреждения труб обсадных колонн при наличии флюидопроводящих каналов в цементном камне могут привести к возникновению скоплений газа и заколонным перетокам. Поэтому, все большую актуальность приобретают проблемы:

- определения негерметичных муфтовых соединений с малыми утечками (по газу);
- определения путей миграции газа и ликвидации межколонных давлений;
- ликвидации межколонных и межпластовых перетоков жидкости и газа.

В процессе эксплуатации скважин повреждения обсадных колонн могут быть вызваны механическими напряжениями, в различных частях обсадных труб под воздействием внутреннего давления при проведении технологических операций (например: опрессовках, нагнетании в пласт различных жидкостей и др.), а также действиями внешнего горного давления. На поздней стадии эксплуатации могут образовываться коррозионные повреждения обсадных труб (особенно при наличии углекислого газа и сероводорода в пластовом флюиде). При длительной эксплуатации нефтегазовых скважин в условиях перепадов температур и давлений может возникнуть расслабление муфтовых соединений, и, как следствие, произойти нарушение герметичности обсадных колонн.

Следует отметить, что в соответствии с руководящими документами РД 39-1-1190-84 и РД 153-39.0-072-01, действующими в нефтегазовой отрасли, негерметичные муфтовые соединения, сквозные

«проржавления» и другие повреждения обсадных колонн обнаруживают методами широполосного акустического каротажа (АКЦ), спектральной шумометрии, термометрии, расходомерии, локации муфтовых соединений, трубных профилемеров, индукционной и магнитоимпульсной дефектоскопии и др. Однако эффективность решения данных проблем указанными методами с использованием приборного обеспечения (как отечественного, так и зарубежного производства) невелика из-за малой чувствительности, технического несовершенства и множественных ограничений к применению в газовых скважинах и нефтяных скважинах с большим газовым фактором [1–7].

Кроме того, традиционные подходы и существующие методики оценки качества цементирования скважин методами широкополосного и волнового акустического каротажа принципиально не позволяют определить качество разобщения пластов-коллекторов с различным флюидосодержанием, т.к. ограничиваются лишь оценкой состояния контактов цементного камня по границам «колонна-цемент-порода» и не предполагают наличие флюидопроводящих каналов в самом цементном камне. Выявление мест негерметичности обсадных колонн и заколонных перетоков, представляет довольно сложную задачу, поскольку при этом необходимо создание условий для возникновения аномалий акустического и теплового полей в местах предполагаемой негерметичности крепи или заколонных перетоков.

Ниже рассмотрим основные ограничения к применению в указанных условиях методов широкополосного акустического каротажа, спектральной шумометрии и термометрии.

Качество материалов акустического каротажа в значительной степени зависит от положения прибора в скважине (в обсадной колонне) относительно ее оси. Путем исследований установлено, что эксцентриситет прибора не должен превышать 8 мм (при частоте излучаемых колебаний 25 кГц), а перекос продольной оси прибора – всего 0,4° [7]. Для акустического прибора CBL фирмы Schlumberger эксцентриситет в 10 мм приводит к уменьшению регистрируемой амплитуды акустической волны на 50 % [8].

Кроме того, пузырьки газа, растворенного в буровом растворе, в сотни раз увеличивают затухание акустических волн и сигнал до приемника зачастую не доходит. При изменении давления в скважине диаметр пузырьков газа также изменяется, что создает ряд необычных явлений и эффектов, затрудняющих понимание происходящего. Например, увеличение давления приводит к уменьшению диаметра пузырьков, снижению затухания акустической волны и увеличению амплитуды волнового пакета. Это может быть неправильно истолковано как нарушение сцепления цементного камня с обсадной колонной и изоляции затрубного пространства [9]. Наличие частиц выбуренной породы в промывочной жидкости, отложений на внутренних стенках обсадной колонны (парафина, карбонатов, продуктов коррозии и т.д.), а также значительная шероховатость их внутренней поверхности также резко снижают эффективность акустических методов [10, 11], что обуславливает необходимость использования многочастотного акустического зондирования. Поэтому аппаратура акустического каротажа в настоящее время строится как минимум двухчастотной [12]. Тем не менее использование акустического метода для получения количественной

информации и определения характеристик дефектных участков труб обсадных колонн в скважине сильно затруднено из-за указанных выше факторов.

Известно, что уровень шумов, возникающих за счет движения флюидов, зависит в первую очередь от скорости их движения. Поэтому может сложиться парадоксальная ситуация, когда с помощью метода шумометрии могут быть выявлены перетоки флюидов малые по объему, но движущиеся с большой скоростью и не выявлены значительно большие объемы флюидов, движущиеся с малой скоростью.

Для повышения чувствительности и достоверности метода шумометрии разработан новый способ механоакустического каротажа, включающий спуск в обсадную колонну скважинного прибора с измерительными рычагами-волноводами, контактирующими верхними концами с преобразователями акустических сигналов, а нижними – с обсадной колонной (патент России № 2102597, кл. E 21B 47/14).

Указанным способом с большей достоверностью определяются утечки в муфтовых соединениях (по газу) и перетоки флюидов в заколонном пространстве скважин за счет контактного принципа съема информации с обсадной колонны, позволяющего минимизировать искажающее влияние внутриколонной среды на результаты измерения интенсивности и спектра шумов (например: шумов механического происхождения из-за трения скважинного прибора об обсадную колонну, шумов кабеля и др.). Кроме того, необходимо отметить, что каротажный кабель по сути является струнным резонатором с переменной длины и резонансной частотой, непосредственно передающий механические колебания от порыва ветра и других воздействий на кабельный наконечник скважинного прибора. Указанные шумы механического происхождения затрудняют или делают невозможным выделение акустических сигналов, обусловленных перетоками флюидов в заколонном пространстве скважин.

Другим прямым методом для обнаружения мест негерметичности в обсадных колоннах и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин является метод термометрии. Однако с его помощью оказывается возможным выявление только значительных по объему утечек и перетоков флюидов, приводящих к заметным температурным аномалиям, причем в газовых скважинах положительные и отрицательные температурные аномалии возникают еще и от эффектов сужения и расширения каналов перетока, т.е. в общем случае тепловые эффекты неоднозначны.

Поэтому нами разработан комбинированный термоакустический способ обнаружения мест негерметичности в обсадных колоннах, межколонных и межпластовых перетоков флюидов (патент России № 2405936, E 21 B 47/14).

Для реализации термоакустического способа разработан агрегатированный комплекс, который включает:

- высокочувствительный малоинерционный термометр ВМСТ-1(патенты России № 2193169, кл. G01K7/24 и № 2315268, кл. G01K7/24);
- прибор механоакустического каротажа СМАШ-42, не имеющий аналогов в России и за рубежом (патент России № 2102597, кл. E 21B 47/14);
- активный локатор магнитных аномалий ЛПМ-42 (патент России № 2328731, G 01 N 27/82), а также внутритрубный магнитный локатор дефектов и повреждений труб (патент России № 207258, G 01 N 27/82).

Рассмотрим основные особенности построения указанных приборов.

1. Прибор механоакустического каротажа СМАШ-42

Приборы СМАШ-42 состоят из:

• микрокаверномера (для измерения среднего внутреннего диаметра обсадных труб и определения их проходного сечения);

• спектрального шумомера (для обнаружения малых утечек в муфтовых соединениях и по телу труб, а также перетоков флюидов за эксплуатационными обсадными колоннами).

Микрокаверномер имеет резистивный датчик перемещений, включенный в частотно задающую цепь генератора импульсов. В зависимости от внутреннего диаметра труб измерительные рычаги раскрываются на больший или меньший угол, что приводит к изменению положения ползунка датчика перемещений и частоты колебаний генератора импульсов регистрируемых на поверхности.

Датчиками аппаратуры спектральной шумометрии СМАШ-42, преобразующими акустические сигналы шумов в электрическое напряжение, служат пьезоэлементы из керамики ЦТС-19, связанные с внутренней поверхностью обсадных труб с помощью специальных волноводов, в качестве которых используются измерительные рычаги микрокаверномера.

Такая концепция построения скважинных приборов СМАШ-42 позволяет:

• исключить эффект «размазывания» шумовой аномалии и локализовать зону исследования (подобно медицинскому стетоскопу);

• резко снизить негативное влияние параметров жидкости, заполняющей обсадную колонну (часто газированной);

• обеспечить высокую разрешающую способность аппаратуры и получить более высокую чувствительность по сравнению с аппаратурой аналогичного назначения отечественных и зарубежных производителей.

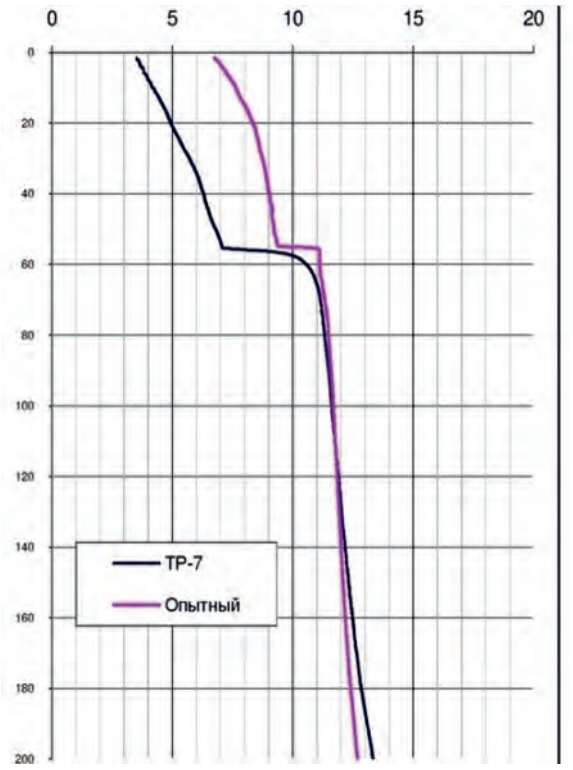
2. Высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1

Серийные скважинные термометры мало пригодны для проведения «тонких» работ по обнаружению мест негерметичности в обсадных колоннах с малыми утечками (по газу) и выявлению перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин из-за их большой тепловой инерции, недостаточной чувствительности и перегрева термочувствительных элементов выше температуры окружающей среды под действием электрического тока, протекающего в измерительной схеме.

Повысить достоверность регистрации теплового поля вдоль оси скважины за счет устранения «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров, оказалось возможным за счет кардинального изменения конструкции датчиков температуры и электронной схемы.

Сопоставительные испытания с серийными термометрами как в лабораторных, так и в реальных скважинных условиях, показали, что тепловая инерция серийного термометра ТР7-341 многократно превышает тепловую инерцию термометра ВМСТ-1.

На рисунке 1 приведены фрагменты термограмм, характеризующих реакцию термометров ТР7-341 и ВМСТ-1, где скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду, зарегистрированный термометром ТР7-341, оказался «разма-



▲ *Рис. 1. Реакция термометров ТР7-341 и ВМСТ-1на скачок температуры.*

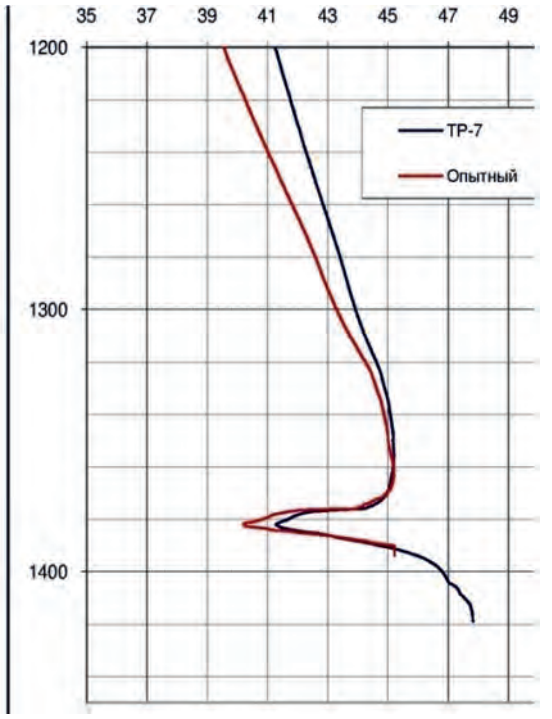


Рис. 2. Реакция термометров ТР7-341 и
▲ *ВМСТ-1 в зоне залегания в момент перехода из воздуха в воду продуктивного пласта.*

занным» по глубине скважины на 12,5 метра, тогда как ВМСТ-1 четко зарегистрировал момент перехода практически горизонтальным участком кривой, и его показания установились на базе 0,83 метра. Из приведенных данных можно сделать вывод, что тепловая инерция термометра ВМСТ-1 меньше тепловой инерции термометра ТР7-341 в 15 раз.

На рисунке 2 приведены фрагменты термограмм, зарегистрированных в добывающей газовой скважине и свидетельствующих о том, что с помощью термометра ВМСТ-1 эффективно работающая часть пласта в интервале 1375––1385 метров выделяется более четко.

Разработанные новые технические решения позволили получить высокие технические характеристики скважинного термометра ВМСТ-1, что, в свою очередь, обеспечило его широкое применение при проведении ГИС по определению путей миграции газа в заколонном пространстве скважин и утечек в муфтовых соединениях обсадных колонн.

На рисунке 3 (сверху вниз) показаны геофизические скважинные приборы нового поколения [15] для диагностики технического состояния нефтегазовых скважин, а именно:

- индукционный скважинный дефектоскоп ИДК-105М (для выявления в обсадных колоннах порывов, трещин, сквозных проржавлений, отверстий кумулятивной и щелевой перфорации и т.д.);
- дифференциальный магнитный локатор ДЛМ-42 (для выделения интервалов перфорации на месторождениях с АВПД);
- высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1 (для обнаружения перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин);
- локатор магнитных аномалий ЛПМ-80 (для выявления зон распространения интенсивной коррозии и потери металла в обсадных колоннах);

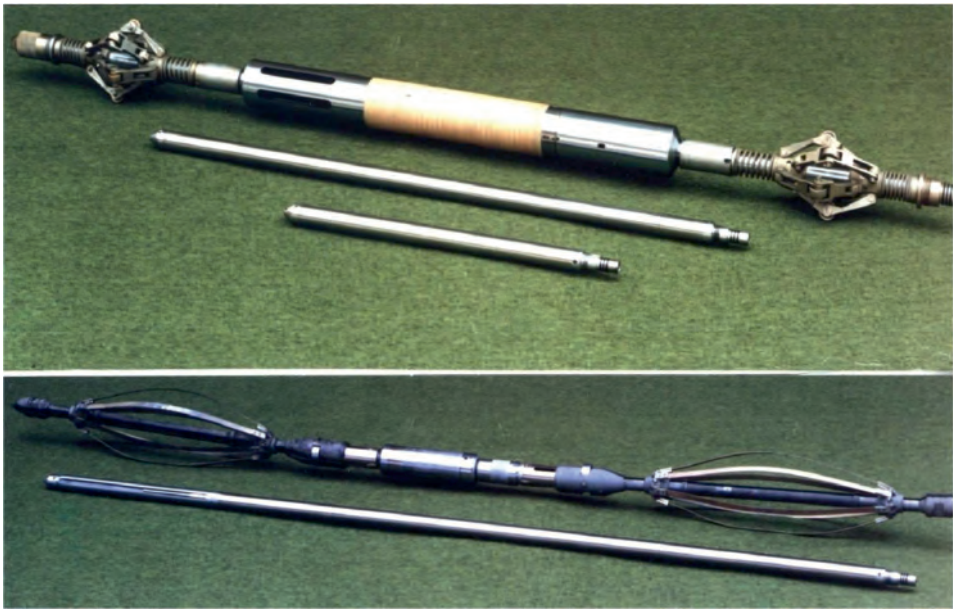


Рис. 3. Комплекс геофизических приборов для контроля технического состояния крепи скважин.

• скважинный механоакустический прибор СМАШ-42, (для определения проходного сечения и выявления перетоков флюидов за обсадными колоннами методом контактной спектральной шумометрии).

• Указанный комплекс приборов показал высокую эффективность (как в вертикальных, так и в наклонно-горизонтальных скважинах на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа Краснодарского края) при выполнении следующих работ:

• обнаружении негерметичных муфтовых соединений с малыми утечками;

• определении интервалов кумулятивной, пескоструйной и щелевой перфорации в сложных условиях (в скважинах с АВПД и высокими температурами) с точной «привязкой» их к продуктивным пластам;

• оценке качества цементирования и разобщения пластов-коллекторов;

• обнаружении зон перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин;

• определении путей и области распространения герметизирующих составов при ремонтно- изоляционных работах (РИР) по устранению перетоков флюидов;

• определении источников обводнения добываемой углеводородной продукции.

Технология проведения исследований включает:

• спуск в скважину высокочувствительного малоинерционного термометра ВМСТ-1, совмещенного с локатором магнитных аномалий ЛПМ-42 (или стандартным локатором муфт);

• регистрацию температуры и температурных аномалий вдоль ее ствола с «привязкой» к муфтовым соединениям обсадных колонн по глубине;

• выделение интервалов глубин, в которых наблюдаются отклонения температурных аномалий от геотермы;

• регистрацию шумовых сигналов в интервалах расположения обнаруженных температурных аномалий при закрытых рычагах-волноводах прибора механоакустического каротажа СМАШ-42;

• регистрацию шумовых сигналов в интервалах расположения обнаруженных температурных аномалий при раскрытых рычагах-волноводах прибора СМАШ-42;

• сопоставление амплитудно-частотных характеристик шумовых

сигналов при закрытых и раскрытых рычагах-волноводах.

При этом при закрытых рычагах-волноводах преимущественно регистрируются шумы внутриколонного пространства скважины (фон), к которым при открытых рычагах-волноводах добавляются шумы, обусловленные движением флюидов в заколонном пространстве.

Исследования проводят как при наличии, так и при отсутствии давления в межколонном пространстве скважины. По изменению амплитудно-частотных характеристик зарегистрированных шумовых сигналов в местах выявленных температурных аномалий при закрытых и раскрытых рычагах-волноводах судят о наличии или отсутствии перетоков флюидов, т.е. о качестве разобщения пластов-коллекторов в заколонном пространстве скважин.

В результате проведенных исследований установлено, что в газовых скважинах (и в нефтяных скважинах с большим газовым фактором) перетоки флюидов в их заколонном пространстве нередко происходит в «гейзерном» режиме, когда чередуются процессы накопления и прорыва газовой шапки. В данном случае следует увеличивать время регистрации газогидродинамических шумовых сигналов в каждой точке наблюдения.

На рисунке 4 приведены фрагменты каротажных диаграмм в одной из скважин Кущевского ПХГ, в которой в верхней части эксплуатационной колонны (в интервале 0–200 метров) было несколько негерметичных (по газу) муфтовых соединений.

На первом поле приведены результаты исследований, полученные с помощью серийного прибора широкопо-

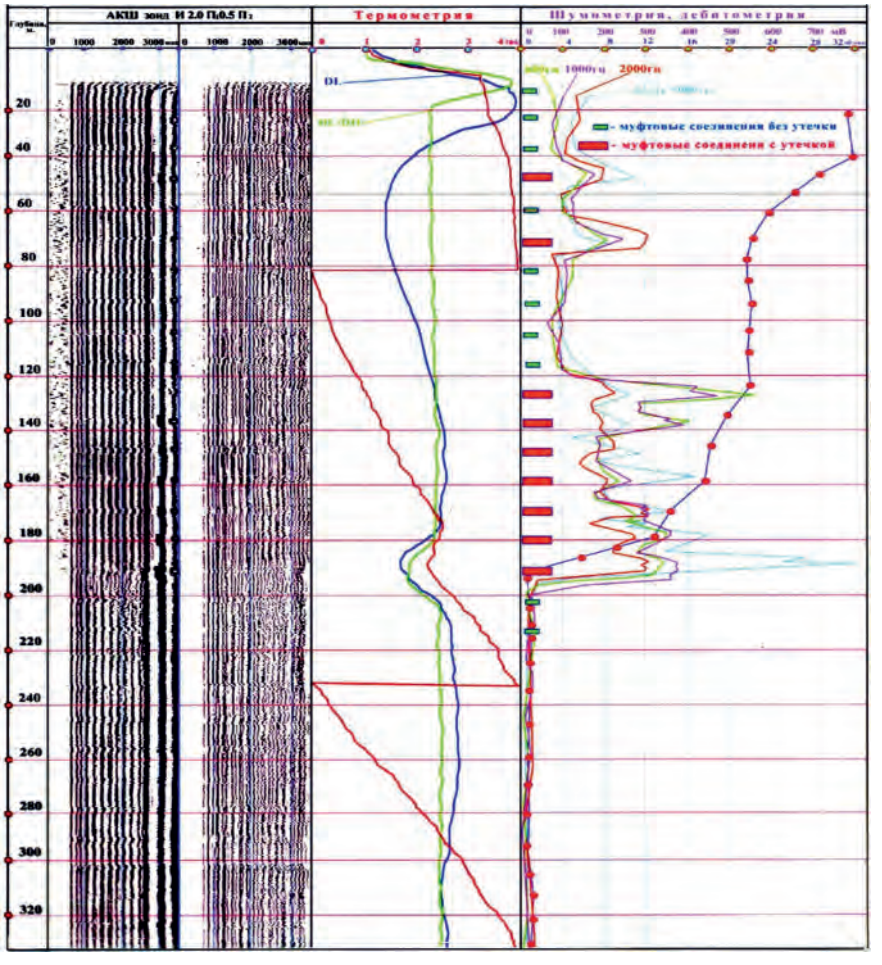


Рис. 4. Фрагменты диаграмм, зарегистрированных в верхней части эксплуатационной колонны с негерметичными муфтами (выделены красным цветом).

лосного акустического каротажа (АКШ-5), серийного прибора ТР7-341 и спектральной шумометрии (прибор СМАШ-42 с центральными частотами спектра 600, 1000, 2000 и более 5000 Гц).

Серийные приборы АКШ-5 и ТР7-341 не выявили существенных аномалий акустических и тепловых полей (например: с помощью термометра ТР7-341 тепловая аномалия зарегистрирована в диапазоне 177 – 200 метров, характеризующимся наличием лишь двух муфтовых соединений с наибольшими утечками).

Следует особо отметить, что с помощью прибора СМАШ-42 обнаружены все 9 негерметичных муфтовых соединений труб обсадной колонны (во всех частотных полосах, причем наиболее информативным оказался высокочастотный участок спектра – более 5000 Гц).

Все вышеизложенное наглядно свидетельствует о целесообразности широкого использования приборов нового поколения для решения сложных задач при разработке нефтегазовых месторождений и эксплуатации ПХГ.

Другие примеры применения комплекса приборов нового поколения приведены в [13–15].

Выводы

Разработан комплекс геофизических приборов нового поколения и программно-математическое обеспечение ГИС для определения технического состояния обсадных колонн.

Разработаны новые технологии оценки качества цементирования и обнаружения межколонных и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин.

Указанный приборный комплекс и новые технологии ГИС нашли применение более чем в 100 скважинах на нефтегазовых месторождениях и ПХГ, показали высокую эффективность и могут быть рекомендованы к широкому применению как в вертикальных, так и в наклонно-горизонтальных скважинах.

Литература:

1. Климов В.В. Повышение достоверности результатов геотермических исследований в скважинах на нефтегазовых месторождениях и ПХГ / В.В. Климов, В.Г. Гераськин // Научно-технический сборник «Транспорт и подземное хранение газа». – ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – № 2. – С. 19–23.

2. Климов В.В., Климов Е.В. Возможности и ограничения акустических методов контроля цементирования //НТВ Каротажник. – 2009. – № 4 (181). – С. 120–131.

3. Климов В.В. Возможности и ограничения метода спектральной шумометрии // НТВ Каротажник. – 2001. –№ 80. – С. 54–59.

4. Колесниченко В.П., Кравцов И.Н., Климов В.В. Возможности и ограничения магнитоимпульсного метода контроля технического состояния обсадных колонн и насосно-компрессорных труб // НТВ Каротажник. – 2006. – Вып. № 5 (146). – С. 38–50.

5. Климов В.В., Климов Е.В. Проблемы дефектоскопии обсадных колонна нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа // НТВ Каротажник. – 2009. – № 10 (187). – С. 83–93.

6. Колесниченко А.Т., Дулаев В.Х-М., Петерсон А.Я. Петерсон Э.И., Терещенко Ю.П. Повышение информативности электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн в скважинах. – 1986. – Серия: Бурение. – № 7. – С. 20–23.

7. Девятов А.Ф., Белоконь Д.В., Козяр В.Ф. и др. Центрирование приборов акустического каротажа в скважине //

Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1983. – Вып. 77. – С. 138–145.

8. Определение качества цементного кольца в затрубном пространстве, помощью акустического каротажа // ЭИ Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – № 20. – С. 7–9.

9. Гуторов Ю.А., Хайдаров Г.Н. Некоторые особенности разработки нового вида аппаратуры для оперативной оценки технического состояния обсадных колонн // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1986. – Вып. 83. – С. 90–100.

10. Авилов В.И., Каретко О.Н., Крылов Д.А. и др. Контроль за состоянием крепи скважин // ЭИ Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – Вып. 17. – С. 22–26.

11. Хилл Т.Х. Дефектоскопия нефтепромысловых трубных изделий // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – М.: Недра, 1984. – С. 11–18.

12. Шумаков В.П., Нестеренко Н.Г., Кузнецов О.Л. и др. Комплексная двухчастотная аппаратура акустического каротажа на отраженных волнах // Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра,

13. Климов В.В. Повышение достоверности результатов геофизических исследований при контроле технического состояния крепи наклонно-направленных и горизонтальных скважин // Специализированный сборник «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». – 2008. – № 3. –С. 41–47.

14. Климов В.В. Диагностика обсадных колонн электромагнитными методами. Проблемы и решения. // OIL&GAS JOURNAL (RUSSIA). – 2015. – № 5 (93). – С. 54–58.

15. Климов В.В. Концепция и задачи контроля технического состояния крепи скважин на месторождениях и ПХГ: Специализированный сборник: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 2007. – № 2. – С. 60–65.

Подробнее об авторах



Климов
Вячеслав Васильевич

к.т.н., действительный член Международной Академии технологических наук, доцент кафедры «Нефтегазового дела им. проф. Г.Т. Вартумяна» Кубанского Государственного технологического университета



Нетребко
Александр Аркадьевич

Ведущий геофизик лаборатории опытно-методических работ ПФ «Севергазгеофизика» ООО «Газпром недра». Научные интересы: разработка и совершенствование технических средств и методик для диагностики технического состояния обсадных колонн и НКТ. Автор одной публикации и одного патента на полезную модель.

GEOSPACE Technologies Eurasia



ГЕОФОНЫ БЕЗ КОРПУСА

- Вертикальные;
- Горизонтальные;
- Всенаправленные;
- Скважинные.

ГРУППЫ ГЕОФОНОВ



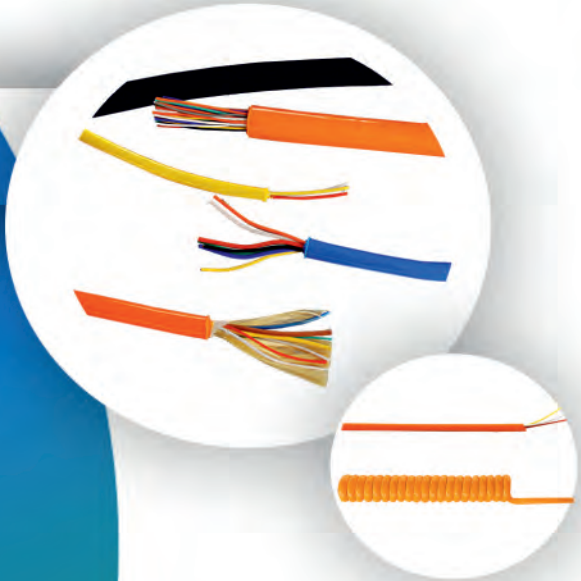
- Полевые;
- Трёхкомпонентные;
- Болотные.



РАЗЪЕМЫ

- Для групп геофонов;
- Для подключения к станции;
- Герметичные;
- Комплектующие к разъемам.

КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ



- Телеметрические кабели;
- Линейные сейсмические кабели до 100 жил;
- Сейсмокосы всех типов;
- Кабель сейсмический;
- Кабель электроразведочный.

+7 (347) 282-39-73
info@geospace-ufa.ru
geospace-ufa.ru

Никогда такого не было, и вот опять....

Грибов Э.Н., супервайзер компании ЗАО НПЦ «ГеоСейсКонтроль», г. Москва.

Декабрь 2022 дал старт новому зимнему сезону и показал старые проблемы. Одна из основных - недостаточно качественное написание проектов. В отдельных случаях недостатки настолько критичные, что присутствуют риски не решить поставленную геологическую задачу. Ошибки стандартные, возникают от спешки, отсутствия информации, непонимания технологических процессов.

Предоставляемая Заказчиком информация порой не в полной мере описывает ситуацию на объекте работ. Исполнитель со своей стороны зачастую ленится искать дополнительную информацию. Необходимая информация о волновом поле на объекте работ, зачастую представлена в недостаточном объёме. При этом разнообразной информации, которая не относится напрямую к производственным работам, становится все больше.

Способы прохождения эксклюзивных зон, смещения или пропуска пикетов, падения кратности - все эти вопросы и описание технологических мер, предпринимаемых для решения поставленных задач в этих зонах, должны в полной мере описываться в проекте работ. Порядок, по которому самостоятельно должны действовать партийные специалисты в той и или иной ситуации, – основа проекта. Это даст возможность стратегического планирования людей и ресурсов партии, сократит риски.

Часто Заказчик щепетильно относится к временным затратам, вследствие которых партия простаивает. Только как посчитать временные затраты как результат работы по «сырым» проектам. В отдельных случаях согласования занимают «чудовищно» огромные сроки, по сравнению с общей работой на проекте. Замедление отработки объекта вследствие не предусмотренного проектом изменения хода работ, к каким временным потерям относить?

Непонятна позиция Заказчика, который пропускает откровенно «сырые» проекты. Время, отведенное на полевой сезон, из-за различных причин всегда сокращается. Различные причины от климатических до политических постоянно повышают риски не уложиться в срок. Зачем повышать уровень рисков, сложно сказать.

Объёмы работ увеличиваются, технологии усложняются, а подход к проекту остаётся на уровне «советских времен». Работать начнем, а там «пятилетку за два года» - прорвемся! При переобработке подобных старых данных больше половины материала уходит в брак. Встречаются: плохой материал, дубликаты данных, сборка из разных кусков профилей выдается за новый профиль.

Уроки из работы с такими полевыми данными были вынесены и учтены. Появился контроль полевых работ – супервайзинг. Только он не особо поможет, когда основной документ, по которому должна работать партия, плохо проработан.

На этапе планирования работ должны учитываться временные сроки: мобилизации партии, ремонта и подготовки техники партии к сезону. Полноценно проведенная подготовительная работа перед сезоном значительно сокращает количество рисков в сезоне. Своевременно и качественно проведенная

рекогносцировка высвечивает большинство вопросов, с которыми придется столкнуться в ходе работ. Качественная подготовка минимизирует риски простоев. Качественно выполненная летняя рубка сокращает количество поломок в ходе производственных работ, увеличивает скорость отработки площади.

Отработка в «авральном режиме» (когда партия кочует с одного объекта на другой, когда нет времени и средств для полноценного обслуживания оборудования и техники) увеличивает риски НС многократно. Техника, работающая на износ и ремонтирующаяся запасными частями по остаточному принципу, выходит из строя всегда «внезапно». Устранение последствий отрицательно сказывается на производительности партии и моральном состоянии работников.

Полевые работы, к которым полноценно подготовлены оборудование и техника, составлен проект, в котором учтены все технологические вопросы, описаны планы и сценарии отработки, учтены все риски, выполняются качественно и в срок.

Подробнее об авторе

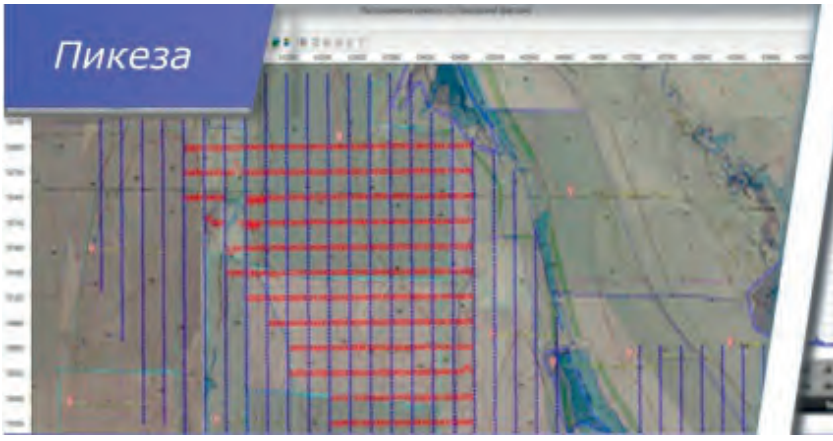


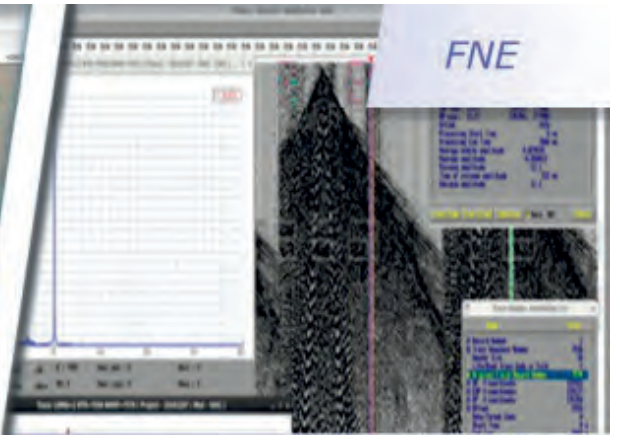
Грибов
Эдуард Николаевич

ЗАО "ГеоСейсКонтроль",
менеджер полевых
работ.

GSC ГеоСейсКонтроль

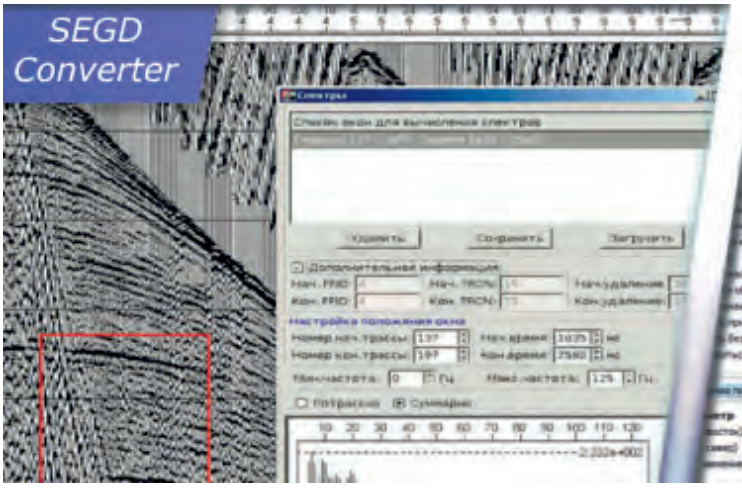
25 лет





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

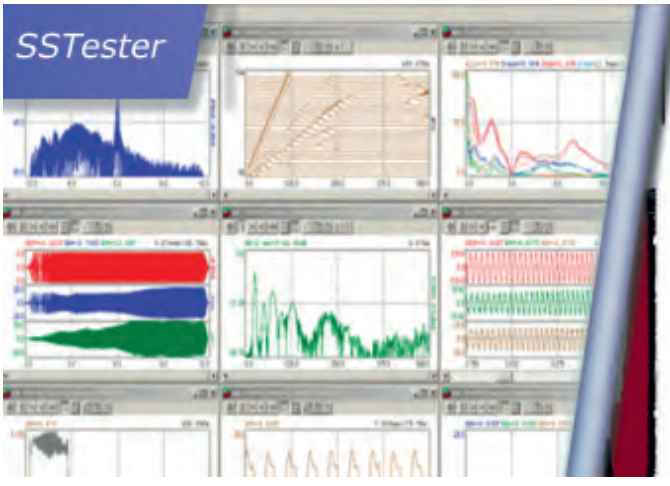
Программный комплекс обработки сейсмических материалов 2D/3D.

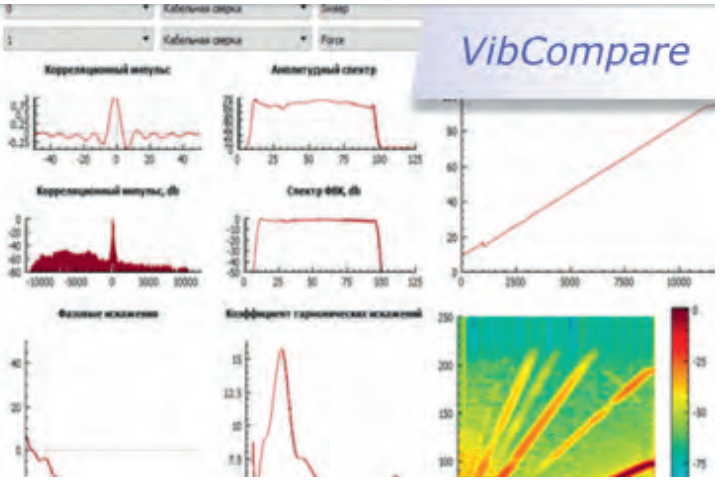




Программный комплекс для чтения, преобразования файлов форматов SEGD в файлы SEGY для любых типов сейсмостанций.

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





Программно-аппаратурно - диагностический комплекс контроля вибрационных источников.

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

Инновационная российская телеметрическая сейсморегистрирующая система нового поколения с уникальной комбинированной архитектурой

Бескоровайный В.Л., Гнатюк А.И.,Тарасов Н.В., Цукерман И.Б., Сосновцев Д.В., АО «СКБ СП», г. Саратов.

В соответствии с Соглашением, заключенным между АО «СКБ СП» и Минпромторгом РФ, АО «СКБ СП» является исполнителем работ по комплексному проекту - «Разработка и производство отечественной интеллектуальной сейсморегистрирующей платформы «Сейсмосистема», предназначенной для поиска нефтяных и газовых месторождений на суше, ледовой поверхности акватории арктических морей, в транзитных и экологически чувствительных зонах».

Реализация Проекта должна поднять отечественное геофизическое приборостроение на качественно новый уровень и обеспечить конкурентоспособность, необходимую для реализации задачи импортозамещения в области геофизического приборостроения.

Уникальная конфигурация системы наблюдения.

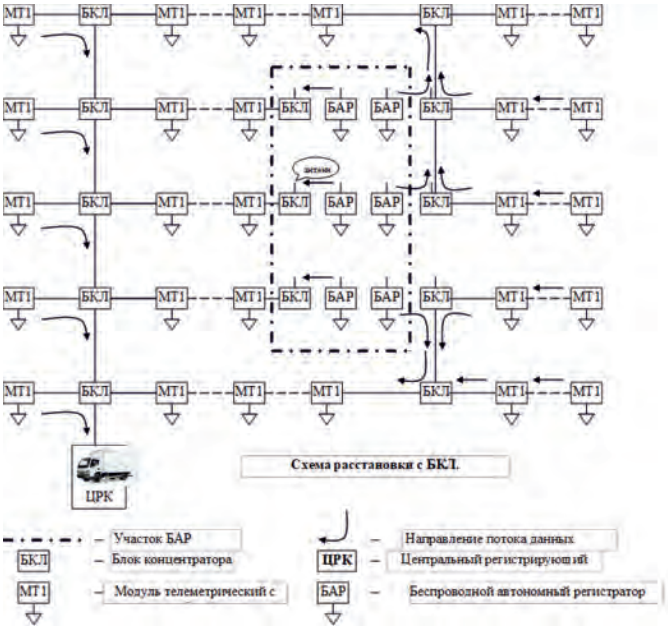
Отличительной особенностью предлагаемой архитектуры сейсморегистрирующей системы является совместное использование преимуществ кабельных и бескабельных систем регистрации сейсмической информации в единой «Сейсмосистеме» для обеспечения регистрации в непрерывном режиме в любых районах проведения наземных сейсморазведочных работ, включая транзитные зоны и обход препятствий (железные и автомобильные дороги, и т.д.) (Рис.1.).

В случае применения смешанной конфигурации важно было предусмотреть совместимость кабельной расстановки и автономных бескабельных блоков, то есть было необходимо решить главную задачу - получить однородную сейсмическую информацию по всем типам каналов с установленными одинаковыми параметрами регистрации в одном выходном формате.

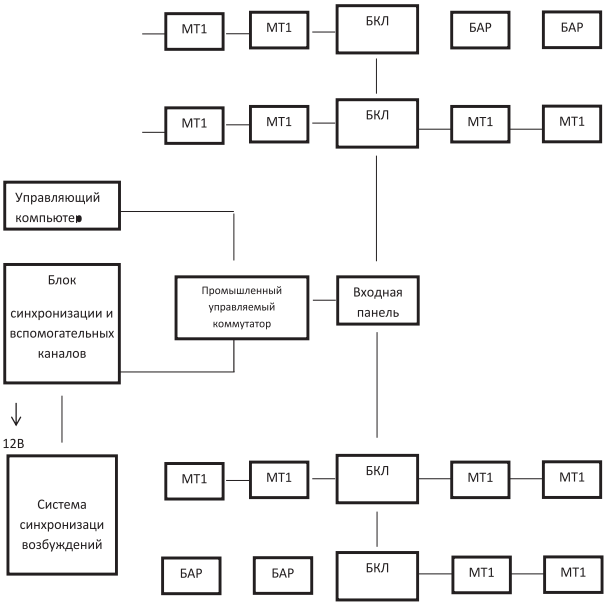
Преимуществом предложенной «Сейсмосистемы» является то, что при возникновении неисправности в кабельном канале «Сейсмосистема» либо выберет новый маршрут передачи данных на соответствующем участке наземной расстановки, либо перейдет в режим записи информации в автономные блоки. Передача данных произойдет при восстановлении кабельного участка, либо нахождения иного маршрута. Такое технологическое решение архитектуры «Сейсмосистемы» обеспечивает работу без временных простоев, связанных с необходимостью устранения неисправностей кабельного канала передачи данных в процессе выполнения работ.

В процессе разработки данной «Сейсмосистемы» была поставлена задача обеспечения расстановки длинной линии до 2500 каналов в одну линию приёма и регистрации информации в реальном времени. Однако при увеличении канальности в линии приёма необходимо преодолеть ряд проблем:

- возрастание тока питания линии, что приводит к увеличению диаметра, веса и стоимости кабеля;
- увеличение нестабильности синхронизации работы АЦП блоков регистрации и передачи цифровых данных в центральную регистрирующую систему (ЦРС).



▲ *Рис. 1. Схема обхода препятствий.*



▲ *Рис. 2.Структурная схема «Сейсмосистемы» с БКЛ.*

• требование увеличения скорости передачи данных или частоты синхронизации.

Решением проблем явилось размещение блока концентратора (БКЛ) в сейсмической линии. То есть длинная линия, состоящая из модулей телеметрических (МТ-1), делится на сегменты, в которых каждый БКЛ обслуживает только свой сегмент кабельных модулей (до 60 каналов в одном сегменте.). Все БКЛ в линии соединяются с помощью 4-х жильного кабеля, обеспечивающего передачу зарегистрированной информации от каждого сейсмического канала, и дополнительно выполняют функцию блока питания сегмента линии (рис.2).

БКЛ соединяются с бортовым компьютером ЦРС с помощью оптоволоконного кабеля, что позволяет снизить требование к сечению проводов кабеля, сигналы синхронизации подвергаются меньшему искажению, а также происходит увеличение скорости передачи сейсмической информации .

БКЛ обеспечивает:

• управление кабельными телеметрическими модулями (МТ-1);

• приём данных от бескабельных автономных регистраторов (БАР);

• синхронизацию работы БКЛ с сигналами спутниковой навигации GPS /ГЛОНАС;

• прием параметров или команд, поступающих из ЦРС, и их передачу в нижнюю и верхнюю ветви линии наблюдения, в которой установлен данный БКЛ;

• прием сейсмоданных с нижней и верхней ветвей линии наблюдения, в которой установлен данный БКЛ;

• передачу поступивших данных по магистральной линии в ЦРС;

• регенерацию сейсмической информации при передаче данных между линиями наблюдения и в ЦРС;

• создание вспомогательной магистральной линии с целью, обхода препятствия, путем установки в линию дополнительного БКЛ, связанного с ЦРС;

• диагностирование технического состояния подключенных к БКЛ блоков (МТ, БАР) и геофонов;

• сохранение поступающей в БКЛ сейсмической и служебной информации во внутренней памяти БКЛ при отсу-

тствии или временной потере связи с ЦРС;

• передачу информации, сохраненной во внутренней памяти блока либо в мобильное устройство сбора данных (планшет) по радиоканалу, либо в ЦРС по кабельному каналу при восстановлении прерванной связи между ЦРС и БКЛ;

• использование БКЛ в качестве ретранслятора при размещении в линии для обхода препятствия, при этом часть трафика геофизической информации будет проходить через модули МТ-1.

Интеллектуальное программное обеспечение реализует алгоритм обхода препятствий и автоматически определяет направление потока геофизической информации до ЦРС посредством кабельных линий и с использованием радиоканала бескабельных блоков БАР и БКЛ,

С целью увеличения канальности в линии и регистрации сейсмических сигналов в реальном времени в БКЛ выполняется «сжатие» информации и передача её по оптоволоконному кабелю в ЦРС для последующей записи в память компьютера.

Процедура сжатия состоит из следующих шагов:

• определение и запись в заголовок смещения нуля данных участка;

• определение максимальной амплитуды отсчетов участка для устранения избыточных разрядов и определение минимальной разрядности отсчетов данного участка;

• преобразование 24-разрядного формата в формат с выбранным числом разрядов и запись числа разрядов в заголовок;

• запись количества отсчетов участка в заголовок.

В результате сжатия объем данных существенно сокращается, что и позволя-



▲ *Рис. 3. Кабельный элемент «Сейсмосистемы» (модуль телеметрический МТ-1).*



▲ *Рис. 4. Бескабельный автономный регистратор «Сейсмосистемы» (блок БАР) для организации обходов препятствий на линии профиля.*



▲ *Рис. 5. Блок концентратора линии (БКЛ) с внешними антеннами.*



▲ *Рис. 6. Бескабельный автономный регистратор «Сейсмосистемы» (блок БАРС) со встроенным геофоном.*

ет увеличить канальность «Сейсмосистемы» в одной линии наблюдения.

После поступления «сжатых» данных в бортовой компьютер сейсмосистемы производится распаковывание данных и преобразование их в 24 разрядный код, и, в конечном итоге, формируется массив в формате SEG-D или SEG-Y.

На рисунках 3-7 представлены фотографии составных элементов «Сейсмосистемы».

После завершения изготовления опытного образца «Сейсмосистемы» будут проведены полевые испытания с различными типами источников возбуждения сейсмического сигнала.

В настоящее время подписано соглашение между Акционерным обществом «Росгеология» и Акционерным обществом «Специальное конструкторское бюро сейсмического приборостроения» о развитии долгосрочных отношений в части создания и испытания отечественного кабельно-бескабельного сейсморегистрирующего комплекса и другого



▲ *Рис. 7. Общий вид компонентов системы.*

сопутствующего оборудования, предназначенных для проведения сейсморазведочных работ на суше, в транзитной зоне и континентальном шельфе Российской Федерации с использованием современных технологий и материалов.

Срок выхода на опытно-промышленные испытания «Сейсмосистемы» ожидается во втором полугодии 2023 г.

Технические решения защищены патентами на изобретение и полезную модель.

Таким образом, техническим результатом, воплощённым в разработке, является повышение потребительских возможностей новой сейсмосистемы за счет:

- удлинения линии расстановки до 2500 сейсмических каналов при 2D работах и обеспечения режима 3D при площадных полевых работах с канальностью до 100000 сейсмических кабельных и бескабельных каналов.
- обхода препятствий без разрыва линии наблюдения и, тем самым, сокращении сроков выполнения заданного объёма работ.

СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ
SKBSP.RU

РОССИЙСКОЕ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ

SCOUT-HT

кабельно-бескабельный
сейсморазведочный комплекс

Комплекс разработан для выполнения следующих проектов:

- 3D проекты любой сложности
- 4D проекты. Микросейсмический мониторинг месторождений и скважин с использованием геофонов, гидрофонов и сеймографов.
- Любые 2D проекты в любых условиях.
- Проекты по изучению ВЧР.
- Инженерные изыскания с минимальным интервалом квантования 0.25 ms.



Три слагаемых верного выбора - дружелюбный интерфейс, надежность, удобство в работе оборудования Аллсейс-1С

Красноборов Д.В., «X-Port Group», г. Москва

Компания Beijing Zhongke Shenyuan Technology Co., Ltd. основана в 2012 году. Используя компетенции Института геологии и геофизики Китайской академии наук, Школы наук о Земле и космосе Пекинского университета и других научно-исследовательских институтов Китая, компания разрабатывает и создает многотиповые интеллекту-альные датчики для проведения сейсморазведочных работ, позволяющих решать различные задачи.

Приоритетами при создании датчика Allseis-1C стали надежность оборудования и простота в работе. Это высокопроизводительная узловая сейсмическая система сбора данных со встроенным высокочувствительным геофоном для решения широкого круга сейсморазведочных задач.

Выходя на российский рынок с этой нодальной системой, компания показала свою эффективность быстрой адаптацией интерфейса под российского пользователя (Рис.1.). Русификация программного обеспечения – первого из всех нодальных систем, предлагаемых российскому рынку – наверняка станет важным плюсом при выборе оборудования геофизическими компаниями.

При этом и сама технология работы с оборудованием Allseis-1C удобна и понятна пользователю. Для любой компании не составит труда переход на использование новой системы. Персонал обучается навыкам работы с этими нодальными блоками легко и быстро. Сам производственный конвейер становится простым и при этом очень логичным, не требующим больших трансформаций относительно привычной работы сейсмической партии.



Рис.1 . Окно входа в программу пользователя.

Дружелюбный интерфейс

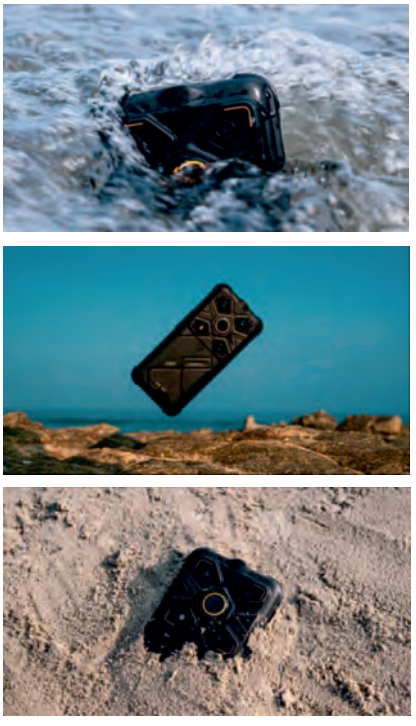
Читатели журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики» наверняка обратили внимание, что при представлении оборудования Allseis-1C в №4 за 2022 год представленные фото интерфейса были на китайском языке. Всего месяц понадобился компании на создание версии программного обеспечения для российского рынка (Рис.2.). Сегодня при поставке системы пользователь получает удобный и понятный простым рабочим сейсмической партии инструмент для управления нодальными блоками.



▲ *Рис. 2. Адаптация интерфейса для российского пользователя.*

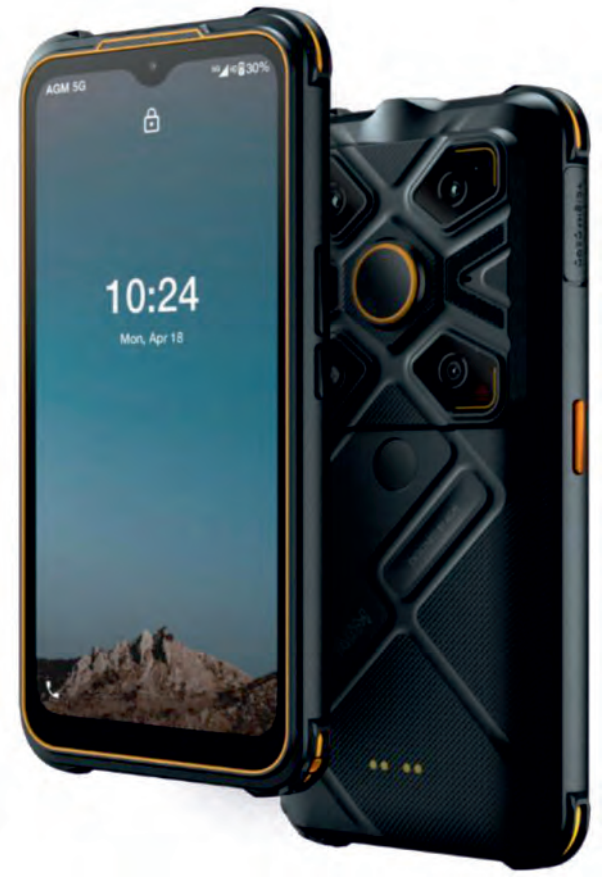
Модули QC Allseis на профиле представляют из себя надежные влагопылезащитные ударопрочные планшеты с увеличенным зарядом батарей (5500 мАч) и широким температурным диапазоном использования (Рис.3.).

▼ *Рис. 3. Модуль QC Allseis.*



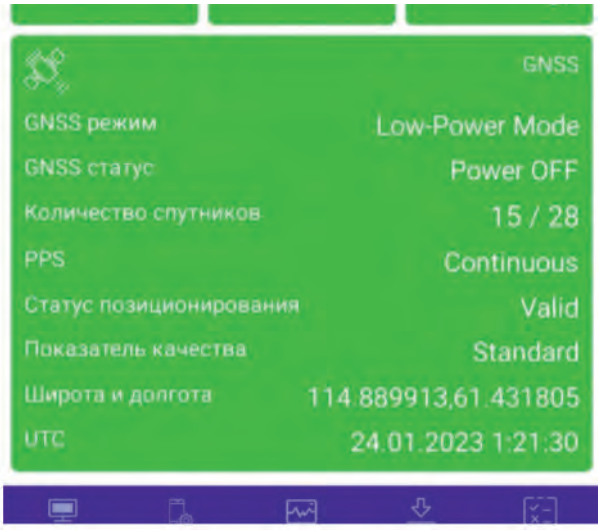
Планшеты имеют много преимуществ, что делает их надежным в работе и удобным инструментом:

- Максимальная степень защиты по международному стандарту IP68;
- Максимальная степень защиты по немецкому стандарту IP69K;
- Наивысшая версия военного стандарта США MIL-STD-810H;
- Защита экрана стеклом повышенного сопротивления к царапинам и ударам GORILLA GLASS 5.0.;
- Емкостный сенсорный дисплей по технологии LTPS с каплевидным вырезом;
- Диагональ 6,53 дюймов (165,86 мм);
- Соотношение сторон 19:9;
- Разрешение 1080x2340 FHD+ (480 dpi);
- Цветопередача 16,78 млн цветов;
- Мультитач-жесты (до 10 касаний);
- Закаленное стекло толщиной 1,5 мм, устойчивое к царапинам и потёртостям.



Набор функций, доступных при работе непосредственно на профиле, большой. И рабочий, находясь рядом с прибором, может контролировать многие параметры:

- Контроль расположения блока;
- Присваивание местоположения блока при перемещении;
- Контроль сопротивления и угла наклона геофона;
- Оценка состояния заряда аккумулятора;
- Оценка заполненности памяти;
- Контроль позиционирования с получением ряда важных характеристик сигнала (Рис.4);
- Проведение внутренних тестов прибора;
- Визуализация уровня микросейсм и сигнала.

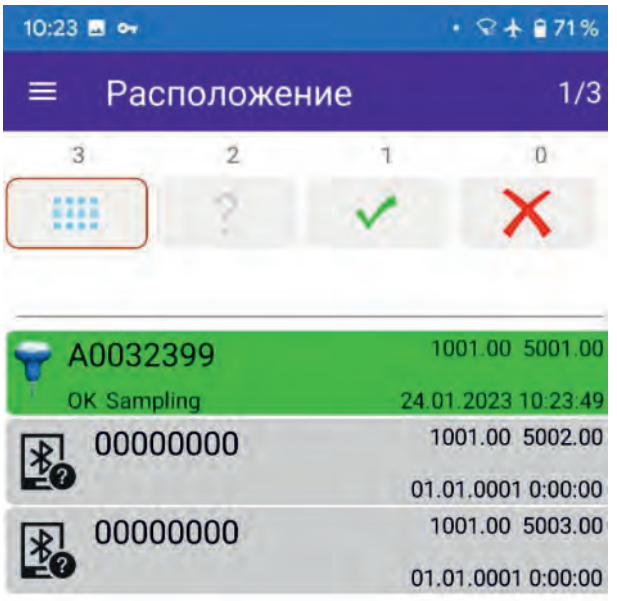


▲ *Рис. 4. Контроль позиционирования прибора.*

Надежность оборудования

Большой объем возможностей оборудования позволяет пользователю выстроить свою технологическую последовательность выполнения сейсмических работ с использованием оборудования Allseis-1C.

Уже получена значительная статистика по проектам, выполненным с использованием оборудования Allseis-1C.



▲ *Рис. 5. Приборы, доступные для контроля и анализа.*

Надежность корпуса защищает блоки от механических повреждений. Гарантированный объём заряда батареи позволяет работать с приборами без подзарядки батарей до месяца в самый холодный сезон. Учитывая то, что сейсмический конвейер предусматривает перемотку каналов каждые 5-10 дней, запас прочности по времени работы прибора есть кратный.

Что касается отказов оборудования по иным, приборным проблемам, жесткий контроль соответствия качества комплектующих и сборки приборов обеспечивает практически нулевой процент отказов работы блоков Allseis-1C.

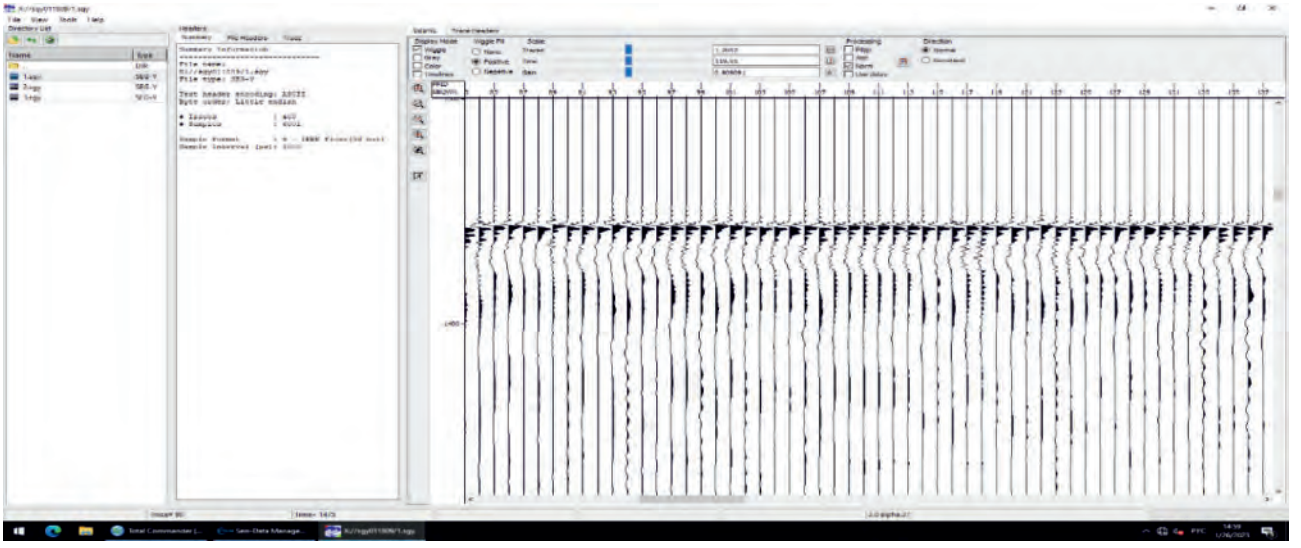
Простота в работе

Стандартный технологический цикл использования Allseis-1C предусматривает следующую организацию работы сейсморазведочной партии.

Все оборудование готовится к работе, проверяется уровень заряда батарей, проводится тест на идентичность. Проведение теста не вызывает сложностей и требует лишь тщательного установления приборов с последующим считыванием материала на полевом ВЦ.



▲ *Рис. 6. Проведение теста на идентичность в полевой партии.*



▲ *Рис. 7. Результаты теста на идентичность.*

На полевом ВЦ готовятся терминалы с SPS-файлами для всей площади. Это не требует специальных знаний и большой подготовки геофизика-оператора. Рабочий сейсмоотряда получает перед выездом на профиль полевой терминал с заданием.

Развёртывание оборудования осуществляется силами двух человек – один устанавливает ноды, второй контролирует их состояние и делает привязку к пикету. Первый рабочий устанавливает ноды вертикально в утрамбованный снег. Время вхождения нода в режим регистрации составляет примерно 5 минут. После этого второй рабочий контролирует состояние блока и сопоставляет данный прибор с выбранным приёмным пикетом. При этом на карте в терминале рабочий видит приёмный пикет, местоположение выбранного нода и собственное местоположение. Это дает возможность дополнительного контроля правильности выбора приёмного пикета и нода.

После этого рабочий идёт к следующему установленному ноду, который за это время уже вошёл в режим регистрации, где повторяются предыдущие операции. Таким образом, начиная со

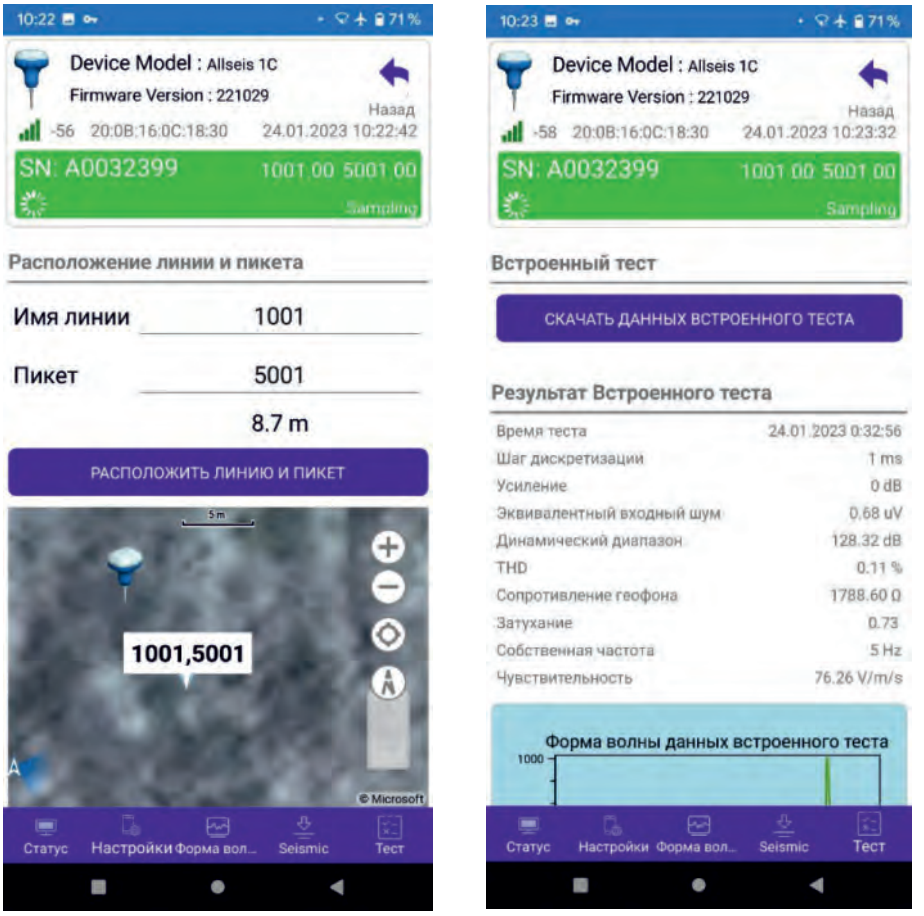


Рис. 8. Контроль работоспособности блока при расстановке. А - привязка блока к приёмному пикету, Б - просмотр результатов встроенного теста.

второго нода процесс привязки идёт непрерывно. По завершении задания полученные данные сохраняются в файл результатов (Рис.8).

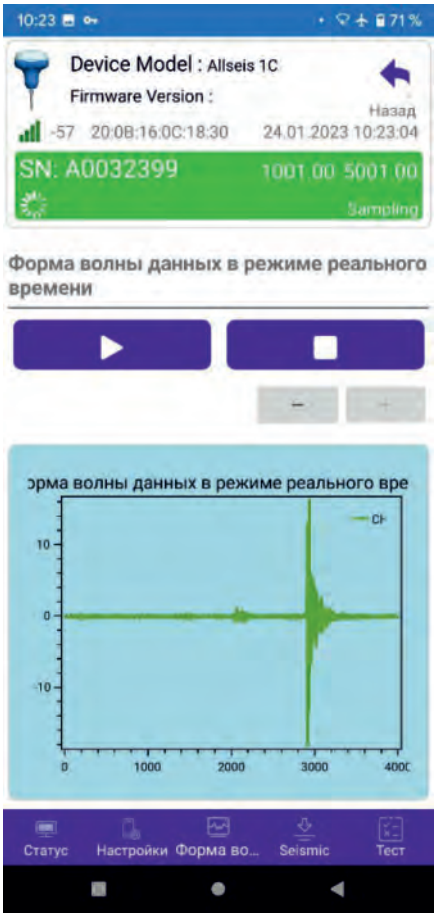
После развёртывания оборудования можно проводить контроль состояния (на следующий день, периодически, по любому иному графику – ноды активны и в работе постоянно). Для выполнения этого задания достаточно одного человека. Получив полевой терминал с заданием, рабочий выезжает на необходимый профиль/пикет и, двигаясь вдоль профиля, сканирует ноды в приложении. Считывание статусов происходит в автоматическом режиме, по окончании задания необходимо сохранить полученные данные в файл результатов.

Если в результатах развёртывания или контроля будут обнаружены ноды, не соответствующие требованиям, то создаётся задание на замену оборудования. В этом случае в задании будут только пикеты, на которых ноды подлежат замене. После установки нового нода должна быть выполнена его привязку к пикету. По завершении задания необходимо сохранить полученные данные в файл результатов.

Когда оборудование выйдет из активной расстановки его можно просто собрать, ничего не делая дополнительно, отправив на ПВЦ для скачивания материала. При этом Allseis-1C предоставляет возможность переустановки блока на другой пикет для продолжения регистрации.

Заключение

Наличие нескольких регистрирующих нодальных систем на рынке ставит пользователя перед необходимостью принятия непростого выбора. Решение принимается не просто на покупку партии каналов. Геофизические компании выбирают для себя стратегию развития технологической линейки на перспективу.



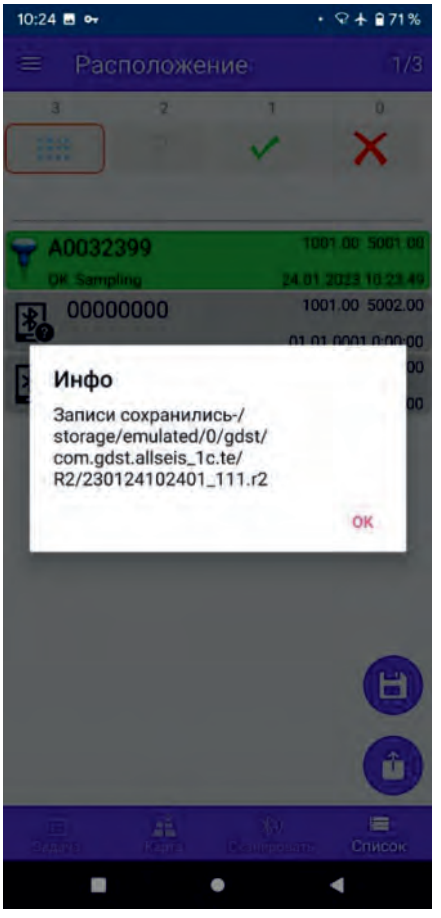


Рис. 9. Контроль получения информации на блоке А – оценка сейсмического сигнала, Б – сообщение, подтверждающее запись файла результатов развёртывания оборудования.

Allseis – это надежная система, очень технологична и удобна в работе. Производители оборудования понимают свою ответственность перед пользователями, готовы адаптировать и развивать свою систему под запросы и рынка, и своих партнеров-пользователей.

Подробнее об авторе



Красноборов
Дмитрий Владимирович

Генеральный
директор
компании
«X-Port Group»
в России.

xPORT GROUP

GDST 中科深源

многофункциональная
бескабельная система

уже в России!

AllSeis – 1C, 3C, 4C







- **нет ограничений** (санкций) в поставке
- производство - **2000** каналов в день
- **AllSeis** с внешним разъемом под группу геофонов, гидрофон, геофон в болотном корпусе
- **AllSeis** датчик– 1Гц, 5Гц, 10Гц
- **AllSeis** память - 8Гб, 16Гб, 32Гб
- **AllSeis** – для работы на воде



Moscow - xPort Group, OOO
Phone: +7 (916) 172-87-67
E-mail: dkrasnoborov@xportgroup.com

Houston - xPort Group, Inc.
Phone: +1 (281) 665-0907
E-mail: eblossom@xportgroup.com
Website: www.xportgroup.com

Технологические приемы инструментального контроля качества нодального оборудования SmartSolo

Игорь Чай, эксклюзивный представитель компании SmartSolo в России и СНГ.

Аннотация. Благодаря широкому применению высокоплотной сейсморазведки с нодальными системами регистрации, надежность, согласованность, интеллектуальность и низкая стоимость являются будущими направлениями развития бескабельной системы сбора сейсмических данных.

Сейсмические проекты ведутся в сложных районах, например, таких как горы и города, но нодальные оборудование не может отслеживать рабочее состояние оборудования в режиме реального времени, и работы проводятся с высоким риском для качества получаемых данных, что выдвигает более высокие требования к методам контроля качества как элементу технологического процесса.

Взяв в качестве примера нодальные приборы SmartSolo IGU-16 DTCC, в этой статье разрабатывается набор методов строгого контроля качества с точки зрения обнаружения запуска оборудования, контроля качества процесса и контроля качества полученных данных, чтобы адаптироваться к характеристикам «слепого анализа» накопительные сейсмометры.

Ключевые слова: нодальные сейсмографы, бескабельные инструменты, контроль качества, контроль.

Введение.

С быстрым развитием электронных технологий геофизические приборы также развиваются в направлении миниатюризации и интеллектуальности. Интегрированный сбор сейсмической информации с использованием нодальных сейсморегистрирующих систем является реализацией концепции ведения работы с низким энергопотреблением, с высокой экономической эффективностью. Большинство нодальных сейсморегистрирующих систем не оснащены системой контроля качества в режиме реального времени, что выдвигает более высокие требования к контролю качества в ходе выполнения работы, как элементе технологического процесса.

На примере нодального сейсмографа SmartSolo в этой статье представлены методы полевого контроля качества выполнения сейсмических исследований с трех точек зрения: контроль запуска, контроль качества процесса и контроль качества данных внутри блока.

Нодальный сейсмограф SmartSolo.

В настоящее время существует более 20 видов нодальных сейсмографов, используемых для сейсморазведки. В настоящее время все больше проектов выполняется совместно нодальными и кабельными системами.

Компания SmartSolo занимается разработкой нодальных сейсморегистрирующих систем начиная с 2016 года. Первоначально только IGU-16 был продуктом со встроенным геофоном и батареей. Впоследствии SmartSolo представила IAU-19 и IGU-16HR-IES - два нодальных модуля, способные подключаться к внешнему геофону в соответствии с потребностями пользователей. А также три многокомпонентных узловых сейсмографа IGU-16HR3C, IMU-3C, IGU-BD3C-5. На Рис. 1 показана продукция компании SmartSolo, его основное вспомогательное оборудование.

На Рис. 1 (a) - (f) представлены серии различных типов сейсмометров SmartSolo и внешнего геофона. 1 (g) FDT



▲ *Рис. 1. Основное и вспомогательное оборудование SmartSolo a)IGU-16, b) IGU-16-IES, c) IAU-19, d) IMU-3C, e) IGU-BD3C-5, f) IGU-16HR, g) FDT, h) AMT, i) DMC/DCC, j) DHR, k) BCR.*

— это мобильный планшет, оснащенный профессиональным программным обеспечением. После завершения компоновки поля порядковый номер сейсмографической станции сканируется для записи местоположения GPS каждого развернутого IGU, которое используется в качестве пункта приема регистрирующей системы наблюдения, на который установлен конкретный блок.

На Рис. 1 (h) представлено устройство ADM, которое помогает в извлечении аккумуляторных блоков станции для повышения эффективности разделения и сборки аккумуляторных блоков перед загрузкой данных или развертыванием блоков в полевых условиях. Рис. 1 (i) представляет собой интерфейс между консольной программой сбора данных и блоком, в процессе чего происходит считывание данных. Программа DMC используется для настройки параметров блока перед развертыванием в полевых условиях, включая частоту дискретизации, коэффициент усиления и т.д. После завершения загрузки данных в DCC программа DMC используется для выполнения сортировки и вывода данных. Формат вывода может быть SEGD или SEGY, используется для формирования сейсмограмм. Программы DMC и DCC выполняются на высокоскоростных серверах, и серверы должны быть подключены к RAID-хранилищу большой емкости для удовлетворения требований к управлению производственными данными.

Рис. 1 (j) представляет собой стойку DHR для загрузки данных, которая является интерфейсом между нодальными блоками и программной системой DCC, с помощью которого производится считывание вспомогательных данные контроля качества, каждая DHR имеет 32 слота, а средняя скорость загрузки каждого слота составляет 20 МБ/с. Рис. 1(k) - это устройство BCR для зарядки аккумуляторной батареи сейсмических модулей. На каждом BCR имеется 48 слотов. Каждый слот оснащен светодиодным индикатором для отображения состояния зарядки слота. Как правило, аккумуляторный блок полностью заряжается примерно за 3 часа.

Предстартовый контроль оборудования.

Нодальный сейсмометр отличается от проводного телеметрического сейсми-

ческого канала. Каждый нод независим, имеет свой собственный встроенный детектор работоспособности, батарею, АЦП и карту памяти. Набор характеристик блока такой же как у кабельного канала, но сам процесс инструментального контроля имеет отличия. Перед вводом в эксплуатацию интегрированного нодального сейсмоприемного устройства SmartSolo необходимо заранее выполнить ряд операций для проверку состояния в соответствии с требованиями технических спецификации оборудования. До начала работы необходимо убедиться, что все показатели блока соответствуют требованиям выполняемого проекта.

Проверка параметров запуска

Сейсмограф SmartSolo должен соответствовать параметрам завода-изготовителя, которые контролируются на этапе сборки оборудования. Результаты тестирования прибора при сборке включают коэффициент усиления перед выпуском (0 дБ, 12 дБ, 18 дБ, 30 дБ) и частоту дискретизации (0,25 мс, 0,5 мс, 1 мс, 2 мс), входной шум равного эффекта, составляющую постоянного тока, динамический диапазон, общее гармоническое искажение, коэффициент подавления синфазного сигнала, точность усиления, сопротивление разомкнутой цепи, импеданс, частота, шум, общее гармоническое искажение, импеданс, состояние TF, температура испытания и время испытания каждого сейсмометра должны быть проверены при выпускном контроле оборудования с завода.

Проверка полярности

Американский институт SEG определяет полярность сейсмических записей как положительную полярность SEG и обратную полярность SEG. В одном и том же



▲ *Рис. 2. Полевой тест на идентичность оборудования.*

проекте крайне важно обеспечить согласованность полярности собираемых данных. В противном случае сбор данных с противоположной полярностью приведет к искажению сигнала при суммировании и взаимном подавлении при обработке данных. Поэтому перед началом проекта проводится тест на идентичность всех используемых узлов.

Все каналы должны быть расставлены максимально близко, чтобы при регистрации обеспечивалась синфазность сигнала. «Отскок» по фазе в ходе такого испытания становится индикатором неправильной полярности на данном блоке.

Как показано на Рис. 2, перед запуском ноды IGU-16 укладываются в несколько концентрических кругов, источник возбуждения помещается в центр. На рисунке 3 показаны результаты сопоставления сейсмических данных. Полярность сейсмографа определяется в соответствии с направлением первого вступления.

Контроль качества производственного процесса.

Интегрированный нодальный блок SmartSolo - это типичный «слепой» сейсмограф, который не может отслеживать рабочее состояние устройства в режиме реального времени во время его работы. С этим связаны высокие риски

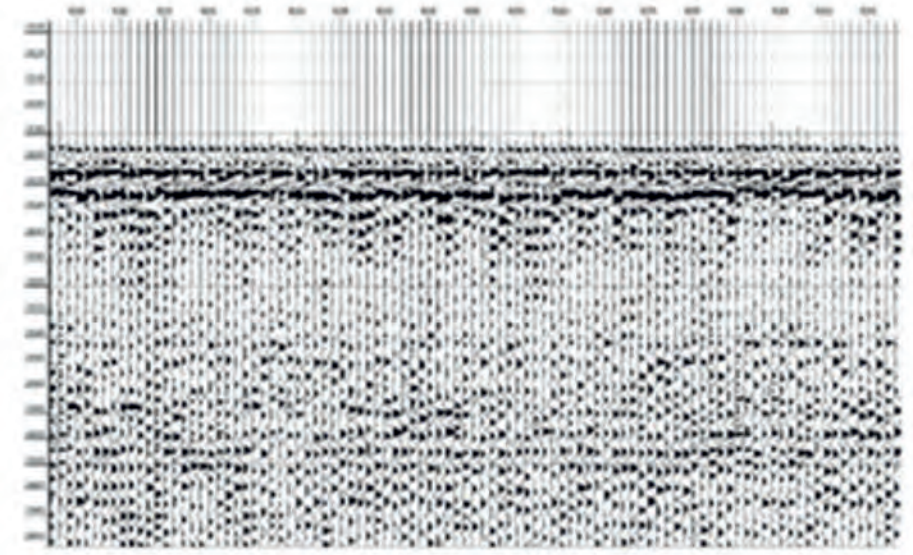


Рис. 3. Результаты теста на идентичность.

соответствия получаемой информации требованиям проекта. Поэтому очень важно определить набор эффективных средств контроля качества в виде методических и технологических приемов организации работы.

Требования к установке оборудования.

Нодальный сейсмограф типа IGU-16 отличается от проводного сейсморегистрирующего канала тем, что он не может передавать тесты контроля правильности установки геофона в режиме реального времени. Поэтому при установке необходимо строго соблюдать требования укреплению блока, причем для каждого грунта и условий размещения эти требования свои. Но общий подход заключается в надежности закрепления блока. На рис. 4 показаны различные способы закапывания и укладки нодов на различных типах поверхности.

Необходим тщательный контроль процедуры установки блока, чтобы гарантировать, что геофон имеет хороший контакт с грунтом, расположен перпендикулярно поверхности для оптимизации отклика на сигнал вибра-



Рис. 4. Установка прибора в различных условиях.

ции поверхности. Рекомендуется проведение 100%-ного ежедневного визуального контроля расстановки, чтобы убедиться, что контакт нода с грунтом не нарушен.

Местоположение развертывания и рабочее состояние оборудования

Интегрированное узловое сейсмоприемное оборудование оснащено функцией самокоррекции, позволяющей с помощью мобильного телефона или специального планшета сканировать QR-код на корпусе станции, автоматически делать снимки при включенном зеленом свете и генерировать фотографии самосертификации с водяными знаками номера линии и номера пикета, а также сканировать документы о развертывании, о которых можно сообщить для ежедневной проверки.

Посредством анализа фотографий, сделанных персоналом в ходе визуального мониторинга расстановки, информации о местоположении GPS и контроле соответствия времени блока мировому времени, состояние установки приемника и местоположение приемника будут обеспечивать 100% контроль качества состояния приемной расстановки.

Рекомендации по ежедневному контролю расстановки.

• Проводить ежедневные проверки онлайн нодальных сейсмических приборов для обеспечения 100%-ного охвата приемной расстановки;

• Оперативно организовать исправление приборов, показавших проблемы во время проверки, информация о контроле качества сейсмического прибора может быть восстановлена с помощью проверки FDT;

• Контроль расстановки должен быть повышен в ключевых районах, таких как населенные пункты, сельхозугодья и дороги, необходимо своевременно сообщать о потерянном оборудовании;

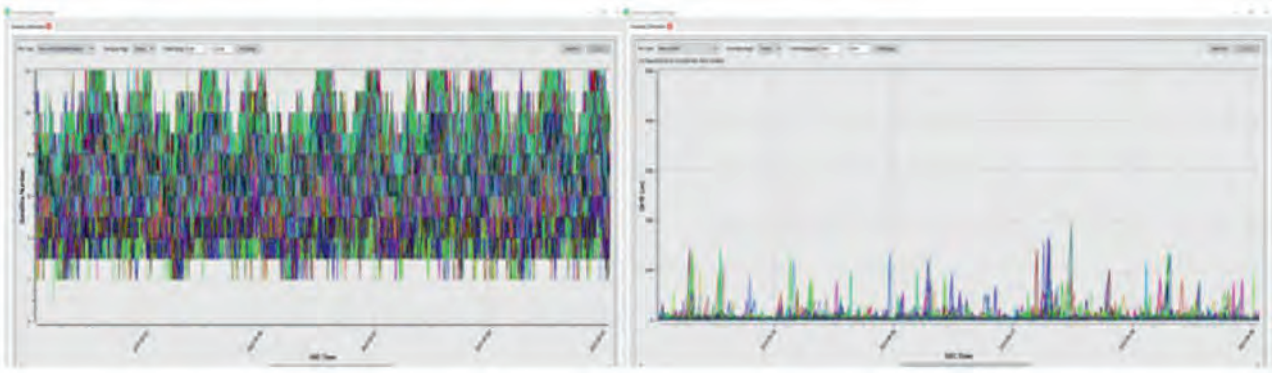
• Иметь запас оборудования для своевременной ротации приемников, требующих замены.

Контроль качества сейсмических данных.

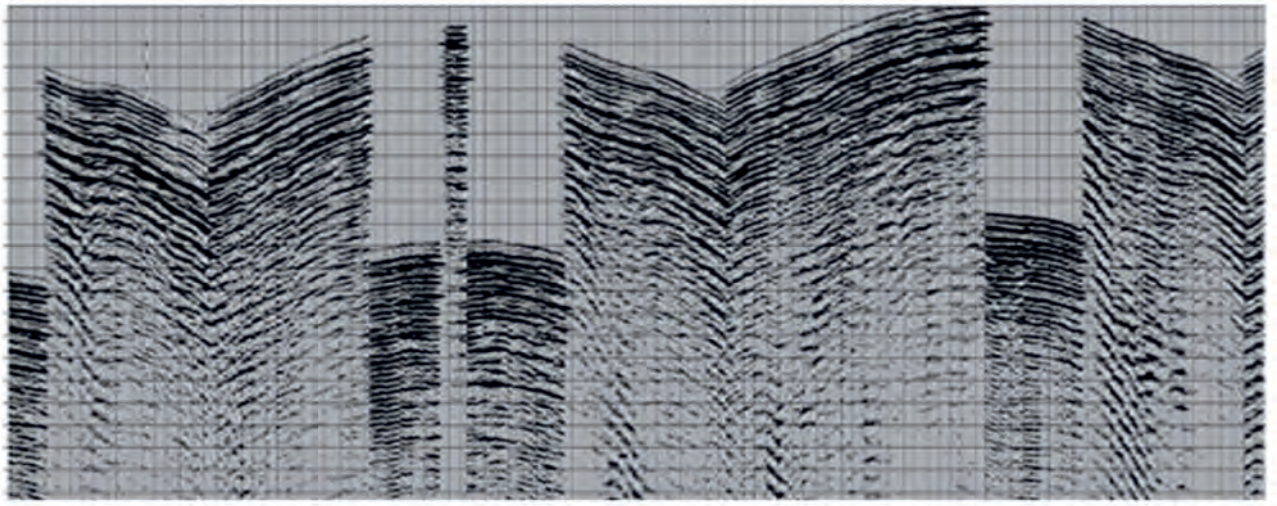
Ноды, которые собираются с профиля, ежедневно загружаются в стойку DCC и DHR для считывания данных. В то же время получается информация о количестве спутников и точности часов каждого сейсмографа в течение онлайн-периода (Рис.5,6). Сортировка и вывод данных осуществляются программным обеспечением DMC с сигналами ТВ. Поскольку при сортировке данных используется сигнал точного времени GPS ТВ для выбора достоверной информации из исходного набора непрерывных каналов, точность собственной синхронизации GPS каждого узла напрямую определяет точность собранных данных.

На Рис. 5 показан контроль качества точности часов каждого сохраненного сейсмического прибора путем считывания информации и в текстовом формате, и визуальным формированием изображения. Своевременный контроль точности синхронизации оборудования с мировым временем позволяет своевременно устранить проблему сбоя GPS при возникновении.

А также предотвратит повторную



▲ *Рис. 5. Контроль количества спутников GPS (а) и контроль точного времени (б).*



▲ *Рис. 6. GPS дрейф точного времени.*

установку проблемного оборудования на профиль. Некорректные данные должны быть своевременно устранены из общего массива данных, чтобы избежать их попадания на стадию обработки.

На Рис. 6 показан набор общих точек обнаружения, которые сортируются, когда временной дрейф оборудования велик. Как правило, это происходит из-за проблемы с модулем синхронизации оборудования или во время процесса сбора полевых данных, когда на оборудование влияют внешние факторы, и возникает проблема со спутниковой синхронизирующей связью. Для таких сейсмических каналов они должны быть удалены вовремя до того, как данные будут синтезированы и выведены, чтобы избежать помех на следующих этапах сейсмического проекта.

Заключение

IGU-16 SmartSolo - сейсмический прибор нодального типа отличающийся от проводных приборов тем, что относится к группе так называемого «слепого оборудования». Это предъявляет более строгие требования к контролю качества на всех этапах сейсморазведочного проекта.

При введении в эксплуатацию нового оборудования проводится проверка качества оборудования по всем параметрам. В процессе производства и сбора данных должна строго проверяться компоновка оборудования и его регулярное расположение; после считывания данных необходимо своевременно проверять смещение часов, статус GPS и другую информацию. Выявленные проблемы, связанные с работоспособ-

ностью оборудования, должны своевременно передаваться полевым командам.

Благодаря внедрению научных и стандартизированных процессов контроля качества обеспечивается возможность получения высококачественных сейсмических данных при использовании нодальных сейсмических приборов. Это обеспечивает и качество сбора данных, и высокую скорость сбора данных. Благодаря непрерывному прогрессу и развитию технологии сбора сейсмических данных, интеллектуальность и интенсификация оборудования для сбора сейсмических данных на базе нодальных систем SmartSolo сделали методы мониторинга качества сбора сейсмических данных более разнообразными и технологичными.

Это делает нодальные системы SmartSolo отличным инструментом для проведения сейсмических исследований в различных условиях с отличным качеством и высокой эффективностью.

Подробнее об авторе



Игорь Чай

Эксклюзивный представитель компании SmartSolo в России и СНГ.

Оборудование, которого очень ждет рынок

Интервью с создателями российской сейсморегистрирующей системы «Геотом».

Дмитрий Слонов. В прошлом году вы презентовали рынку свою разработку, названную «Геотом» как «универсальную и импортоопережающую». На тот момент уже были проведены опытные испытания, после чего собрана промышленная партия приборов. В январе 2023 вы проводили опытно-промышленное тестирование. Оборудование, доставленное на производственный проект компании «Газпром Недра» в Амурской области, использовалось для проведения работ 2D.

Показала ли ваша система в ходе испытаний соответствие заявленным параметрам?

- Да, испытание получилось весьма успешным, оно дало много информации для анализа, определило, что нам необходимо делать дальше. Тестирование проводилось непосредственно в сейсморазведочной партии, так что оценивали новое оборудование не только мы, но и профессионалы-геофизики с большим своим практическим опытом.

Условия выполнения работ были тяжелые: температура ниже 45 градусов, сильный ветер, необходимость выполнить испытания очень быстро – партия практически находилась в состоянии демобилизации.

Плюс доставка оборудования за 8 тыс. километров, проведенная автотранспортом по нашим дорогам в условиях экстремально низких температур.

При этом у нас не было времени на полноценный выходной контроль на сборке именно в силу цейтнота, связанного с завершением проекта «Газпром Недра».



Рис. 1. Удобная и надежная компоновка оборудования Геотом для мобилизации.





Рис. 2. Подготовка профиля с оборудованием GEOTOM.

Тревоги были серьезные.

Но именно работоспособность Геотом при таких обстоятельствах позволяет говорить об успешности производственного тестирования. Отработан профиль длиной 20 км. Получен кондиционный материал, сопоставимый с производственными сейсмограммами, зарегистрированными кабельной системой в более щадящих температурных условиях.

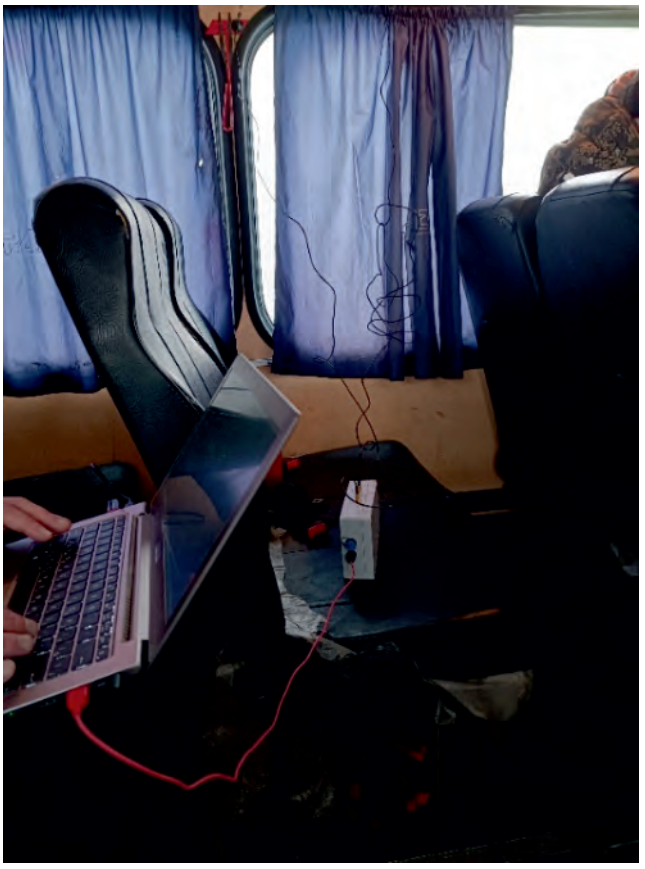
ДС. Как вы оцениваете после ОПР надежность Геотом, его пригодность к далекой мобилизации, эксплуатации в более жестких условиях?

- Потерь при транспортировке и опытных работах не было. Все блоки остались исправны и работоспособны, сейсмический материал собран. В настоящее время идет анализ данных в сопоставлении со стандартными «кабельными» сейсмограммами.

Производственный цикл был максимально приближен к обычному сейсморазведочному конвейеру. Сейсмоотряд компании «Газпром-Недра» делал свою привычную работу, отмечая возможности Геотом, удобство в эксплуатации. (Рис.2).

К слову, ребята-сейсмики отметили, что размотка и наладка профиля идет вдвое быстрее, чем кабельной системой.

Нам хорошо понятно, что работа партии с Геотом должна трансформироваться относительно работы с кабельными системами – иная последовательность действий при подготовке профиля, иные транспортные средства в сейсмоотряде, иной состав сейсмобригад, иной подход к наладке.





▲ *Рис. 3. Для организации работы оператора Геотом достаточно совсем немного места.*

Поэтому мы не вели хронометраж сейсморазведочной работы с Геотом для сопоставления с иными регистрирующими системами.

Но на следующих этапах опытно-промышленной эксплуатации планируется подготовка рекомендаций по организации производственного конвейера работы с Геотом.

Мы разрабатываем не просто оборудование с определенными характеристиками - мы предлагаем новую технологию, повышающую эффективность сейсморазведки.

ДС. Какие характеристики оборудования Геотом позволяют называть его самой универсальной современной сейсморегистрирующей системой? Каким образом реализован контроль качества расстановки приборов, оценка ее готовности к регистрации, контроль самой регистрации?

- Геотом является бескабельной системой. Однако, в отличии от слепых нодальных систем, он предоставляет широкие возможности удаленного контроля сейсморазведочных работ.

Оператор сейсмостанции по запросу получает информацию по работоспособности каждого блока, соответствию заданным параметрам по углам наклона и сопротивлению сейсмогрупп.

Также оператор имеет возможность контроля уровня заряда батарей и скачивания по запросу единичных сейсмотрасс.

Но главное отличие от слепых нодальных систем – это удаленный контроль уровня шумов.

Оператор видит в цветовой индика-

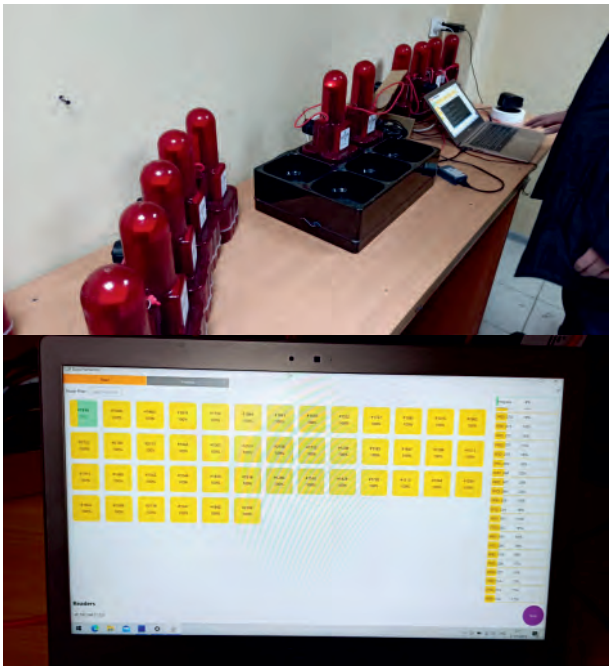


▲ *Рис. 4. Перевозка блоков Геотом на профиль.*

ции, как выглядит профиль с точки зрения микросейсм.

Важный момент – связь с профилем идет через цепочку самих блоков. При наклоне приборов, например, при вытаивания, блоки продолжают видеть друг друга, соответственно вся система видна оператору, который может оперативно привести ее «в порядок», организовав наладку наклонившихся каналов. И при этом запись идет, так что заказчик сможет получить материал в самых экстремальных условиях.

На блоках реализована световая индикация – оператор может включить световой индикатор на любом блоке по своему выбору. Например, если на блоке требуется наладка. Или ночью, при работе виброисточников в режиме 2D, можно использовать индикацию для



▲ *Рис. 5. Процесс скачивания материала с блоков Геотом.*

обозначения ПВ, чтобы облегчить установку группы.

Светодиод может оказаться очень полезным и при поиске занесенных снегом блоков.

Мы также подготовим свои рекомендации по использованию в работе световой индикации Геотом.

И еще одно важное отличие от всех сейсморегистрирующих систем – и кабельных, и бескабельных. Реализовано технологическое решение с самым низким энергопотреблением на канал. И это позволяет не менять аккумуляторы в течении сезона. По расчетам, установленных батарей будет хватать в условиях Сибири на 180 дней в режиме 50% работы, 50% простой или 90 в непрерывной записи.

ДС. Форма GEOTOM определена конструктивной разработкой, в качестве основного материала использован ударопрочный пластик. Нет ли опасе-



▲ *Рис. 6. Сейсмограмма, полученная в ходе опытно-промышленного тестирования Геотом.*

ния, что при длительной эксплуатации оборудования в полевых условиях, при частой перемотке и транспортировке при низких температурах такое конструкторское решение окажется неоптимальным?

- Это крепкое оборудование, устойчивое к климатическим катаклизмам.

Мы проводили «краш-тесты» - на вибростенде, подвергали ударам с разных сторон, бросали на твердую поверхность, имитировали транспортную тряску и фактически провезли за 8000 км - испытания позволяют утверждать, Геотом имеет высокую степень механической защиты.

ДС. Российские разработки, особенно высокотехнологичные, имеют очень высокую зависимость от импортных поставок комплектующих.

На сколько импортозависима разработка Геотом?

- Мы выбирали такие конструкторские решения, такую схемотехнику системы, чтобы не просто зависимость от импортной комплектовки была небольшая, но и чтобы нам были видны перспективы полной замены на российские элементы системы.

ДС. Действующие сегодня в отрасли стандарты технологии сейсморазведочных работ, прописанные в нормативных документах нефтяных компаний, требуют большой смелости от геофизиков при переходе к широкому использованию бескабельных технологий. Но в мире этот переход уже свершился, а значит, и наша геофизика неизбежно станет мобильнее и технологичнее благодаря бескабельным системам, которые будут внедряться в ближайшее время. Готовы ли вы уже сегодня предложить заказчику технологию работы с Геотом в рамках действующих стандартов?

- Без изменения действующих в отрасли нормативных документов, относящихся к стандартам сейсморазведочных работ, это сделать непросто. Необходима их корректировка, учитывающая происходящий переход к плотным и высокоплотным системам наблюдения. И Геотом лучше прочих нодальных систем вписывается в действующие правила, поскольку позволяет реализовывать системы наблюдения с постоянным контролем работоспособности напольного оборудования и уровня сейсмического шума.

Более того, уже сегодня мы реализовали выборочное скачивание сейсмических данных для формирования сейсмограмм и контроля качества в привычном заказчику формате оконного анализа.

Мы будем предлагать нефтяным компаниям систему Геотом, поскольку именно эта система более адаптивна к действующим стандартам.

ДС. Что показал переход от производства опытных образцов в 2022 году к сборке промышленного количества? На сколько технологические решения организации работы оказались масштабируемы, какие вы ставите себе ориентиры по дальнейшему масштабированию производства?

- Рынок, где сегодня используется около 1,2 миллиона каналов различных систем, нуждается в 80-100 тыс. каналов ежегодно только в качестве аммортизационного восполнения выходящих из строя каналов. Если же учесть происходящее в отрасли уплотнение систем наблюдения, рост канальности на проектах, то каналов потребуется еще больше. Так что несмотря на присутствие нескольких телеметрических систем на рынке, доступных для покупки российскими компаниями, 100 тыс. каналов Геотом в год - реальная перспектива, к которой необходимо готовиться.

ДС. Правильно ли я понимаю, что вы ставите цель производить и продавать 100 тыс каналов ежегодно?

- Хотелось бы. И организационно мы к этому готовы. Но надо быть реалистами. Мы отдаем себе отчет, что российские геофизики пока не готовы к покупке такого количества нового оборудования за счет имеющихся ресурсов – тут и высокие риски внедрения нового типа оборудования в условиях архаичности действующих стандартов, и просто отсутствие необходимых средств. Мы отдаем себе отчет, что маржинальность на сейсмических проектах очень небольшая.

В то же время мы предлагаем революционное изменение технологии сейсморазведки, позволяющее серьезно повысить эффективность в отрасли. На базе отечественного сейсморегистрирующего оборудования Геотом. В этом заинтересованы как государство, так недропользователи, в которых мы видим главных потребителей услуги – качественной и эффективной сейсморазведки. Так что наша цель – работа с крупными нефтяными компаниями, которые более всего заинтересованы в появлении на рынке оборудования с таким характеристиками, которые имеет система Геотом, которые мы подтвердили в ходе опытно-промышленного тестирования в

Амурской области совместно с компанией «Газпром-Недра».

ДС. Удачи в ваших амбициозных планах. Журнал будет рад помочь в их реализации. Наши читатели будут внимательно за этим следить, несомненно вовлекаясь в эту работу, предлагая свои проекты и своих заказчиков для широкого внедрения российского оборудования Геотом.

Подробнее об авторах



Гурьев
Сергей Владимирович

Компания ГЕОСЕЙС



Савин
Алексей Николаевич

Компания СейсТех



Капустин
Дмитрий Александрович

Компания СейсТех



Российская телеметрическая система

Геотом – сейсморегистрирующее оборудование,

которого ждет рынок.



V научно-практическая конференция

«Инженерная сейсморазведка и сейсмология - 2023»

25-27 октября 2023 г.
Москва, бизнес-центр гостиницы Салют

Тематические направления конференции:

- Наземные сейсмоакустические исследования;
- Сейсмоакустические исследования на прибрежных акваториях;
- Программное обеспечение для сейсморазведки;
- Скважинные сейсмоакустические исследования;
- Сейсмическое районирование;
- Сейсморазведочное оборудование;
- Применение сейсмоакустических методов инженерной геофизики

По результатам конференции сборник тезисов будет размещён на e-Library и включен в базу РИНЦ

Регистрируйтесь в качестве Докладчика, Экспонента, Спонсора или Участника конференции «ИНЖЕНЕРНАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА И СЕЙСМОЛОГИЯ-2023»!

Регистрация: www.inzhseism.ru



Геомодель2023

25-я конференция по вопросам геологоразведки
и разработки месторождений нефти и газа

4–7 сентября 2023 г. | Геленджик, Россия

Телеграм-канал

Разделы научной программы

Общая геология

Региональные сессии

Сейсморазведочные исследования

Несейсмические и дистанционные методы поисков

Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных

Методы промысловой геофизики и петрофизики, геомеханика

Количественный анализ геолого-геофизической информации

Разработка месторождений

Машинное обучение и искусственный интеллект в геонауках

Энергетический переход - вызовы и решения

Экономическая эффективность ГРР

Круглый стол: Состояние и перспективы импортозамещения программного обеспечения и полевого геофизического оборудования

Тезисы докладов будут переданы для индексации в РИНЦ

ОКОНЧАНИЕ ЛЬГОТНОЙ РЕГИСТРАЦИИ

1 ИЮЛЯ 2023 Г.!

СРОК ПОДАЧИ ТЕЗИСОВ ДОКЛАДОВ

20 МАЯ 2023 Г.!

www.geomodel.ru



cippe

23-я Китайская международная выставка нефтегазового и нефтехимического оборудования и технологий

31 мая - 2 июня 2023 г. Пекин, Китай

www.cippe.com.cn/russian

18	1,800	123,000	100,000
Международные павильоны	Участники	Посетители	выставочные площади

НАШИ УЧАСТНИКИ

Виктория
Тел. +86 15645150730 (WhatsApp)
Почта:hs@zhenweiexpo.com



Прием аннотаций до 1 апреля

Научно-практическая конференция Актуальные проблемы геологии и геофизики

ГЕО 2023 Сочи

Даты проведения:
24-27 апреля 2023
www.gece.moscow

Место проведения:
SEA GALAXY Hotel,
г. Сочи

Информационный партнер:

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

EURASIA OIL SERVICES

MIND TECHNOLOGY

INOVA®

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**