ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

АПРЕЛЬ-ИЮНЬ
2/2024

ТЕМА НОМЕРА:



НЕЛЕГКАЯ ГЕОФИЗИКА «лёгких» проектов

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Проведены промышленные испытания Российской кабельно-бескабельной сейсмосистемы "SCOUT-HT»

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.





НОВЫЙ ВОСТОКГЕО
NEW EASTGEO Co. Ltd

UZS – 01
Устройство фиксации заряда скважины



Solo 5-10Hz
Горизонтальный геофон, чувствительность 80V / M / S





Solo 5Hz
Геофон, чувствительность 180V/M/S

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

ТЕМА НОМЕРА:

«Нелегкая геофизика «лёгких» проектов»

СОДЕРЖАНИЕ:

Наши партнеры 5

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

Главный редактор Слонов Д.Н. 6

ТЕМА НОМЕРА

3D сейсморазведка на трапповом разрезе для задач ТПИ

Ошкин А.Н., Турчков А.М., Воробьев Ю.В., Бурденко А.А.,
Вязниковцев А.А., Детков В.А. 8

Особенности сейсморазведки на твердые полезные ископаемые

Череповский А.В. 20

Ассоциация Юниорных Геологоразведочных Компаний (АЮГК) и АО «ПАНГЕЯ» предлагают технологии для частных инвестиций

Камнев П.П., Качан М.А., Шелкова С.А. 27

Способы повышения качества результатов налётных гравиметрических исследований (на примере изучения палеодолин Санкт-Петербурга)

Медведев Н.О., Буданов Л.М., Сенчина Н.П., Горелик Г.Д. 34

Метод межскважинного сейсмоакустического просвечивания, как инструмент детального изучения разреза

Ошкин А.Н., Вязниковцев А.А., Игнатьев В.И. 43

Статус и перспективы ВСП

Горбачев С.В. 56

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Вибросейсмическая полевая методика одновременного применения нескольких оптимизированных под геологию нелинейных свип сигналов. Свип сигнал Qwell
Адиев Т.Р., Шулыкин Д.А. 63

Учет аппаратурных характеристик приема-передающего тракта и условий возбуждения при обработке данных вибросейсморазведки
Добровольская А.Е., Коротков И.П. 72

Оптимизация производительности специализированного программного обеспечения для обработки сейсмических данных в среде NAS
Зайцев А.А,, Акуленко А.С. 80

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Геотом проверили на ЗУБ
Гордиенко А.В., Шевченко И.И., Митрофанов Д.Ю.,
Есипёнок И.Н., Попутчик Е.М. 86

Результаты опытно-производственных испытаний кабельно-бескабельной телеметрической сейсморегистрирующей системы «Скаут-НТ»
Гнатюк А.И., Тарасов Н.В. 97

«НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» – спецназ геофизических технологий
Махортов П.Р. 107

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.
Гафаров Р.М.
д.т.н. Гогоненков Г.Н.
к.т.н. Горбачев С.В.
Гурьев С.В.
к.т.н. Дагаев И.Л.
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.г.-м.н. Смирнов М.Ю.
к.т.н. Тарасов Н.В.
к.т.н. Циммерман В.В.
к.т.н. Череповский А.В.
д.т.н. Шехтман Г.А.
к.г-м.н Шиманский С.В.

Руководитель проекта
Матвеев С.А.

Корректор:
Пачикина М.И.

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
ИП Волоконский
Андрей Викторович
Тел.: +7-905-326-0213
Тираж: 300 экз.

Подписано в печать:
24.06.2024

Дата выпуска:
30.06.2024

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 второй номер журнала за 2024 год.

Тема номера: **«Нелегкая геофизика «легких» проектов».** Заявляя такой фокус выпуска, мы хотели показать, что в геофизике существует огромный пласт проектов, которые принято считать небольшими и легкими относительно проектов «большой» сейсморазведки, на которых концентрируются основные интересы аудитории журнала. И эти, так называемые «малые» проекты, на самом деле требуют серьезного подхода, гибкой организации работ и высочайшего профессионализма исполнителей, порой больше чем стандартные крупные проекты, реализуемые по накатанной методике и технологии.

В номере представлены два больших обзора по заявленной теме от членов редакционной коллегии журнала. Сергей Горбачев в статье «Статус, возможности и перспективы развития скважинной сейсморазведки ВСП» провел глубокий анализ состояния метода и его востребованности. В работе рассмотрены основные сложности и проблемы, существующие, по мнению автора, в ВСП, а также предлагаются пути возвращения доверия к методу, дающему свою информацию, важную в повышении эффективности геологоразведки.

Использование сейсморазведки в исследованиях ТПИ сегодня становится все более востребованным и эффективным. Об этом - второй материал от редакции журнала – «Особенности сейсморазведки на твердые полезные ископаемые», - автор Анатолий Череповский, регулярно радующий нашу аудиторию серьезными обстоятельными исследованиями. И подтверждает эту мысль статья от коллектива авторов компаний «Соника» и «Неоген» «3D сейсморазведка на трапповом разрезе для задач ТПИ».

АО "ПАНГЕЯ" и Ассоциация Юниорных Геологоразведочных Компаний (АЮГК) через наш журнал предлагают «Технологии для частных инвестиций». Юниорная модель предполагает вложение малого капитала на ранних этапах разведки с сохранением права на дальнейшую разработку месторождения, что позволит привлечь широкий спектр инвесторов к разработке месторождений различных полезных ископаемых. А программный комплекс «Пангея» должен стать хорошим инструментом эффективной оценки геологии потенциальных объектов недропользования.

Радует, что каждый номер в журнале появляются новые авторы, новые компании и организации, которые видят в публикациях в нашем журнале для себя интерес. Статья по теме номера от коллектива авторов Санкт-Петербургского Горного университета «Способы повышения качества результатов налёдных гравиметрических исследований (на примере изучения палеодолин Санкт-Петербурга)».

В разделе «Геофизическое оборудование», наряду с компаниями, уже регулярно публикующимися в «Приборах и системах», такими, как «Новый ВОСТОКГЕО» и «Геоспейс», представлена «Самарская геофизическая компания», предлагающая геофизикам современное сейсморегистрирующее оборудование.

Весьма позитивным фактором является продолжение темы «Импортозамещение», причем рассказом о практическом использовании российского сейсморегистрирующего оборудования. СКБ СП совместно с компанией АО «Росгеология» провели испытания системы «СКАУТ-НТ». А компания «ТСГК» рассказывает о первом производственном использовании бескабельной системы «Геотом» - «Геотом проверили на ЗУБ».

Номер получился разнообразный и информативный, представлены материалы на любой вкус и интересы. Статьи от компаний НПП «Спецгеофизика», «Ингеосервис», «Башнефтегеофизика» наверняка найдут своих читателей.

И главная мысль, которую мы хотели донести до аудитории - это то, что не бывает «легких» проектов в геофизике, и думается ее удалось раскрыть.

Интересного вам прочтения!

Главный редактор журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики»



Слонов
Дмитрий
Николаевич

Саратов | 18-20 сентября 2024 г.

Встречи на Волге

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

Продолжается работа по подготовке конференции «Встречи на Волге»

Ведущие компании, представляющие разные стороны геофизической отрасли выразили готовность представить собственные разработки, технологии и оборудование, выступив спонсорами мероприятия.

ОАО "СКБ СП"

NEW EASTGEO

GEOSPACE Technologies Eurasia

xPORT GROUP

БНГФ БАШНЕФТЕГЕОФИЗИКА

PANGEA

ЦГМ НИР ПОВОЛЖЬЯ

NOVA TECHNOLOGIES

ГЕОЕВРАЗИЯ GEOEURASIA

ОЛИМП-ОЙЛ ТОРГОВЫЙ ДОМ

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

На конференции планируется практическая демонстрация полевого оборудования нескольких сейсморегистрирующих систем, малого виброисточника, будет рассказ о новых технологиях в обработке и интерпретации сейсморазведочных данных.

Участие в конференции подтвердили компании, ведущие геологоразведочные работы в ПФО и ЮФО.

Во время работы конференции планируется мероприятие - фуршет с прогулкой на корабле по Волге, посвященный совместному торжеству - юбилеям организаций

30 лет компании «Пангея»

65 лет «Астраханской геофизической экспедиции».

Приглашаем всех, кто еще не включил «Встречи на Волге» в календарь своих событий этой осени, сделать это .

Контакты:

Матвеев
Сергей Александрович
+7-987-822-68-37
matveev_sa@mail.ru

Золотая
Людмила Алексеевна
+7-985-774-30-15
zolotaya@eago.ru

встречинаволге.рф

3D сейсморазведка на трапповом разрезе для задач ТПИ

- Ошкин А.Н., Турчков А.М., Бурденко А.А., Вязниковцев А.А., ООО «Соника», МГУ имени. М. В. Ломоносова, г. Москва.
- Воробьев Ю.В., ООО «Норникель Технические сервисы», г. Санкт-Петербург.
- Детков В.А., ООО «Красноярскнефтегеофизика», г. Красноярск.

В статье приводится опыт авторов по выполнению сейсморазведки МОГТ 3D в Норильском промышленном районе на разрезе, представленном переслаиванием базальтовых траппов. Съемка выполнялась по высокоплотной технологии возбуждения сигнала импульсными источниками в движении.

Особенности обработки и интерпретации данных не рассматриваются в данной статье.

Введение

Применение сейсморазведки для решения задач поиска и разработки твердых полезных ископаемых (ТПИ) является давно обсуждаемой темой, однако практического опыта проведения таких работ в России крайне мало. Авторам известны работы, в которых для изучения разреза используется сейсмотомография на преломленных лучах по 2D профилям. Известно несколько практических примеров использования 2D ОГТ для выделения в разрезе основных границ и разломов. Однако авторам неизвестны примеры выполнения 3D сейсморазведки в сколь-либо представительных объемах.

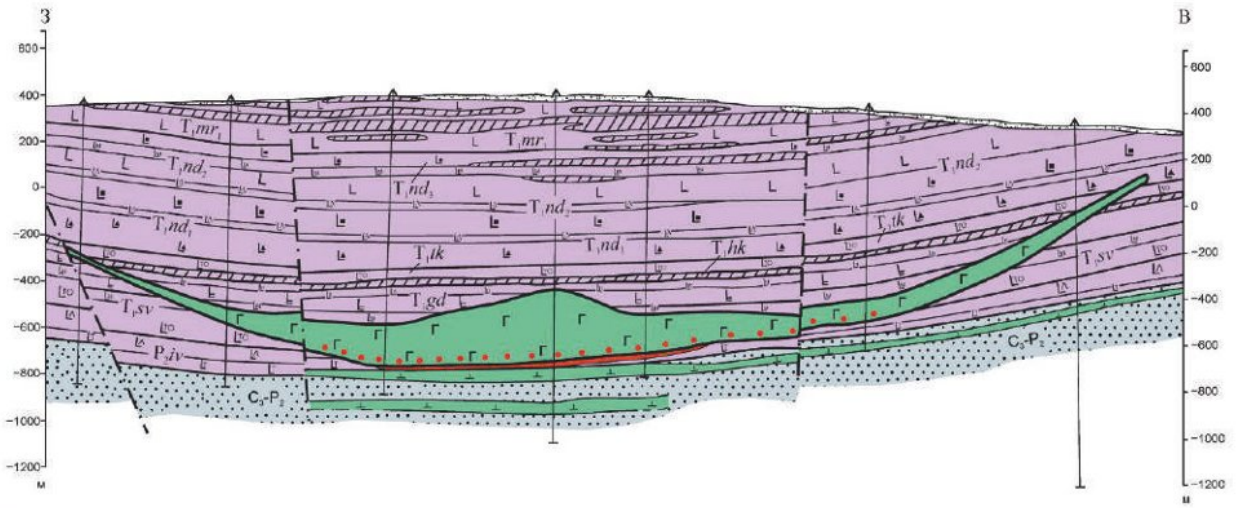
Между тем авторы статьи активно разрабатывают и внедряют технологию выполнения высокоплотных сейсморазведочных работ с применением импульсных источников с излучением сигнала непосредственно во время движения по линии возбуждения, без остановки. То есть, съемки в движении. В своей прошлой статье (Ошкин., и др., 2023) авторы утверждали, что такая сейсмика, дополненная бескабельными нодальными системами регистрации, позволяет быстро, качественно и недорого отрабатывать небольшие участки и может быть рентабельной для применения при решении задач ТПИ.

В настоящей статье авторы делятся опытом выполнения таких сейсморазведочных работ МОГТ 3D на одном из месторождений медно-никелевых руд в геологических условиях Норильского промышленного района. Работы носили опытно-методический характер. Изучаемая площадь была хорошо исследована бурением, а особенности геологического строения были известны заранее.

Основной задачей описываемых работ было изучение возможностей сейсморазведки для выделения рудоносных интрузивных тел во вмещающих базальтовых отложениях пермь-триасового возраста, а также изучение тектоники.

Условия производства работ

Работы выполнялись на участке, находящемся в северо-западной части Сибирской трапповой провинции. Геологический разрез по профилю, пересекающему участок работ, приведен на Рис. 1. (Звездов В. С., 2020). Отложения верхней перми – нижнего триаса, мощностью до 1100-1200 м, представлены породами трапповой формации (базальты, туфы и т.п.). Они являются вмещающими породами для рудоносного интрузивного тела, внедрившегося в подошвенной части траппов. Эта пачка характеризуется высокими скоростями распространения Р-волн, порядка 5000-6000 м/с.



▲ *Рис. 1. Геологический разрез, пересекающий участок работ. (По материала Звездова В. С., 2020).*

Подстилаются траппы породами тунгусской серии, представленными аргиллитами, алевролитами, песчаниками и пластами углей. Перечисленные породы отличаются пониженными скоростями Vp, вплоть до 2000-3000 м/с. При этом в самой тунгусской серии также могут находиться интрузивные тела субгоризонтального простирания.

Дневная поверхность характеризуется ландшафтами, сформированными в результате сложных геологических и климатических процессов. Перепады рельефа непосредственно на участке работ составляли около 130 м. В целом рельеф спокойный, однако встречаются резкие формы в виде ступеней, недоступные для прямого пересечения тяжелой техникой. На исследуемой площади присутствовали заболоченные участки, расположенные в поймах небольших ручьев, а также возвышенность в средней части, местами с обнаженными голыми скалами. Встречались россыпи валунов на поверхности.

Но в целом рельеф благоприятствовал выполнению сейсморазведочных работ, хотя и присутствовали крутые склоны, недоступные для тяжелой техники и не позволившие сделать систему наблюдений симметричной.

Оборудование для производства работ

В качестве регистрирующей системы применялась бескабельная нодальная сейсмостанция «GSX», производства компании «Geospace Technologies» (Рис. 2). Для повышения чувствительности одиночной группы применялся современный сейсмоприемник «GS-ONE», чувствительность которого более чем в три раза превышает чувствительность наиболее распространенных «GS-20DX».

▼ *Рис. 2. Нодальная система «GSX». Процесс проверки технических параметров нода по радиоканалу.*





▲ *Рис. 3. Импульсная группа из сцепки двух «Енисей СЭМ-50».*

В качестве источника сейсмических сигналов применялась группа на основе двух импульсных источников «Енисей СЭМ-50» (Рис. 3). Электропитание для источников обеспечивалось мобильной дизельной электростанцией.

Для управления импульсной группой использовалась система синхронизации на основе контроллера «SGD-SP» и пульта «SGD-SEL».

Определение фактических координат ПП и ПВ выполнялось с применением GNSS-систем в режиме RTK.

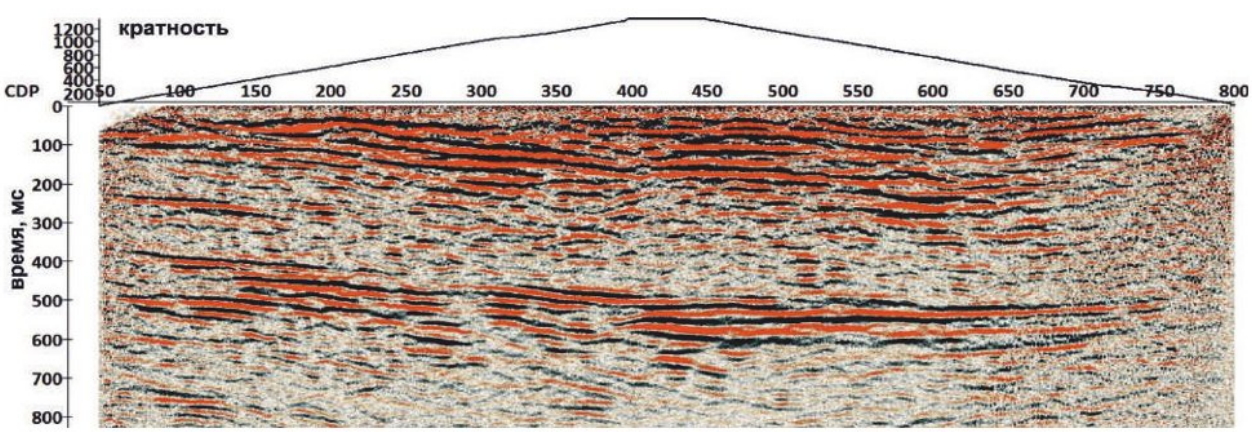
Подготовительные операции

Так как при использовании слепой нодальной системы невозможно оценить качество данных непосредственно в процессе регистрации, необходимо подтверждение о применимости сейсморазведки на конкретном участке работ. Для этого перед выполнением основной 3D съемки был выполнен тестовый 2D профиль, пересекающий участок работ. Применялась та же методика возбуждения, что и для основной съемки. Сразу после съемки 2D профиля, данные с нодов были считаны и переданы в полевую обработку.

В результате был получен разрез (Рис. 4), с выраженными отражениями на времени около 500 мс, что соответствует ожидаемому времени отражения от контрастной подошвы траппов.

Таким образом, было получено подтверждение применимости сейсморазведки для изучения конкретного геологического разреза на всем целевом интервале и обоснованы дальнейшие работы 3D.

▼ *Рис. 4. Результат полевой экспресс-обработки тестового профиля 2D.*



Методика выполнения полевых работ

Полевые сейсморазведочные работы МОГТ 3D выполнялись осенью 2023 года по технологии возбуждения импульсным источником в движении с малым шагом.

Для ускорения и удешевления полевых работ предварительная геодезическая разбивка линий и пунктов сети наблюдений не выполнялась. Раскладка системы регистрации производилась непосредственно в ходе выставления пикетов ПП в натуру с помощью GNSS-оборудования. Линии возбуждения вообще не выносились в натуру, а существовали только в системе навигации буксирующего бульдозера, куда также были загружены координаты всех пунктов приема для уменьшения вероятности наезда при выполнении работ. Водитель импульсной группы в реальном времени видел свое положение относительно элементов системы наблюдения на экране навигатора.

После расстановки нодальной регистрирующей системы была выполнена съемка фактических координат ПП (в первую очередь для определения высотных отметок), а также выполнены тесты нодов посредством входящей в комплект станции «GSX» системы тестирования «Line Viewer» по радиоканалу.

Система наблюдений изначально проектировалась как пластичная, учитывающая особенности дневной поверхности, влияющие на выполнение съемки. В качестве опорной была выбрана сеть со следующими параметрами:

Шаг ЛПП	160 м
Шаг ЛПВ	100 м
Шаг ПП	20 м
Шаг ПВ	плавающий, около 5 м
Количество ПП	не менее 1000
Выносы	пунктами возбуждения

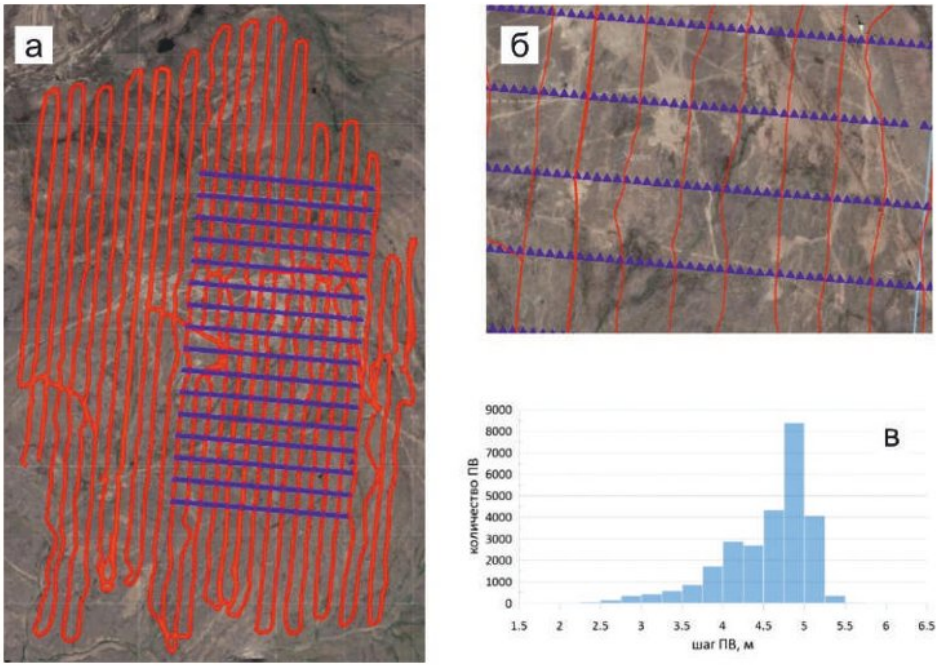
Пункты приема были установлены в проектные координаты, а вот пункты возбуждения располагались вдоль проектной линии с возможностью отклонения от нее, если поверхностные условия не позволяют или затрудняют нахождение строго на линии (резкие черты рельефа, ручьи, крупные камни, скальные поверхности без снежного покрова и т.п.).

Отклонение ПВ от проектных координат не вызывает проблем при обработке в случае фиксации фактических координат каждого ПВ. Основным критерием для расположения ПВ было сохранение некоей средней плотности ПВ на единицу площади съемки.

На Рис. 5-а приведена общая карта расположения ПВ и ПП. На севере и юге линии возбуждения (ПВ обозначены красными точками) ограничивались ручьями и заболоченными участками, на востоке крутыми формами рельефа.

Увеличенный фрагмент сети наблюдений приведен на Рис. 5 -б. Хорошо видна равномерная сетка ПП (синие треугольники), и искривленная поверхностными условиями сеть пунктов возбуждения. Ввиду малого шага между ними красные точки сливаются в сплошную линию. Как видно из -в, средний фактический шаг ПВ составил 4,0...5,25 м.

Так как применяемая система регистрации является слепой, пульт оператора сейсмостанции как таковой отсутствовал. Однако для контроля за процессом возбуждения, был организован мобильный пункт управления, целью которого был контроль за процессом возбуждения в целом, перемещением импульсной группы по участку исследований, а также за корректностью работы импульсной группы. Мобильный пункт управления был размещен на одном из вездеходов сопровождения. Из-за сложного рельe-



▶ *Рис. 5. Система наблюдений. а) – общий вид, б) – увеличенный фрагмент, в) – распределение шагов ПВ по всему объему.*

фа, мобильный пункт управления при необходимости перемещался по площади наблюдений для обеспечения стабильной радиосвязи с импульсной группой.

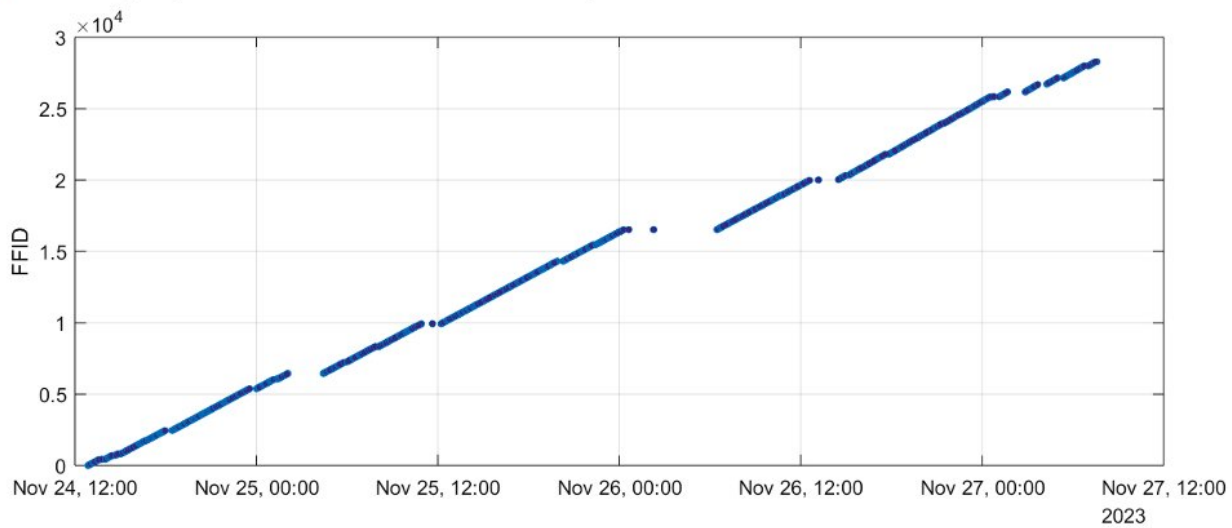
Вся съемка выполнялась единым шаблоном – были установлены и активны все пункты приема, на которые велась регистрация. Импульсная группа при этом последовательно отработала все линии возбуждения.

Так как скорость заряда конденсаторов применяемых источников позволяла выполнять возбуждение с интервалом 6 секунд, для достижения шага между ПВ 5 м была выбрана скорость движения импульсной группы 3 км/ч.

Весь объем линий возбуждения, суммарной протяженностью около 120 км был выполнен менее чем за 72 часа. На приведен график выполнения возбуждения во времени. Возбуждение производилось круглосуточно, с небольшими технологическими окнами.

Всего было выполнено более 28 тыс. физнаблюдений.

▼ *Рис. 6. Процесс выполнения съемки 3D во времени.*



Общее время нахождения полевой партии на участке работ составило 14 дней, в которые входили подготовительные операции, тест на идентичность, съемка 2D и 3D, сбор нодов системы регистрации.

Контроль качества

Как уже отмечалось выше, классический контроль качества путем анализа сейсмограмм в реальном времени невозможен при использовании слепых регистрирующих систем. Однако, существует и иной подход к контролю качества, предлагаемый, например, компанией Sercel для высокоплотных данных (Tellier, 2018).

Суть подхода в следующем: при высокой плотности регистрации значимость одного физнаблюдения (или сейсмического канала) уменьшается. То есть, нет нужды контролировать каждую сейсмограмму, нужно стремиться к тому, чтобы среднее качество сейсмограмм было удовлетворительным.

В случае, если доподлинно известно, что сейсморазведка на конкретном участке дает результаты, известно, что уровень микросейсм находится на допустимом уровне (например, в случае слабых или отсутствующих ветровых помех), а самое главное – сейсморазведочное оборудование, как регистрирующее, так и возбуждающее, работает корректно, то нет предпосылок к получению некачественных данных. Случайные отклонения на одиночных сейсмограммах или приемниках с лихвой могут быть компенсированы высокой плотностью съемки.

Данный подход реализован и на описываемых работах.

Как уже отмечалось выше, перед началом съемки 3D был выполнен тестовый профиль 2D, продемонстрировавший наличие отраженного сигнала на всем целевом интервале исследований. Эта съемка показала фактическую применимость сейсморазведки на конкретном разрезе, поэтому главной задачей полевой партии была необходимость обеспечения корректности работы полевого оборудования.

Регистрирующее оборудование может быть проконтролировано встроенными системами радиообмена, техническими параметрами: уровнем заряда батарей, результатами внутренних тестов. Что и было выполнено после установки пунктов приема на площади. Ввиду малой продолжительности съемки данная процедура не повторялась.

Особое внимание уделялось корректности работы импульсной группы. Перед началом полевых работ, а также на протяжении всего периода полевой съемки после каждой рабочей смены производилось техническое обслуживание источников:

1. Внешний осмотр оборудования и соединительных кабелей;
2. Осмотр элементов электродвигателей на предмет наличия усталостных трещин;
3. Проверка зазора электродвигателей;
4. Осмотр электронных компонентов на предмет выявления механических повреждений от работы источника;
5. Анализ записей с акселерометров и анализ технической информации о состоянии систем источников.

При выявлении проблем производилось обслуживание и ремонт источника для устранения неисправности.

Не менее важной задачей был контроль за стабильностью работы системы определения координат ПВ. Применяемое оборудование позволяло транслировать показания GNSS-системы на экран ноутбука в кабине тягача, что позволяло в

случае неисправности своевременно остановить съемку и устранить неисправность. Однако для повышения надежности получаемых данных после каждой рабочей смены осуществлялся анализ полученных данных для выявления возможных ошибок.

При выполнении съемки оборудование работало корректно. Поломок не было. Из важных отклонений было отключение базовой станции GNSS-системы, что понизило точность определения координат ниже критической. Неисправность была выявлена оперативно, и линия возбуждения, на которой она произошла, была пройдена импульсной группой еще раз. Сейсмограммы, полученные при отключенной базовой станции, были отбракованы.

Одиночные сейсмограммы с выявленными отклонениями в работе импульсной группы и системы навигации также отбраковывались.

Всего было зарегистрировано 28 275 ф.н. В работу после отбраковки принято 27 237 ф.н.

Результаты сейсмической съемки

Исходные полевые записи отличаются невысоким соотношением сигнал/помеха, особенно для сортировки ОПВ, на которой особенно хорошо проявляются поверхностные волны от буксирующего трактора, приходящие на всем времени регистрации, в том числе до прихода головных продольных волн (Рис. 7).

Среднее соотношение сигнал/помеха составило 1,41 по всей площади работ (Рис. 8). Медианное – 1,29.

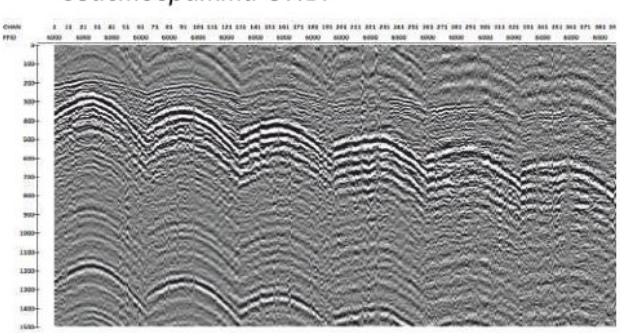
Однако это типичный результат для полевых материалов, получаемых при высокоплотной съемке в движении. Основное шумоподавление происходит при суммировании по ОГТ при высокой кратности. На Рис. 9. приведена получившаяся карта кратности для бина 25х25 м. Максимальные значения достигают 7000 отражений на бин в центральной области.

Тут нужно отметить, что приведенная карта учитывает все ПВ и ПП. Безусловно, при выполнении обработки сейсмограммы ОГТ ограничивались некоторым максимальным выносом, и реальная кратность была ниже. Однако в любом случае она оставалась очень высокой, что и позволило эффективно подавить шумы.

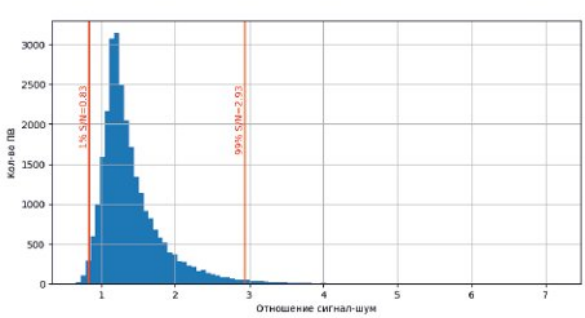
В результате обработки был получен сейсмический куб, признанный пригодным к интерпретации.

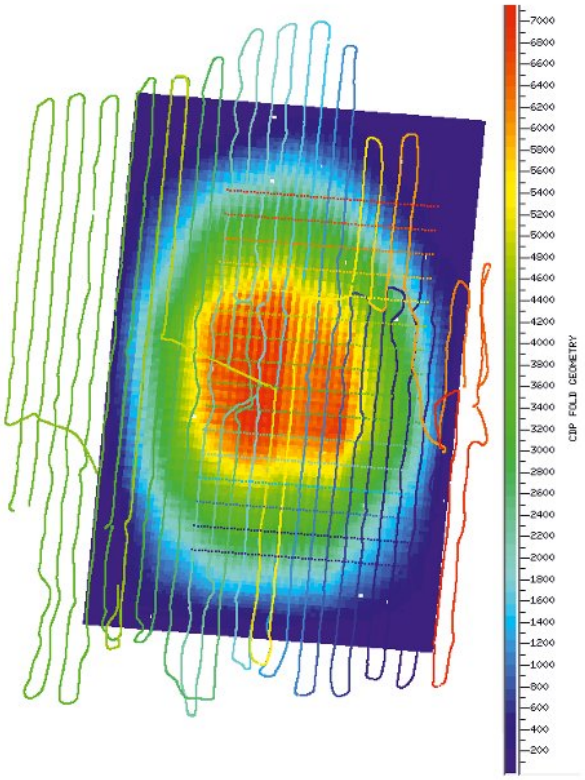
На Рис. 10. слева приведен пример одного из сечений куба. Яркие отражения на временах 500-600 мс – тунгусская свита низкоскоростных осадочных пород с прослоями магматических тел в ней. Целевая толща базальтовых траппов представлена над этими отражениями.

▼ *Рис. 7. Пример сырых данных МОГТ 3D. Сейсмограмма ОПВ.*



▼ *Рис. 8. Гистограмма распределения соотношения сигнал/помеха.*





▲ *Рис. 9. Карта кратности для бина 25х25 м. Максимальные значения достигают 7000.*

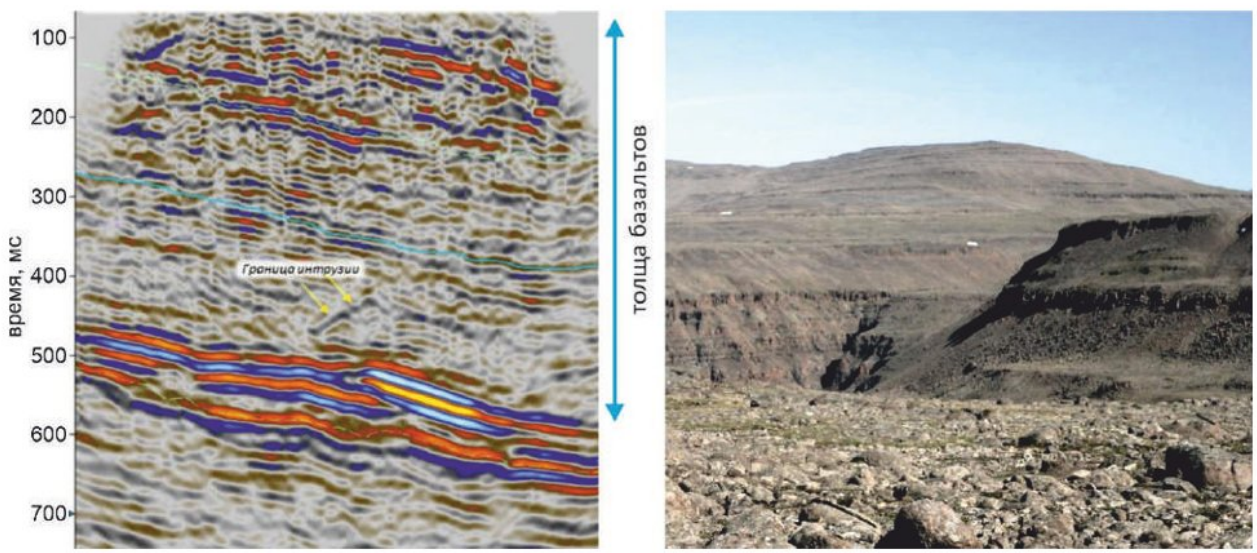
Как видно из рисунка, по сейсмическим данным хорошо прослеживается слоистое строение базальтового покрова. На фото справа это хорошо продемонстрировано.

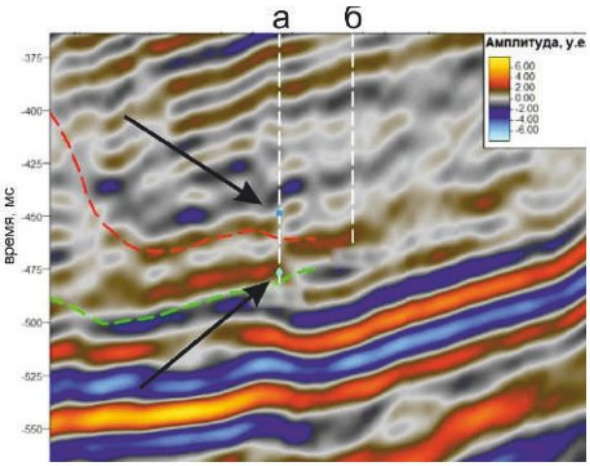
Изучаемое интрузивное тело оказалось слабоконтрастным на фоне вмещающих пород. Разные элементы тела выделялись в разных атрибутах, различных представлениях. Однако применение правил корреляции сейсмической записи позволили восстановить интрузивное тело в объеме в полном соответствии с результатами бурения. Отклонения составляли первые десятки метров, что соответствует разрешающей способности сейсморазведки на таких глубинах.

На Рис. 11. приведен любопытный пример сейсморазведочных данных на краю интрузивного тела. Тело имеет сложную форму и переменную мощность, и утоньшается к краям. Скважина А на рисунке вскрыла как кровлю, так и подошву интрузии, а соседняя скважина Б нет. Мощность интрузии по данным бурения на этом участке составляет около 60-80 м. На сейсмической записи наблюдается разлом между скважинами, по которому кровля интрузивного тела могла опуститься ниже забоя скважины Б, либо внедрение магматического расплава могло быть остановлено разломом в направлении вправо по рисунку.

Рисунок демонстрирует детальность

▼ *Рис. 10. Справа - пример сечения сейсмического куба с наиболее проявившейся границей интрузивного тела. Справа - слоистое строение базальтовых траппов плато Путорана.*





▲ *Рис. 11. Сейсмическая запись на краю интрузивного тела. Стрелками указаны кровля и подошва интрузии, вскрытые скважиной А. Скважина Б не вскрыла интрузивное тело. Пунктиром показаны корреляции кровли и подошвы интрузии.*

получившихся сейсмических изображений, позволяющих при должных вводных производить корректную геологическую интерпретацию.

Помимо выделения границ в траппах и контуров самого интрузивного тела, неожиданно многочисленными оказались проявления тектонических нарушений (Рис. 12).

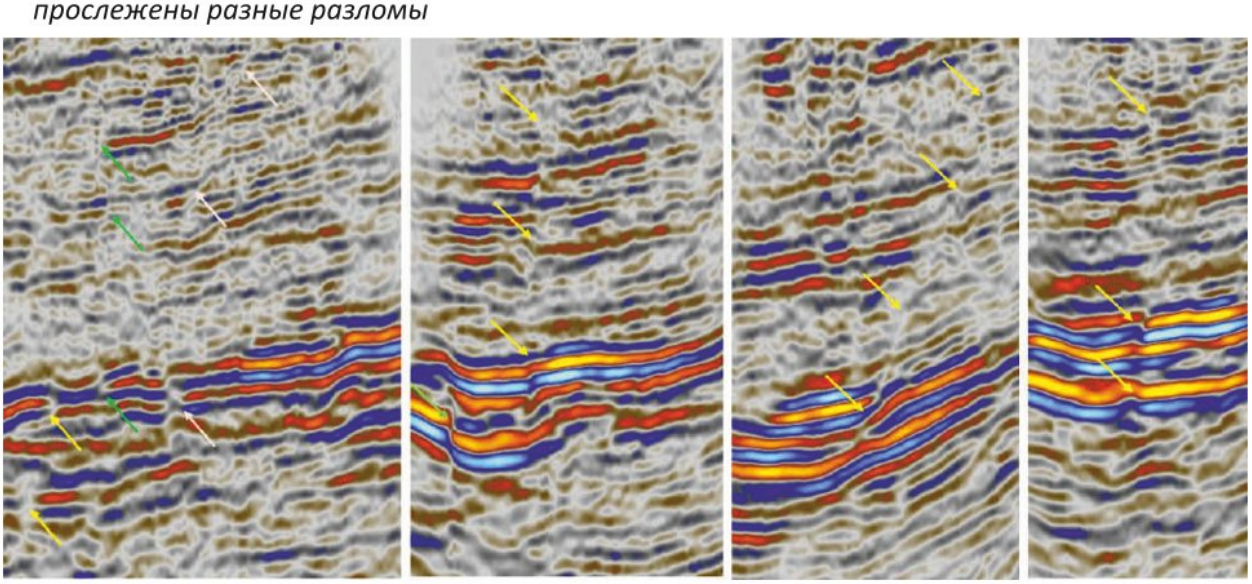
Еще более эффектным выглядит проявление тектонических нарушений в картах атрибута когерентность, рассчитанных по изохронам сейсмических горизонтов (Рис. 13). Отдельные разломы прослеживаются как в горизонтальном направлении, так и в вертикальном. Как в волновом поле, так и в атрибутах когерентность и аналогичность. Наиболее яркие совпадают с разломами, известными ранее по результатам геологических исследований и бурения. Таким образом, нет сомнений в том, что получаемые разломы реальны, а не являются артефактом обработки шумных данных.

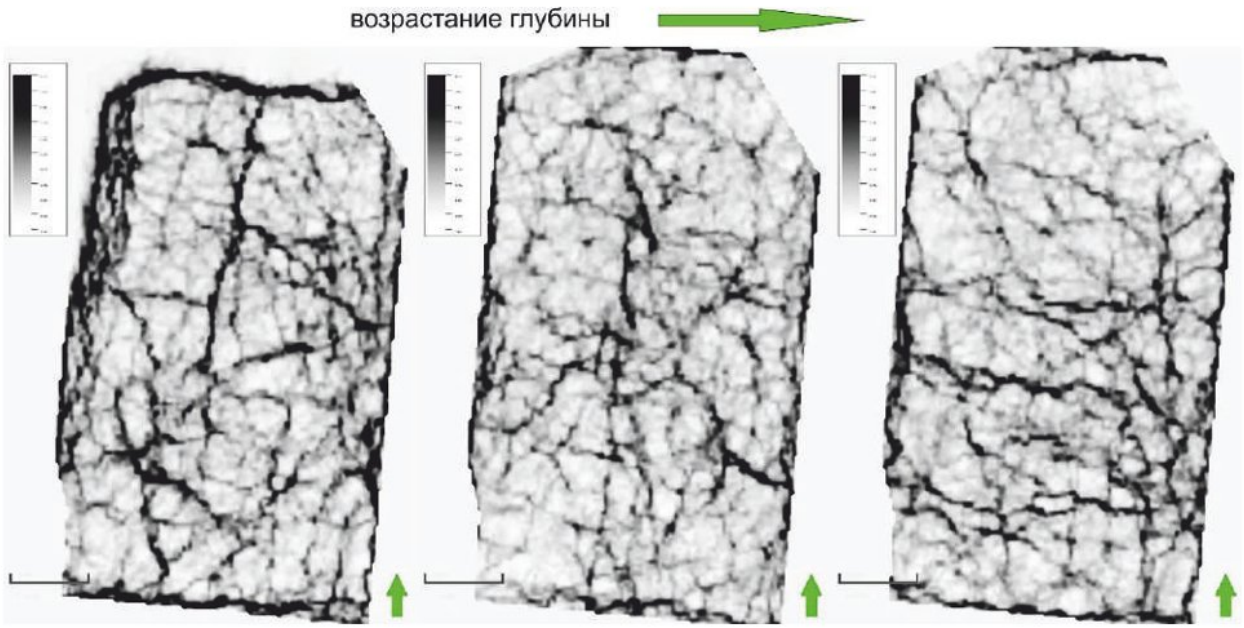
Выводы

Выполненные сейсморазведочные работы МОГТ 3D позволили решить все поставленные геологические задачи: изучить разрезы на глубину до 1,5 км, оконтурить интрузивное тело сложной формы, выявить тектонические нарушения.

Благодаря использованию бескабельной системы регистрации пункты приема были разложены на участке работ небольшим полевым отрядом за короткий срок. Отсутствие кабельных соединений позволило упростить пересечение линий возбуждения и приема и опера-

▼ *Рис. 12. Выделение разломов на сейсмической записи. Стрелками разных цветов прослежены разные разломы*





▲ *Рис. 13. Выделение разломов в картах атрибута когерентность.*

тивно менять траекторию перемещения импульсной группы без предварительной подготовки (изготовления «ворот» и т.п.).

Опыт выполнения работ вновь подтвердил значительные преимущества использования бескабельных регистрирующих систем над кабельными даже при отсутствии необходимости в рубке леса. Главным достоинством последних является получение и анализ сейсмических данных в режиме реального времени. Но простота и скорость развертывания и сбора бескабельных нодов, невиданная для кабельных систем гибкость в создании систем на наш взгляд перевешивают невозможность контроля данных онлайн. При должной модификации подхода к контролю качества вполне допустимо успешное применение даже слепых нодальных систем. А если учесть, что в настоящее время развиваются бескабельные системы, позволяющие хотя бы частично считывать зарегистрированные сейсмические данные без снятия нодов с профиля, то отказ от кабельных систем представляется лишь делом времени.

Принципиально важным является вывод о применимости сейсморазведки для изучения трапповых отложений. Последние, как правило, являются осложняющим сейсмические данные фактором, однако опыт авторов показывает, что это по крайней мере не всегда так. Надежно зарегистрированы отражения не только в толще траппов, но и от сложноустроенной подошвы, а также от границ ниже нее. Вероятнее всего мощности применяемой группы из двух маломощных «Енисей СЭМ-50» было недостаточно для получения более глубоких отражений из-за наличия контрастной границы, однако при увеличении мощности излучателя, есть шансы получить разрез на бóльшую глубину.

При анализе финальных сейсмических разрезов может возникнуть впечатление, что они очень зашумлены и отличаются от классических «гладких» разрезов, получаемых в нефтяной сейсмике по классической технологии. Это предположение подкрепляется сильно зашумлен-

ными исходными полевыми данными.

Непривычный результат действительно может быть следствием шумов. Прямого сравнения материалов, полученных разными технологиями на конкретном разрезе нет. Но не стоит забывать о том, что изучаемый геологический разрез отличается от классических осадочных разрезов, к которым привыкли сейсмики.

В статье (Турчков и др., 2022) авторы сравнивали результаты, полученные по технологии съемки в движении с аналогичными данными, полученными по классической технологии с остановками на каждом ПВ. Съемка также выполнялась на трапповых отложениях. Результаты, хоть и были невыразительными с точки зрения геологического строения, однако продемонстрировали полную идентичность разрезов ОГТ и даже небольшое расширение спектра в право при съемке в движении.

Кроме того, опыт авторов на работах по этой технологии съемки на осадочном разрезе показал, что при сравнении с архивной 2D съемкой, выполненной с применением взрывного источника, данные, получаемые при высокоплотном возбуждении в движении как минимум не хуже, а часто лучше (Ошкин и др., 2023).

Кажущаяся шумность данных может быть следствием развитой системы разломов (Рис. 13), работающих как рассеиватели сейсмического сигнала.

Большой практический интерес представляет собой выполнение инверсии полученных сейсмических данных. По имеющейся информации породы интрузии отличаются повышенными плотностями, и должны хорошо выделяться на результатах инверсии. Теоретически, инверсия позволила бы выделять и значительно более мелкие рудоносные объекты. Возможно, позволила бы расчленить само интрузивное тело с выделением отдельных областей, отличающихся степенью оруденения. Однако инверсия требует наличия качественных данных ГИС, в первую очередь данных акустического каротажа, который в исследованиях на ТПИ не входит в комплекс ГИС. Поэтому выполнить инверсию не было технической возможности. Тем не менее, авторы считают, что в перспективе такое дополнение результатов сейсморазведки МОГТ может показать значительный рост информативности съемки.

Авторы ожидают, что в будущем можно будет улучить результат и экономическую эффективность выполнения сейсмики на ТПИ, путем оптимизации технологий и работы оборудования, путем расчета более оптимальных систем наблюдений. Потенциал возбуждения импульсными источниками в движении раскрыт далеко не полностью.

Литература

1. Звездов В. С. Механизмы внедрения базитовой магмы в многослойную толщу чехла Восточно-Сибирской платформы и влияние деформационных свойств пород на размещение и морфологию рудоносных трапповых интрузивов (на примере Норильского района) – Отечественная геология., 2020., №. 3., с. 47-74.

2. Ошкин А. Н., Турчков А. М., Бурденко А. А., Вязниковцев А. А., Гладилов Д. В., Мосягин Е. В., Детков В. А. Сейсморазведка малых объектов: быстро, качественно, недорого. – Приборы и системы разведочной геофизики, 4(79)/2023., с.52-60.

3. Турчков А. М., Ошкин А. Н., Детков В. А., Мосягин Е. В., Воронцов В. В. Опыт

применения высокопроизводительного способа получения сейсмических данных в районе действующих рудников ПАО «Норильский Никель». – Приборы и системы разведочной геофизики, 1(72)/2022.

4. Tellier N., Wilcox S. Confidence in data recorded with land seismic recorders // First Break. 2018. vol. 36 issue 1 pp: 53-59

Подробнее об авторах



Ошкин
Александр Николаевич
Технический директор ООО "Соника", ассистент кафедры Сейсмометрии и геоакустики МГУ имени М. В. Ломоносова.



Турчков
Алексей Михайлович
Ведущий геофизик ООО "Соника", ассистент кафедры Сейсмометрии и геоакустики МГУ имени М. В. Ломоносова.



Воробьев
Юрий Вадимович
Главный специалист Управления Исследований и Развития ООО "Норникель Технические сервисы»



Бурденко
Александр Андреевич.
Геофизик ООО "Соника", аспирант кафедры геофизических методов исследования земной коры МГУ имени М. В. Ломоносова.



Вязниковцев
Андрей Александрович
Геофизик ООО "Соника", аспирант кафедры Сейсмометрии и геоакустики МГУ имени М. В. Ломоносова.



Детков
Владимир Алексеевич
ООО «Красноярскнефтегеофизика». Кандидат технических наук.

Особенности сейсморазведки на твердые полезные ископаемые

Череповский А.В., АО «Росгеология», г. Москва.

В сложившейся в последние годы международной обстановке особое значение приобретает обеспеченность нашей промышленности твердыми полезными ископаемыми (ТПИ). Геофизические методы исследований, включая сейсмические, доказали свою эффективность при поисках и разведке черных, щелочных и драгоценных металлов, урана, алмазов и других видов ТПИ. Сейсморазведка на ТПИ применяется всё шире благодаря возможности получать детальные изображения сложнопостроенных сред и картировать рудные тела и зоны крутопадающих и субвертикальных тектонических нарушений. Это минимизирует инвестиционные риски по освоению месторождений ТПИ благодаря сокращению количества разбуриваемых скважин и более оптимальному планированию глубоких шахт.

На недавнем пленарном заседании в Госдуме министр природных ресурсов и экологии РФ, Александр Козлов, подчеркнул, что «геологоразведка – это новые месторождения, сырьевой суверенитет нашей страны» [6]. Как известно, наша страна по ряду видов твердых полезных ископаемых (ТПИ) зависит от внешних закупок: например, по литию, плавиковому шпату, титану, ниобию и марганцевым рудам. Эти и другие виды полезных ископаемых уже исторически, десятилетиями, импортируются в страну. В связи с этим Федеральное агентство по недропользованию «Роснедра» расширяет проект "Геология: возрождение легенды", и в интервью информационному агентству «Прайм» руководитель агентства «Роснедра», Евгений Петров, отметил, что необходимо активизировать работу по сокращению зависимости российской экономики от импорта [7].

Геофизические методы исследований, включая сейсмические, доказали свою эффективность при поисках и разведке черных, щелочных и драгоценных металлов, урана, алмазов и других видов ТПИ [2, 3, 4]. В последние годы сейсморазведка на ТПИ применяется всё шире, хотя во многих случаях она сталкивается с большими трудностями из-за отсутствия выдержанных и сильных отражающих границ, характерных для горизонтально-слоистых сред в осадочных бассейнах при поисках и разведке углеводородного сырья (УВС). Несмотря на это, сейсморазведка на ТПИ позволяет получать детальные изображения сложнопостроенных сред и, в благоприятных случаях, обеспечивает картирование рудных тел и зон крутопадающих и субвертикальных тектонических нарушений. Существенные аппаратурно-методические различия между сейсморазведкой на УВС и на ТПИ показаны в таблице 1.

Задача повышения эффективности добычи ТПИ актуальна по всему миру. Десятки сейсмических съемок на ТПИ – как 2D, так и 3D – выполнены в Канаде, в Европе (Швеция, Финляндия, Испания), в Австралии, в Южной Африке и в России (Поволжье, Предуралье, Таймыр, Якутия) с целью оконтуривания рудных тел, обнаружения кимберлитовых трубок и планирования глубоких шахт. Что касается зарубежного опыта, то есть примеры успешных сейсмических исследований на залежи урана в Канаде, на никелево-медные рудные тела в Финляндии и на золотосодержащие породы в Южной Африке.

В Генеральной геофизической компа-

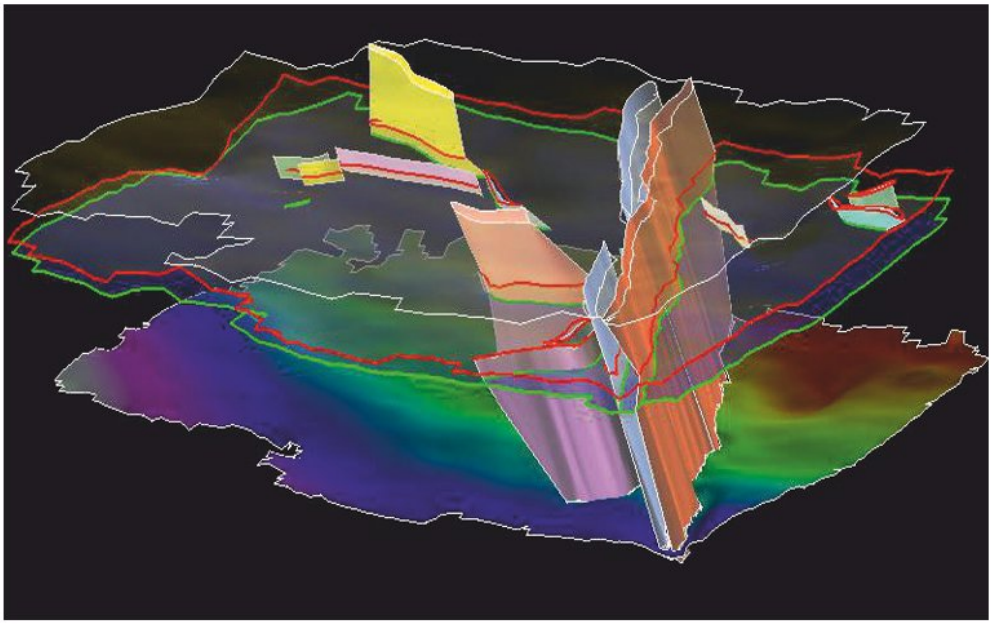
Сейсморазведка на УВС	Сейсморазведка на ТПИ
Большие глубины исследований: от 2-3 до 5-6 км	Небольшие глубины исследований: от первых десятков метров до 1-1,5 км
Большие площади работ: типично 200-300 кв.км, иногда 500-1000 кв.км и больше	Небольшие площади работ: от 5-6 до 15-20 кв.км
Большие сроки полевых работ: несколько месяцев, а иногда несколько лет	Небольшие сроки полевых работ: одна или две недели
Большие сейсмопартии: от 5 -10 тысяч до 60-100 тысяч регистрирующих каналов	Небольшие сейсмопартии: от 200-300 до 1-2 тысяч регистрирующих каналов
Возбуждение волн мощными источниками: группы тяжелых виброисточников по 4-5 установок; группы импульсных источников до 12-16 штук; заряды ВВ несколько кг	Возбуждение волн одиночными источниками: легкие виброустановки; импульсные источники; взрывы ВВ по 100-5600 тяжелых виброисточников по 4-5 установок; заряды ВВ по 100-500 г
Большой шаг между ПВ и ПП (25 или 50 м), что позволяет получить высокую кратность наблюдений МОГТ только на больших временах регистрации	Сокращенный шаг между ПВ и ПП (5 -10 м), который обеспечивает высокую кратность и плотность наблюдений МОГТ даже на малых временах регистрации

▲ *Табл. 1. Аппаратурно-методические различия между сейсморазведкой МОГТ 3D на УВС и ТПИ.*

нии (СЖЖ, Франция) всегда уделялось большое внимание рудной сейсморазведке и ее комплексированию с другими геофизическими методами (ВСП, гравиразведка, магниторазведка, электроразведка методом вызванной поляризации, электромагнитные методы). Большие успехи были достигнуты в Южной Африке, где сейсмика была нацелена на оптимизацию прокладки шахтных стволов с использованием высокоразрешающих структурных изображений. Для проектирования и эксплуатации глубоких шахт очень важно закартировать зоны нарушений с амплитудами смещений менее 10 м, которые могут служить путями прорыва воды и проникновения взрывоопасных горючих газов (метана и водорода в первую очередь).

При сейсморазведке 3D на платину в Южной Африке, при глубинах залегания рудных тел от 500 до 1300 м, применялись небольшие активные приемные расстановки: 7 линий по 80 каналов [2]. Использовались группы по 6 стандартных геофонов SM-4 на базе 15 м. Но шаг между линиями был равен 120 м, а шаг ПП по линиям – 15 м, что позволило получить плотность ПП, равную 555 на 1 кв.км (что в 10 раз больше, чем при стандартных съемках на нефть и газ). Плотность по ПВ была также достаточно высокой: 444 ПВ на 1 кв.км. Группа из двух вибраторов возбуждала 4 свип-сигнала на каждой точке возбуждения: 1-й свип-сигнал в диапазоне 10–80 Гц для последующего анализа первых вступлений; затем 3 логарифмических свип-сигнала в диапазоне 30–180 Гц. В результате в целевом интервале, на временах регистрации 350-400 мс, было получено высококачественное изображение целевого горизонта UG2 и построена объёмная структурная модель рудного тела (Рис.1).

Таким образом, компанией СЖЖ в Южной Африке было показано, что высокоразрешающая сейсмика 3D может играть важную роль в определении геометрии рудных тел и тонких пластов.



▶ *Рис. 1. Объёмная структурная модель платино-содержащего рудного тела.*

При этом стоимость площадной сейсмики 3D (включая полевые сейсмические работы, обработку и интерпретацию данных) составила около 1% от стоимости всего горнорудного проекта [2].

В Швеции сейсморазведка 2D и 3D уже несколько десятков лет успешно применяется для поисков и разведки железорудных тел, отличающихся от вмещающих пород более высокой плотностью и, соответственно, более высокими скоростями пробега акустических волн [4]. Чтобы обнаружить крутопадающие рудные тела (40-50 градусов и больше) на достаточно больших глубинах и избежать бурение пустых скважин, необходимы высокоразрешающие сейсмические исследования МОГТ. Например, в 2019 г. в центральной части Швеции на площади 6 кв.км была выполнена съемка МОГТ 3D с достаточно высокой плотностью наблюдений (Рис.2). С использованием сети имеющихся дорог и просек было установлено 1266 ПП с шагом 10 или 20 м. Использовался одиночный колесный тяжелый вибратор (32 тонны), свип-сигнал 10-160 Гц длительностью 20 с. Интервал между виброточками составил 10 м. В результате этих работ были уверенно зарегистрированы отраженные волны от железорудного тела, простирающегося по крайней мере на 300 м дальше, чем было известно по данным бурения. Таким образом, сейсмическая съемка позволила выявить дополнительные запасы 10 млн. тонн руды, которые предстояло подтвердить бурением.

В США, а именно в штате Иллинойс, проходку угольных шахт осложняют крутопадающие магматические дайки. Обычно они имеют толщину до 10 м, но отдельные дайки имеют толщину до 100 м. Магниторазведка успешно картирует

▼ *Рис. 2. Вибрационные сейсмические исследования 3D в районе железорудной шахты в центральной части Швеции.*





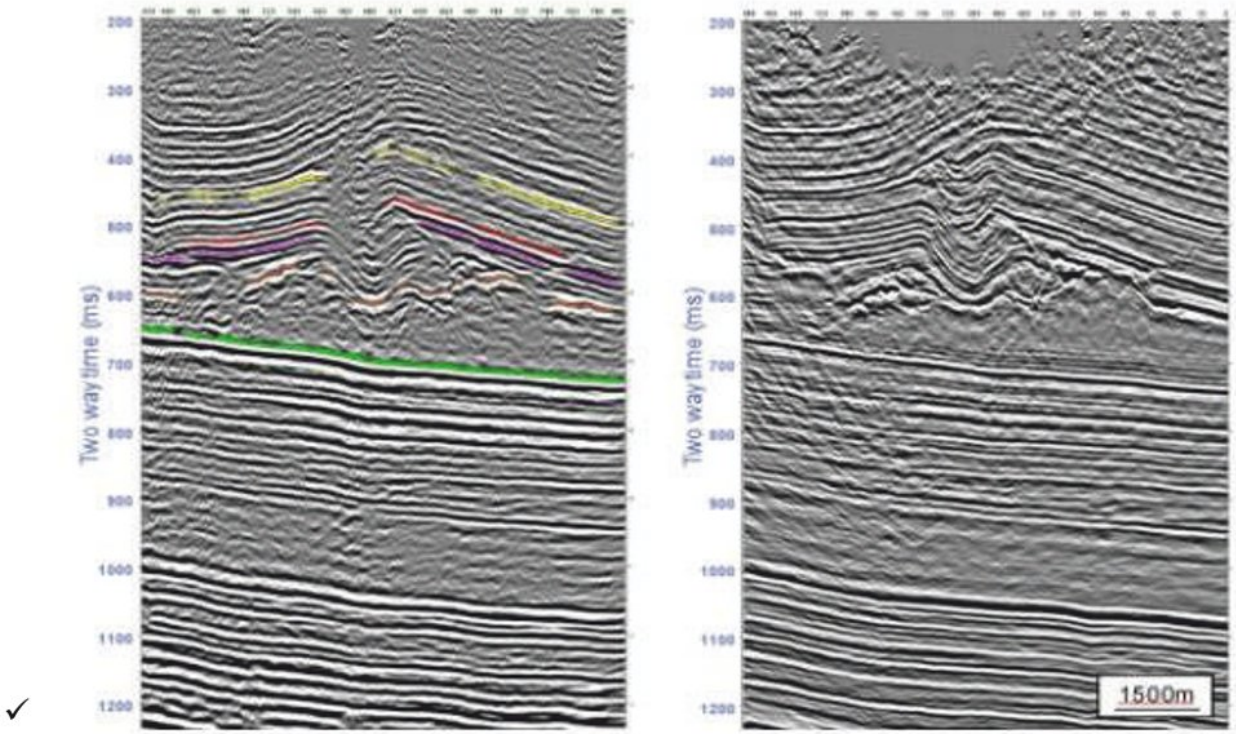
▲ *Рис.3. Сейсмические работы в США (штат Иллинойс) для картирования крутопадающих магматических даек. Источник – ускоренный падающий груз весом 50 кг.*

неглубокие дайки, но высокоразрешающая сейсморазведка МОГТ целесообразна для получения информации об ориентации даек. В отчете Геологической службы штата Иллинойс [8] были описаны результаты работы небольшой партии 2D с компактным источником: ускоренный падающий груз весом 50 кг (Рис. 3). Шаг точек возбуждения был равен 3 м. Для регистрации высокочастотных сигналов применялись 40-Гц приёмники с шагом ПП, равным также 3 м. В выводах было отмечено, что большинство вертикальных даек отчётливо выделяются на сейсмических разрезах МОГТ. В то же время, отдельные дайки надежно картируются магниторазведкой, но неуверенно выделяются на сейсмических разрезах. Возможно, они слишком тонкие для наземных сейсмических методов. Было установлено, что дайки выглядят шире на сейсмических разрезах, чем они есть на самом деле – скорее всего, по причине тепловых изменений в породах при проникновении интрузии.

В Испании – в Каталонском бассейне калийных солей – сейсмические съёмки 2D методами МПВ и МОВ выполнялись с 70-х годов прошлого века с помощью 24-канальных аналоговых станций [1]. Первые крупномасштабные сейсмические и скважинные исследования (ГИС) были выполнены в конце 80-х годов 20-го века. Сейсморазведка была необходима, прежде всего, для картирования перерывов в слое калийных солей из-за седиментационных и структурных факторов. Как известно, скорости пробега продольных волн и плотности изменяются в широких пределах для известняков, доломитов и песчаников в зависимости от их пористости. Пласты разных видов соли могут иметь разную плотность (от 1,6 до 2,2 г/см^3), но скорости пробега волн почти постоянны, поэтому виды соли трудно различать по сейсмическим данным. В Каталонском бассейне в основании эвапаритового комплекса есть выдержанный слой ангидритов, обладающих высокой скоростью пробега волн и высокой плотностью (3,85 г/см^3), поэтому слой ангидритов послужил опорным горизонтом.

В 2009 году в Каталонском бассейне был сделан переход на сейсморазведку 3D. Впервые в Испании над шахтой были получены данные 3D на площади 50 кв.км (Рис.4). Если ранее применялся взрывной источник, то при последующих съемках 3D применялся одиночный легкий виброисточник Nomad-15 (полный вес 9 тонн) для уменьшения воздействия на окружающую среду. После сравнительных опытных работ был сделан вывод, что легкий виброисточник при накапливании 4 свип-сигналов может вполне заменить взрывной способ возбуждения колебаний.

В России сейсморазведка 2D и 3D успешно используется многие десятки лет для поисков и разведки кимберлитовых трубок в Якутии, а в последние годы –



▲ *Рис. 4. Сравнение профильных (2D) и площадных (3D) данных разных лет. Слева – данные 2D, 1989 г.; справа – данные 3D, 2009 г.*

для поисков железоникелевых интрузивных тел на Таймыре. Особенность таких работ в России – это широкое применение как импортных вибрационных установок, так и отечественных импульсных источников «Енисей» в колесной модификации (КЭМ-4) или в санной модификации (СЭМ-50 и СЭМ-100). На нескольких площадях опробована высокопроизводительная методика работ 3D с импульсным источником в движении.

Удивительное разнообразие вещественного состава кимберлитов и сложность геологического строения территории Восточной Сибири привели к созданию широкого комплекса геолого-геофизических методов для поисков кимберлитовых трубок. Новшеством для алмазной геологии в Якутии и для рудной геофизики СССР явилось производственное применение сейсморазведки МОГТ в Ботуобинском алмазоносном районе с 1979 года. Были получены положительные результаты на известных кимберлитовых трубках и на рудовмещающих разломах (Рис.5). Сейсморазведка МОГТ 2D была включена в комплексную программу геологоразведочных работ в Якутской алмазоносной провинции, принятую на совещании алмазников в 1980 году в г.Мирный.

В 2011 году руководством компании "АЛРОСА" был составлен и одобрен проект под названием "Разработка и внедрение технологии трехмерной (3D) рудной сейсморазведки при поисках месторождений алмазов". В обосновании проекта утверждалось, что наибольшие перспективы для решения задачи выделения рудоконтролирующих и рудовмещающих зон, а также непосредственно обнаружения кимберлитовых тел могут быть связаны с дальнейшим развитием сейсморазведки. В действительности, применение сейсморазведки МОГТ 3D позволило обнаружить наиболее трудные в поисковом плане "слепые" рудные тела как трубочного, так и даечного типа [5].

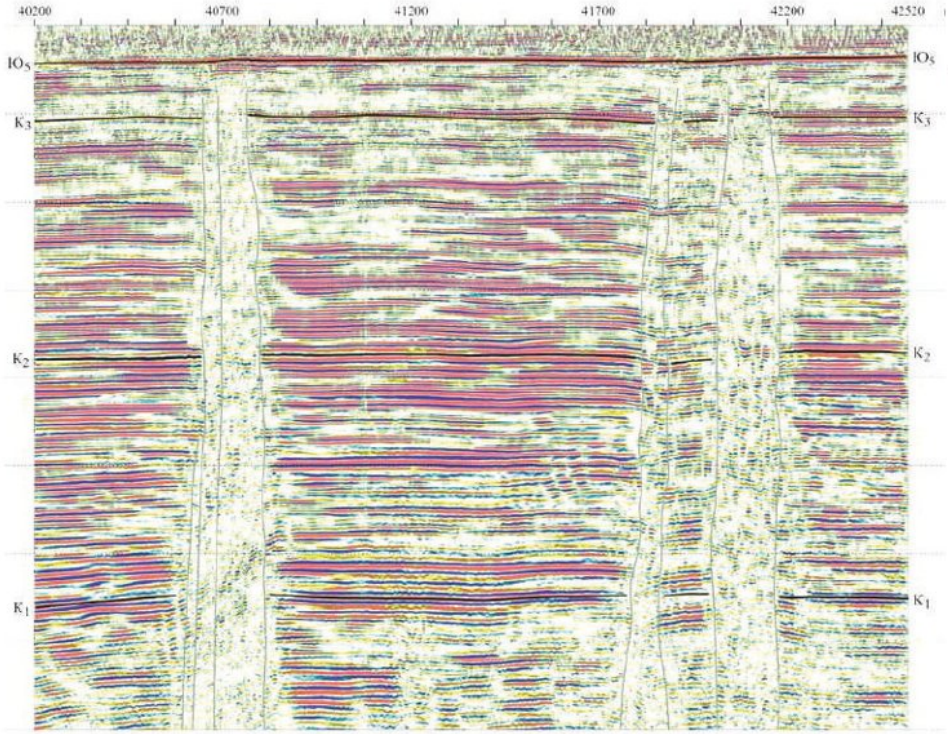


Рис. 5. Пример сейсмического разреза с вертикальными зонами отсутствия отражений, интерпретируемыми как кимберлитовые трубки. Материалы компании «АЛРОСА».

В 2014 г. на 6-й Международной геолого-геофизической конференции и выставке «Санкт-Петербург 2014. Геонауки — инвестиции в будущее» компания «АЛРОСА» показывала результаты высокочастотных сейсморазведочных работы на объекте трубочной формы – это базитовая трубка Буордахская, открытая аэромагнитной съёмкой. Сначала там были выполнены профильные высокочастотные сейсмические исследования в варианте 2D. Изучена априорная волновая картина изучаемой трубки. Полученная информация послужила основой для выбора оптимальной методики съёмки 3D. Площадь съёмки 3D составила всего лишь 1,2 кв.км, но это были высокоплотные работы с расстояниями между линиями взрыва и приёма по 50 м. Источником был взрыв в скважине на глубине 5 метров, с укупоркой водой. Применялись одиночные сейсмоприёмники с собственной частотой 100 Гц. Регистрация данных осуществлялась с шагом дискретизации 0,25 мс. По результатам этих высокочастотных сейсмических исследований 3D были определены конфигурация и размеры Буордахского разлома и вмещенной одноименной трубки. В плане форма трубки оказалась близка к изометричной, её диаметр составил около 180 м. Зафиксированный в сейсмическом поле размер трубки отличается от предполагавшегося по данным магнитной съемки (разница около 80 м).

В 2019 г. на конференции «Инженерная и рудная геофизика 2019» в г.Геленджик компания «АЛРОСА» представила следующие выводы: 1) на примере двух кимберлитовых полей установлено, что по данным высокочастотной сейсморазведки МОГТ наблюдается диагностируемая закономерность присутствия дислоцированности (латеральной, вертикальной) во вмещающей осадочной толще с кимберлитообразованием; 2) ранжирование по степени перспективности на основе дислоцированности пород кимберлитовмещающей толщи, фиксируемой в волновом сейсмическом поле, повышает прогнозную значимость исследуемых территорий, и, как следствие, геологическую эффективность поисковых работ на алмазы.

В последние годы (начиная с зимнего



▲ *Рис. 6. Работа буксируемого импульсного источника в движении на льду.*

сезона 2021-22 гг.) выполняются сейсмические работы МОГТ 2D на железоникелевые интрузивные тела на Таймыре. Для повышения производительности работ на некоторых площадях импульсный источник СЭМ-50, буксируемый бульдозером, применяется в движении, со средним шагом возбуждения около 5 м, что обеспечивает высокую плотность наблюдений и построение высокоразрешающих изображений исследуемой среды после надлежащей обработки данных с упором на подавление интенсивных помех. Практика показала, что такая методика высокопроизводительных работ позволяет уверенно регистрировать полезные сейсмические сигналы с глубин до 1 км, Рис. 6.

Заключение

В последние десятилетия сейсморазведка МОГТ применяется всё шире при поисках и разведке ТПИ благодаря возможности получать детальные изображения сложнопостроенных сред и картировать рудные тела и зоны крутопадающих и субвертикальных тектонических нарушений. Это минимизирует инвестиционные риски по освоению месторождений ТПИ благодаря сокращению количества разбуриваемых скважин и более оптимальному планированию глубоких шахт. Несомненно, что сейсморазведка способна сыграть ключевую роль в сокращении зависимости российской экономики от импорта и в обеспечении нашей промышленности всеми необходимыми ресурсами.

Литература

1. History of Geophysical Work for Potash Salt Investigation in the Catalonian Potash Basin - ICL Iberia Súria & Sallent – by I. Martinez Garcia et al., Near Surface Geoscience conference & exhibition, 4-8 September 2016, Barcelona, Spain.

2. How 3D seismic can help enhance mining by Larroque M., Postel J.-J., Slabbert M., Duweke W. – First Break, January 2002.

3. Seismic methods in mineral exploration and mine planning – Introduction. By Malehmir A., Urosevic M., Bellefleur G., et al. – GEOPHYSICS (2012), 77(5); http://dx.doi.org/10.1190/2012-0724-SPSEIN.1

4. Sparse 3D reflection seismic survey for deep-targeting iron-oxide deposits and their host rocks, Ludvika Mines-Sweden. By Malehmir A. et. al.; https://doi.org/10.5194/se-2020-141

5. Вестник компании АЛРОСА, №1 (198) январь 2013 г., с.12.

6. Козлов рассчитывает на увеличение геологической изученности Дальнего Востока до 60%. – Сообщение ТАСС, 14 мая 2024 г.; https://tass.ru/ekonomika/20788739

7. Интервью руководителя Роснедр Евгения Петрова информационному агентству «Прайм» 30 июня 2023 г. - https://www.rosnedra.gov.ru/article/15403.html

8. Отчет Геологической службы штата Иллинойс о результатах сейсморазведки 2D.

Подробнее об авторе



Череповский Анатолий Викторович
Советник Руководителя производственного блока АО «Росгеология», канд. техн. наук, автор и соавтор более 40 научных статей и докладов. Лектор ЦДУ РАН.

Ассоциация Юниорных Геологоразведочных Компаний (АЮГК) и АО "ПАНГЕЯ" предлагают технологии для частных инвестиций

Камнев П.П., Качан М.А., Шелкова С.А., АО «ПАНГЕЯ», г. Москва.

Введение

Мировой опыт убедительно свидетельствует о том, что отечественной геологоразведке необходимо активное вовлечение компаний-юниоров в практику поиска и разведки новых месторождений твердых полезных ископаемых [1]. Только за 2020 год на долю юниоров пришлось около 30% мировых расходов на геологоразведку, что эквивалентно 2,54 млрд долларов США (В соответствии с S&P Global Market Intelligence 2021), что весьма существенно, учитывая небольшой размер компаний и их зависимость от внешнего капитала [2]. Исследования канадских юниоров демонстрируют, что молодые небольшие компании способны эффективно работать в золотодобывающих регионах с высоким уровнем риска, таких как Гватемала, создавая функциональную взаимосвязь с более крупными компаниями, которые впоследствии покупают или поддерживают их деятельность через партнерские отношения.

Австралийские юниоры также осваивают существующие горнодобывающие регионы в союзе с крупными горнодобывающими компаниями или помогают на ранних этапах поиска и обнаружения наиболее критически значимых полезных ископаемых, таких как литий [3].

На текущий момент особую актуальность приобретает вопрос воспроизводства минерально-сырьевой базы страны по основным дефицитным видам минерального сырья, в соответствии с Распоряжением Правительства РФ от 30 августа 2022 г. № 2473-р «Об утверждении перечня основных видов стратегического минерального сырья». Проблема является комплексной и усугубляется, прежде всего, нарушением баланса между локализацией прогнозных ресурсов и приростом запасов промышленных категорий. Например, Томторское месторождение редких металлов, являясь одним из крупнейших в мире по запасам тантала, ниобия, титана, РЗМ и фосфатов [4], с момента открытия в 1977 году так и не было введено в эксплуатацию. Основная проблема освоения месторождения – отсутствие какой-либо инфраструктуры, и, особенно, транспортной связи, а также упорность титано-ниобатов и присутствие радиоактивного тория в составе практически всех минеральных составляющих.

Ассоциация Юниорных Геологоразведочных Компаний представляет собой частную инициативу в области геологоразведки, направленную на активизацию и модернизацию процесса поиска и добычи полезных ископаемых, а также создание благоприятной среды для частных инвестиций. Юниорная модель предполагает вложение малого капитала на ранних этапах разведки с сохранением права на дальнейшую разработку месторождения, что позволит привлечь широкий спектр инвесторов. Хотя юниоры часто являются молодыми компаниями, их не следует относить к горнодобывающим компаниям ранней стадии, поскольку это создает ошибочное впечатление, что все юниоры - новички, стремящиеся со временем превратится в средних или крупных горнопромышленников, хотя такой сценарий вполне возможен. Однако зарубежный опыт демонстрирует [5], что большинство юниорных компаний остаются в нише геологоразведки на протяжении всего своего существования.

Увеличение числа участников рынка простимулирует внедрение инноваций, облегчит доступ капитала в процесс геологоразведки. Это способствует увеличению объемов работ в экономически эффективных областях и регионах, частично сняв задачу планирования воспроизводства минерально-сырьевой базы с государственных структур.

АЮГК реализовывает принцип кластерного развития. Кластеры - эффективное решение в доразведке территорий, прилегающих к уже разведанным и разрабатываемым крупным месторождениям. Сформированная логистика и высокая степень изученности региона облегчат процессы разведки и значительно сократят себестоимость ГРР.

Взаимоотношения с партнерами

Основными технологическими компаниями-партнерами, поддержавшими инициативу АЮГК, стали АО «Пангея» и Астраханская геофизическая экспедиция - сервисные организации, разрабатывающие интегрированную систему управления и проведения ГРР. Технологии, материально-технический базис, опыт и деловые связи партнёров - основа эффективности юниорных проектов Ассоциации.

Помимо ядра АЮГК, для взаимодействия с партнерами создан Консультационный Совет. Основная организация формирует присутствие в СМИ и медиа, направляет стратегическое развитие Ассоциации, а Консультационный Совет представляет собой коллектив независимых партнёров АЮГК - физических и юридических лиц, осуществляющих технологическую, экспертную и юридическую поддержку проектов. Сообщество консультантов обеспечивает участникам Ассоциации доступ к актуальным технологиям, ресурсам, научным центрам и экспертизе, необходимым для успешного функционирования в отрасли.

Новые возможности. ТПИ и универсальные программные комплексы

В сложившейся мировой практике юниорные компании специализируются в основном на твердых полезных ископаемых. АО “Пангея” в рамках сотрудничества с АЮГК, помимо программ для работы с углеводородами, развивает технологии, ориентированные на моделирование месторождений твердых полезных ископаемых.

Система ПАНГЕЯ - основные ПО компании, направленные на сопровождение полного цикла ГРР на углеводороды, включающие в себя программы:

- PROspect
- Certainty
- ReView
- PetroExpert

На данный момент произведено масштабное обновление существующих программных комплексов, позволяющее более качественно и точно вести сопроводительные работы при разведке твердых полезных ископаемых. Обновленное ПО включает следующие программные пакеты:

- PetroExpert
- Aura
- Certainty

Целью дальнейшего развития является создание комплекса программ для моделирования полного цикла работ на твердые полезные ископаемые от ГРР до извлечения.

Помимо специализированных кластеров, существует ряд универсальных программ партнеров АЮГК:

- MDM: оцифровка геологических, геофизических, тектонических, топогеодезических карт
- MapMaker - работа с картами внутри ПО “Пангея” которые может применяться как на твердые полезные ископаемые, так и на углеводороды.

АЮГК, благодаря сформированному Консультационному Совету, даёт членам Ассоциации возможность применения этих новейших методик и разработок партнеров

ПО	Функционал
Aura	Анализ геохимических данных, базирующийся на внесении данных выборок и построении карт распределения элементов.
Certainty	Комплексная интерпретация картографической (сейсмической и не сейсмической) информации, а также данных бурения — мультиатрибутальный анализ: районирование площадей на основе кластерного анализа, прогноз структурных поверхностей и коллекторных свойств пластов, поиск объектов сходных с эталонными по проявлению в геофизических полях, получение карт достоверности прогноза.
MapMaker	Построение карт и двумерной визуализации данных в плане, привязка скважин, 3D сейсмики и дизъюнктивов к построенным гридам.
PetroExpert	Комплексная интерпретация данных ГИС и исследований керна: возможность загрузки и анализа данных группы скважин, работа с керном, увязка, отбор образцов для дополнительных исследований, интерпретация данных ГИС и определение подсчитанных параметров, построение схем корреляции и многоскважинные планшеты, массовый экспорт результатов интерпретации в сводные таблицы и графиче ские приложения.
PROspect	Обработки сейсмических данных, получение дополнительной геологической информации для сложных объектов с различным характером отражающих свойств, с любой степенью изменчивости скоростных параметров среды для любых типов регистрируемых волн, как на суше, так и на море.
ReView	Интерпретация геолого -геофизических данных. Совместную интерпретация данных ГИС и сейсморазведки 2D/3D в трехмерном пространстве, стандартная кинематическая интерпретация данных 2D/3D и сейсмофациальный анализ. А также инверсионные преобразования, включая синхронную инверсию на основе алгоритмов прогноза данных ГИС на профилях или в кубе по многомерным сейсмическим атрибутам.

для ускорения и оптимизации работы:

Из списка программ хотелось бы отметить новую разработку при поддержке АО "Пангея" - проект MDM. ПО позволяет кратно ускорить процесс визуального восстановления и оцифровки карт за счёт использования механизмов машинного зрения. Программа не имеет аналогов на рынке и позволяет выполнять:

- полный цикл задач по цифровой реставрации
- оцифровка карт (геологических, топо-геодезических, геофизических и т.д.)
- предварительная графическая обработка
- удаление цветов и цветокоррекцию
- шумоподавление
- настройку четкости изображения
- кратное повышение качества отсканированных карт

С использованием алгоритмов компьютерного зрения производится автоматизированное прослеживание изолиний, оцифровка геологической составляющей карт в формате контуров.

Широкий спектр взаимно интегрированных программных продуктов партнеров обеспечивает максимальную эффективность полного цикла ГРР на любых видах полезных ископаемых. А передовые технико-технологические разработки, архивы данных и опыт облегчают проведение полевых работ.

Задачи АЮГК

Основной целью АЮГК является формирование прозрачной, доверительной и безопасной среды для обеспечения эффективных частных инвестиций в недропользование и восполнение минерально-сырьевой базы.

Для ускорения развития отрасли необходимо:

1. Качественное технологическое развитие;
2. Использование синергии накопленного опыта и новых подходов к освоению недр;
3. Вовлечение максимального числа новых участников в процессы недропользования посредством открытия новых путей для частного капитала;
4. Максимально возможное снижение рисков инвестиций в разведку и доразведку.

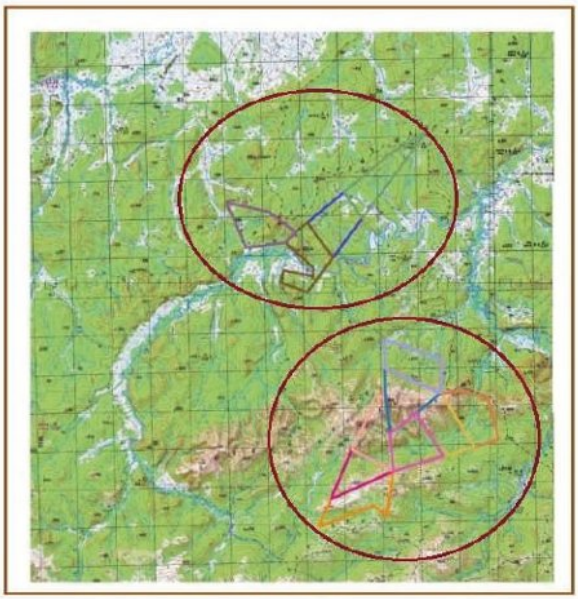
Эти амбициозные задачи, стоящие перед Ассоциацией, обуславливают ее открытость к новым партнерствам в области технологий, медиа и формирования прогрессивного отраслевого сообщества.

Кейсы

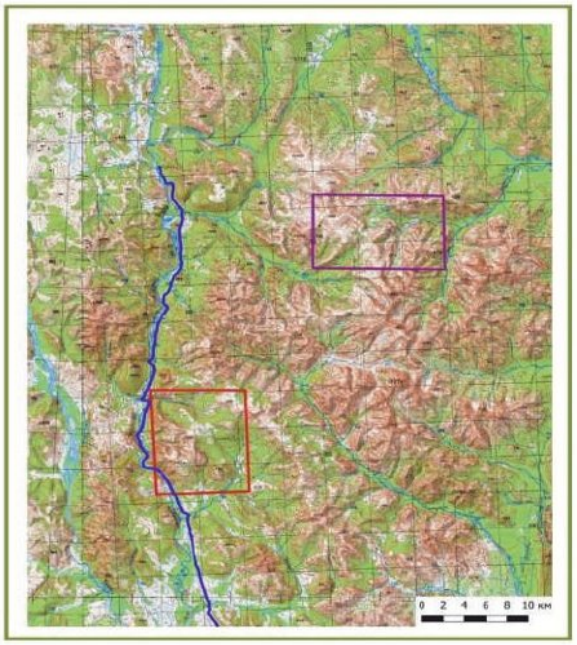
АЮГК осуществляет поддержку ряда компаний юниоров [6], осуществляющих разведку широкого спектра твердых полезных ископаемых (от золота до меди), и ведущих свою деятельность в Дальневосточном и Сибирском федеральных округах.

Дальневосточный регион характеризуется сложной тектонической структурой, а также разнообразием полезных ископаемых большого объема и качества. Одним из основных приоритетных для АЮГК полезных ископаемых в данном регионе является золото [7]. Компания осуществляет поддержку поисковых работ, как на россыпные, так и на рудные месторождения. Опираясь на геологические сведения Российского федерального геологического фонда, а также на конфиденциальные данные от компаний-партнеров, Ассоциация формирует кластеры наиболее перспективных на обнаружения искомого ресурса участков.

Золотороссыпные участки выделяются в пойменных аллювиях речных сетей, локализованных в высокопродуктивных



▲ *Рис. 1. Контуры участков недр для разведки на россыпное золото в Тунгиро-Олекминском районе Забайкальского края. В круги обведены кластеры смежных участков.*



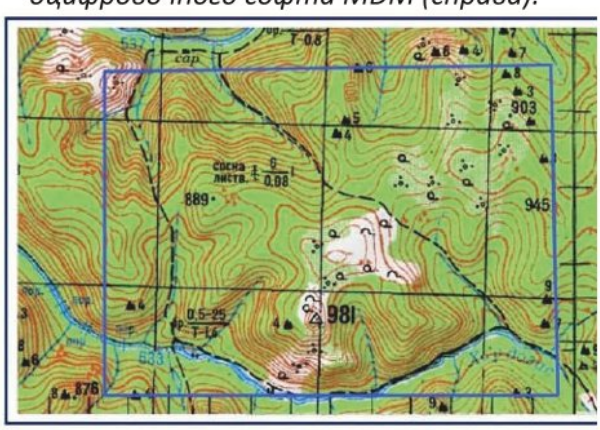
▲ *Рис. 2. Участки на рудное золото в Охотском муниципальном округе Хабаровского края .*

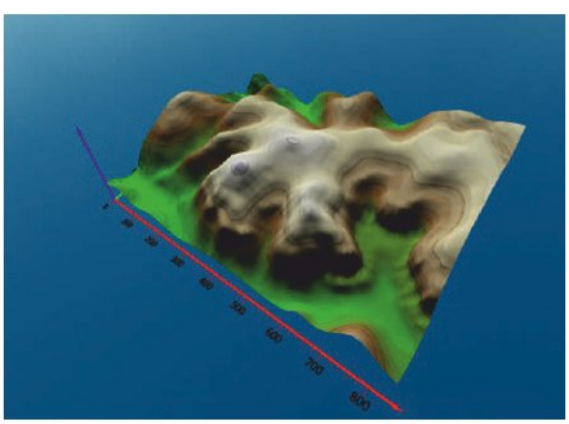
узлах. На рисунке 1 представлены кластеры участков на россыпное золото в Тунгиро-Олекминском районе Забайкальского края [8].

Золоторудные участки локализуются Магаданской области и приурочены к полиметаллическим золото-серебро-рудным проявлениям. Неапробированые прогнозные ресурсы по золоту по ряду близкорасположенных рудных узлов превышают 10 тонн (Рисунок 2), что в совокупности с геологическими и геотектоническими критериями формирует перспективу открытия новых крупных месторождений.

Также особое внимание Ассоциация уделяют восполнению ресурсной базы фосфатов и цветных металлов. Компанией выделен кластер потенциальных полиметаллических участков промышленного типа, руды которых являются комплексными на тантал, ниобий, фосфор и железо (пример участка представлен на рисунке 3). Близость участков к

▼ *Рис. 3. Участок недр перспективный на тантал-ниобий-фосфор-железное оруденение (слева); 3D-модель участка в ПО Surfer, полученная при помощи оцифровочного софта MDM (справа).*





одному из крупнейших рынков сбыта – Китаю и странам восточной Азии, обуславливают перспективность освоения данных территорий.

В Сибирском федеральном округе АЮГК фокусируется на разведке медно-никелевых и редкометалльно-фосфатных руд. В долгосрочной перспективе прогнозируется рост цен на металлы для аккумулирования энергии, что, в совокупности с высоким ресурсным потенциалом и непосредственной близостью к действующим горнопромышленным предприятиям, делает данные участки привлекательными для инвестирования.

Заключение

Подводя итог, стоит еще раз отметить особую значимость частной инициативы в сфере поисковых и геологоразведочных работ на стратегически значимые дефицитные полезные ископаемые. Работы должны быть высокотехнологичными, экономичными и достоверными, позволяющими эффективно восполнять минерально-сырьевую базу страны. Успех в выполнении поставленной задачи напрямую зависит от качества сопроводительных работ со стороны индустриальных партнеров, экспертного совета, а также доверия и заинтересованности со стороны потенциальных инвесторов.

Литература

1. Бобылов Ю.А., Макиев С.С. Юниорные компании как фактор развития Российской геологоразведки // Вестник ТГЭУ. 2017. Т. 83. №3. С. 102-114.

2. Majury N. 'Trusting the numbers': mineral prospecting, raising finance and the governance of knoledge // Transactions of the Institute of British Geographers. 2014. Vol. 39. №4. pp. 545-558. DOI: 10.1111/tran.12044

3. Nunez-Picado A., and other. Globalisation strategies and roles among Australian junior mining firms in Latin America // Geographical Research. pp. 1-17. DOI: 10.1111/1745-5871.12505

4. Moroz T.N., and other. Detection of carbonate, phosphate minerals and cyanobacteria in rock from the Tomtor deposit, Russia, by Raman spectroscopy // Spectrochimica Acta Part A: Molecular and Biomolecular Spectroscopy. 2021. Vol. 250. P. 119372. DOI: 10.1016/j.saa.2020.119372

5. Kneas D. Placing resources: Junior mining companies and the locus of mineral potential // Geoforum. 2020. Vol. 117. pp. 268-278. DOI: 10.1016/j.geoforum.2020.05.007

6. Бобылов Ю.А., Макиев С.С. Юниорные компании как фактор развития Российской геологоразведки // ИЗВЕСТИЯ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ. 2017. Т. 83. №3. с. 102-114.

7. Galtseva N.V., and other. Prospects for modernization of regional economies in remote regions of Far North-East Russia // Regional Science Policy & Practice. 2022. Vol. 14. №1. pp. 27-48. DOI: 10.1111/rsp3.12288

8. Скороход В.З. Отчет о работах в Верхне-Амурском районе в 1934 г. – Владивосток: ДВ ГГГ трест, 1935. – 2 кн.; 350 с.

Подробнее об авторах



Камнев
Павел Петрович
АО «ПАНГЕЯ»,
генеральный директор,
стратегический консультант
АЮГК.



Качан
Макарий Александрович

MDM, менеджер проекта



Шелкова
Софья Алексеевна

АО «ПАНГЕЯ»

GEOSPACE Technologies

PIONEER

РЕГИСТРАТОР СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ



Компактный, легкий автономный регистратор

- Менее 0,5 кг (1 фунт)
- Бескабельная загрузка данных и зарядка
- Непрерывная бескабельная запись
- 24-битное разрешение и мгновенный динамический диапазон 122 dB
- Вертикальный геофон GS-5 (5 Гц)
- Время работы от аккумулятора: 50 суток круглосуточной работы
- Твердотельная флэш-память: 16 или 32 ГБ

ТОО "Геоспейс Технолоджис Казахстан"

130000, Казахстан, Мангистауская область, город Актау, 14й микрорайон, 58/1, БЦ Форум

Тел +7(775)84-17-930

info@geospace.kz **geospace.kz**

Способы повышения качества результатов налёдных гравиметрических исследований (на примере изучения палеодолин Санкт-Петербурга)

- Медведев Н.О., Буданов Л.М., Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. Карпинского А.П., г. Санкт-Петербург.
- Сенчина Н.П., Горелик Г.Д., Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург.

Аннотация. *В статье представлены результаты опытно-методических налёдных гравиметрических исследований, выполненных на акваториях Сестрорецкого разлива и Финского залива, направленных на изучение погребённых палеорусел. Полученные результаты наглядно иллюстрируют проблему снижения информативности гравиметрии, связанную с понижением качества полевых данных при стандартной методике измерений. Опробовано несколько различных способов съемки и обработки, позволяющих повысить качество полевых материалов. По полученным материалам построены графики аномалий поля силы тяжести по нескольким профилям на суше и на льду. Выявлены отрицательные локальные аномалии поля силы тяжести U-образной формы, которые, вероятно, связаны с погребенными палеодолинами.*

Ключевые слова: *гравиметрия на льду, налёдная гравиразведка, гравиметр, сейсмометрия, палеодолина.*

Гравиметрия является одним из классических методов геофизики, позволяющих решать как фундаментальные, так и прикладные задачи. В методе анализируются характеристики гравитационного поля Земли, измеряемые с микрогальной точностью (погрешности составляют до $5*10^{-9}$ от измеряемой величины – 5 мкГал при абсолютной величине изучаемого параметра, равной примерно 9.81 м/с² (981000 мГал)). При этом оцениваются плотностные неоднородности недр, благодаря чему метод показывает высокую геологическую информативность при поисках руд, месторождений нефти и газа, при решении инженерных задач, а также при выполнении геологического картирования. Гравиметрические материалы являются обязательным компонентом опережающих геофизических основ для Государственных геологических карт.

Поисково-разведочная гравиметрическая съёмка может выполняться различными способами: наземным, морским, авиационным, шахтным, скважинным. Промежуточное положение между наземной и морской занимает налёдная гравиметрическая съёмка, которая обычно выполняется по методике, практически идентичной наземной съёмке, но реализуется на акваториях [4]. Зачастую исследуются при этом зоны, недоступные для изучения другими способами. Например, транзитная зона или мелководная акватория, которые не подходят ни для наземной, ни для морской гравиметрической съёмки. Аэросъёмка с пилотируемыми воздушными судами не позволяет добиться высокой пространственной разрешающей способности и сопоставимой с наземной съемкой точности. Съемка с использованием беспилотных летатель-

ных аппаратов, хорошо зарекомендовавшая себя в других направлениях геофизических исследований, на данный момент также сильно уступает в точности другим вариантам измерений [9]. Таким образом, зоны выполнения налёдных гравиметрических исследований недоступны другим способам съемки, если требуется высокая пространственная разрешённость и низкая погрешность измерений [11]. Налёдная съёмка может позволить достичь сопоставимых с наземной съёмкой погрешностей, однако для этого, по мнению авторов, требуется модифицировать методику измерений и обработки. Адаптация методики наземной съемки необходима в связи с особенностями ледовой толщи, которая испытывает колебания в зависимости от погодных (особенно ветровых) условий, течения вод, приливов, формирования трещин во льду. Это затрудняет съёмку и при стандартном способе измерений и обработки приводит к понижению точности регистрируемых данных [18].

При этом существует большое количество задач, где необходимо привлечение данных высокоточной гравиразведки. Например, в представленном исследовании геологическая задача связана с изучением конфигурации погребенных палеодолин, широко развитых в пределах Санкт-Петербурга. Изучение акватории с помощью гравиметрии особенно актуально, так как на суше сеть погребенных врезов изучена с высокой детальностью бурением, геофизическими исследованиями и составлена схема их конфигурации [5]. На акватории имеются лишь единичные скважины с достаточной глубинностью. Объём геофизических исследований на мелководье и в транзитной зоне также очень мал, что не позволяет составить достоверную карту положения палеоврезов в пределах озер региона и на Финском заливе [13]. Локализация погребенных палеодолин важна для строительства, которое в Санкт-Петербурге ведётся в том числе на намывных территориях. В других регионах картирование палеорусел значимо при поисках месторождений золота, алмазов, урана и т.д. [10, 12, 17, 19, 20], а также для оценки запасов и обеспечения населения водными ресурсами [22].

В представленной работе авторами выполнены опытно-методические исследования на льду озера Сестрорецкий разлив и на льду Финского залива (рис. 1). Целью работы являлось повышение качества гравиметрической съёмки при наледных измерениях. Задачи исследования: опробование различных способов съемки и обработки собранных данных, позволяющих повысить качество результатов налёдной гравиметрии: модификация методики полевых измерений, использование дополнительных средств стабилизации, выполнение записи шумовой составляющей с помощью сейсмических датчиков и гравиметра – «вариационной станции». Профили съемки пересекают предположительное положение погребённых врезов и сопровождаются измерениями на побережье. Моделирование, выполненное на основе априорной информации [2, 13] и уточнённое по результатам первых исследований авторов [14] позволяет ожидать наличие отрицательных гравиметрических аномалий амплитудой от 10 мкГал до 1.5 мГал в зависимости от типа среза и глубины залегания тальвега.

В ходе опытно-методических налёдных работ в 2023 году были выполнены измерения на 11 точках на Сестрорецком разливе, в 2024 году исследования были продолжены и проведены наблюдения на 24 точках на льду Финского залива.



▲ *Рис. 1. Схема расположения участков выполнения налёдных гравиметрических работ: а – обзорная схема относительно региона исследований, б – схема с отметкой участков съемки: I – профиль налёдной съемки на оз. Сестрорецкий разлив, 2023 г., II – профиль налёдной съемки на Финском заливе, 2024 г (профили сопровождающих береговых измерений не показаны).*

Исследования выполнены гравиметрами Scintrex Autograv CG-5 и CG-6. Методика съёмки соответствует несколько модифицированной методике наземных измерений. Использован опорный гравиметрический пункт (ОГП) на берегу. Время исследований на каждом пикете составляло от 3 до 15 циклов длительностью от 30 до 120 секунд для оценки погрешностей и выбора оптимального варианта измерения. Кроме того, в качестве опытно-методических исследований опробованы измерения с сейсмическими датчиками – полевыми модулями ТЕЛСС-403 (10 Гц) с одноименной сейсмостанцией и РС-803 (4.5 Гц) (сейсмостанция DAQlink-4), опробованы измерения с гравиметром – вариационной станцией, измерения на опоре – «подставке», защита от ветра, динамический анализ высот в ходе наблюдений, запись сырых данных. Геодезическое сопровождение обеспечивалось аппаратурой Jawad Triumph 2 с погрешностью определения высотных координат не больше 5 см. На каждой точке с помощью лота выполнялись измерения мощности льда и глубины дна для последующего введения поправок.

Существенное влияние на измерения оказывают погодные условия. Было предположено, что в зависимости от типа акватории – небольшой закрытый полностью покрывающийся льдом водоём (озеро Сестрорецкий разлив, площадь 10,6 км²) или открытый водоём (Финский залив, общая площадь 30 000 км²) погодные условия влияют по-разному. В дни измерений температура менялась от -1 до -9°С, ветер изменялся от легкого до сильного с порывами до 17 м/с; сведения о погоде приведены в таблице 1.

Дисперсия или разброс регистрируемых отсчётов гравиметра закономерно вырастали при ухудшении погодных условий. Однако при этом существенной разницы в качестве измерений на Финском заливе и на Сестрорецком разливе не выявлено, не смотря на различия в глубине и площади водоемов. Средние



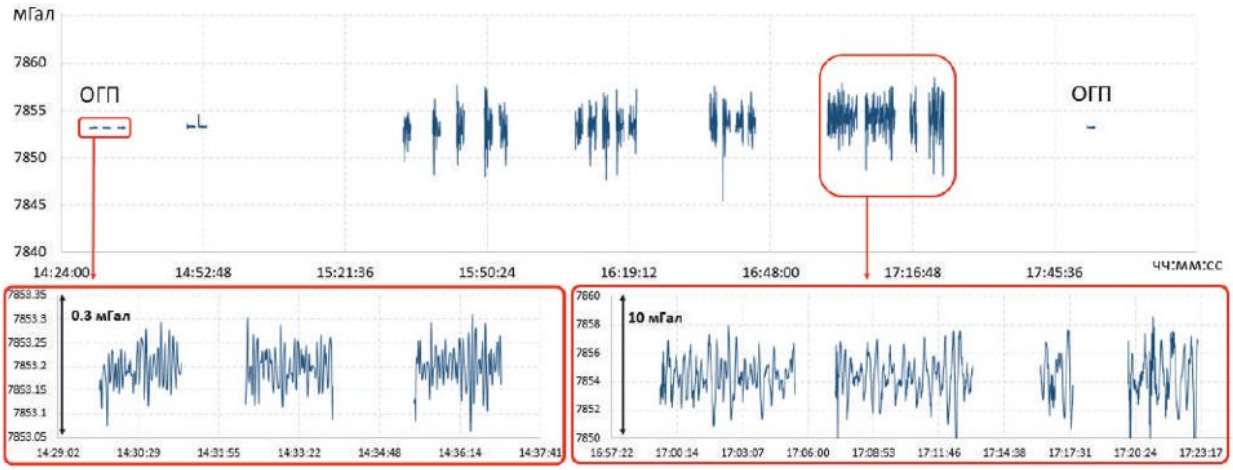
Рис. 2. Ход работ: а, б – 2023 г., оз. Сестрорецкий разлив; в, г – 2024 г., Финский залив. На фотографиях видны гравиметры Scintrex Autograv CG-5 и CG-6, GNSS приёмник Jawad Triumph 2, полевые модули ТЕЛСС-403, геофон РС-803. Сейсмостанция DAQlink-4 расположена на «ватрушке».

значения стандартных отклонений ("StdDev") для налёдной съёмки варьируются от 0.2 до 11.2 мГал (Табл. 1).

Для сравнения, на наземных пунктах в эти же дни съёмки данный параметр изменяется от 0.007 до 0.03 мГал (рис. 3).

Табл. 1. Погодные условия и сводная характеристика погрешности налёдных гравиметрических измерений

Дата	Погодные условия	Акватория	Осредненные значения стандартных отклонений ("StdDev") налёдных измерений, мГал
18.02.2023	Умеренный ветер, дующий с востоко-юго-востока (5-10 м/с, резкие порывы ветра до 17 м/с). Температура около -5 °С.	оз. Сестрорецкий разлив, глубина на профиле наблюдений до 2 м	11.2
24.02.2023	Штиль, безветрие, легкий ветер (до 2 м/с). Температура около -6 °С.		0.204
25.02.2023	Слабый ветер, дующий с северо-востока (3-5 м/с). Температура около -5 °С.		0.985
14.02.2024	Умеренный ветер, дующий с востоко-юго-востока (5-8 м/с, с порывами), снег. Температура около -9 °С.	Финский залив, глубина на профиле наблюдений до 6 м	1.200
15.02.2024	Слабый ветер, дующий с юго-востока ветер (3-4 м/с). Температура около -6 °С.		0.484
16.02.2024	Умеренный ветер, дующий с востоко-юго-востока (5-8 м/с, с порывами). Температура около -2 °С.		3.854

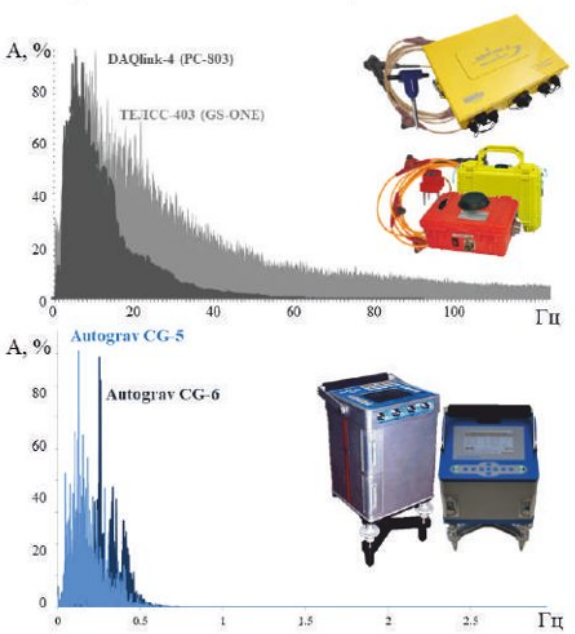


▲ *Рис. 3. Пример полной записи данных гравиметра («raw data») за 14.02.2024 г (до осреднения в пределах цикла измерения). Видна разница в разбросе наблюдённаемых значений поля силы тяжести на наземных точках (ОГП) и на налёдных точках измерения.*

Это однозначно указывает на пониженное качество регистрируемых данных при налёдной съемке по сравнению с наземной, при равных прочих условиях.

Анализ вспомогательной сейсмической информации выполнялся и на Финском заливе, и на Сестрорецком разливе, однако использовалась различная аппаратура – Телеметрическая сейсморазведочная система ТЕЛСС-403 с трехкомпонентными полевыми модулями с геофонами GS-ONE (10 Гц) (Сестрорецкий разлив, 2023 г.) и сейсмостанция DAQlink-4 с вертикальными геофонами PC-803 (4.5 Гц) (Финский залив, 2024 г.). Идея совместных измерений сейсмическим и гравиметрическим датчиками заключается в расчёте поправки по данным сейсмометрии для учёта её в процессе обработки гравиметрических данных. Авторы предполагают целесообразность таких измерений на основе работ коллег из Казани [1, 21] и Москвы [8].

▼ *Рис. 4. Сопоставление спектров сейсмических и гравиметрических сигналов, полученных в наледных условиях.*



Анализ полученных результатов позволил увидеть наличие различий в частотных характеристиках записей сейсмометра и гравиметра, и необходимость фильтрации и математических преобразований для корректного учёта сейсмической информации [15].

В качестве инструмента понижения частотного диапазона сейсмических датчиков [6, 7] была применена фильтрация, которая, как показано в условиях стендовых испытаний, слабо искажает низкочастотный сигнал при кратном уменьшении частоты. Предварительные результаты фильтрации позволяют получить кривые, сопоставимые по частотной характеристике с данными

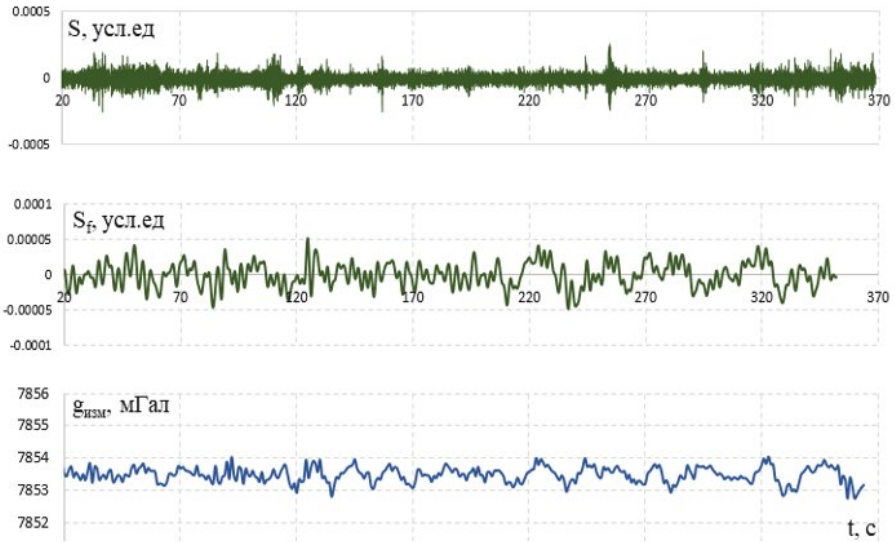
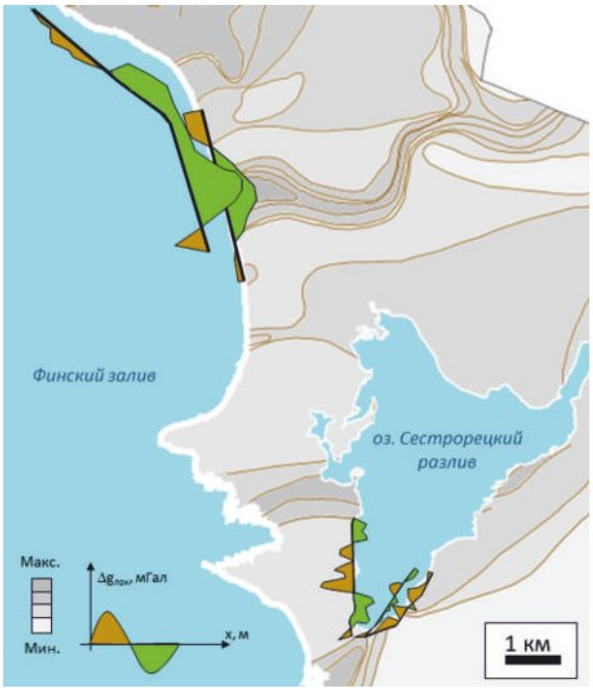


Рис. 5. Пример записей геофона и гравиметра, полученные в одно время 15.02.2024 г на Финском заливе. Вверху – исходная запись сейсмостанции (DAQlink-4, геофон PC-803), в центре – сейсмометрическая запись после применения фильтра низких частот от 3.5 с, внизу – запись данных гравиметра (Autograv CG-6).

гравиметрической съемки. По полевым материалам авторов наилучший полученный коэффициент корреляции составляет 0.64 [15], результаты других авторов по материалам лабораторных исследований говорят о возможности получения коэффициента корреляции около 0.9 [8].

Другой подход заключался в использовании двух гравиметров, аналогично методике магнитометрической съёмки, когда один из приборов стационарен и выполняет роль вариационной станции, а второй перемещается по пикетам съёмки. Вариации вносят колебания ледовой толщи, которые, предположительно, могут распространяться на большие расстояния. Авторами такой способ реализован в пределах Финского залива на точках профиля, расположенного на расстоянии около 500 м от побережья. Толщина льда здесь составляла 30-50 см, глубина дна – около 6 м. Предварительный анализ говорит о том, что относительно высокочастотные (связанные с помехой) составляющие сигналов гравиметров, отдалённых друг от друга на льду на расстояние около 1500 м, удовлетворительно коррелируют по основным особенностям (пикам, интервалам повышенной дисперсии) кривых, однако численный анализ еще предстоит выполнить.

Наиболее практичным и действенным решением для улучшения качества налёдных гравиметрических данных, получаемых с использованием современных высокоточных гравиметров Scintrex CG-5 и Scintrex CG-6, по мнению авторов, на текущий момент является обработка в ручном режиме «сырых данных» («raw data») гравиметров. «Сырые данные» представляют собой набор значений с датчиков силы тяжести, углов наклона и температуры, записанных с частотой 6 Гц и 1 Гц для гравиметров CG-5 и CG-6 соответственно. Для абсолютного большинства гравиметрических съёмок достаточно использования *.dat файлов, где данные замеров записываются с осреднением для, как правило, 30- или 60-секундного интервала съемки. Такая форма обработки имеет преимущества, потому что даже при относительно спокойных погодных условиях данные, записанные в рамках одного цикла, неоднородны. Одиночный порыв ветра может значительно изменить среднее значение, полученное гравиметром автоматически, даже при активированном сейсмическом фильтре. Анализ «сырых данных» позволяет выделить



▲ *Рис. 6. Схема результатов наземной и налёдной гравиметрической съемки (локальная компонента вдоль профилей) на фрагменте карты глубины расположения дочетвертичных образований [3].*

участки с минимальным уровнем помех и вычислить среднее значение без учёта зашумлённых участков записи.

По результатам предварительной обработки данных, построены графики аномалий поля силы тяжести по нескольким профилям на суше и на льду. Выявлены отрицательные локальные аномалии поля силы тяжести U-образной формы, приуроченные к погребённым палеоврезам. Наличие корреляции графиков гравитационных аномалий, полученных на льду и на ближайших берегах, говорит о достоверности аномалий, выделенных в условиях осложненной налёдной съемки.

Основной результат работы заключается в опробовании различных способов повышения качества налёдных гравиметрических исследований. Предварительный анализ полученных материалов показал, что обработка «сырых данных» («raw data») гравиметров – наиболее практичный, оперативный и эффективный способ улучшения качества гравиметрических данных в налёдных условиях.

Исследования выполнены в рамках подготовки диссертационной работы Медведева Н.О. на соискание ученой степени кандидата наук на тему: «Картирование палеодолин в восточной части Финского залива методом наледной гравиметрии».

Литература

1. Андреев Д.С., Касьяненко А.А., Михайлов С.А., Филобоков Е.И., Хасанянов Р.Р., Чернов М.Л. Способ гравиметрических измерений в районах, для которых характерен повышенный сейсмический фон, связанный с техногенной нагруженностью. RU (11) 2 819 344 (13) C1. 2023.

2. Буданов Л.М., Сенчина Н.П., Шнюкова О.М., Горелик Г.Д. Исследование палеовреза с помощью гравиметрических наблюдений // Геосистемы переходных зон. – 2020. – Т. 4, № 3. – С. 288-296

3. Геологический атлас Санкт-Петербурга. – СПб.: изд-во Комильфо. – 2009. – 57 с

4. Гравиметрическая съемка со льда. ГКИНП-04-151-82. Утвержден ГУГК 15.02.82. — М., ЦНИИГАиК, 1982.

5. Дашко Р.Э., Александрова О.Ю., Котюков П.В., Шидловская А.В. 2011. Особенности инженерно-геологических условий Санкт-Петербурга // Развитие городов и геотехническое строительство. – 1. – С. 1–47. http://www.urban-development.ru/2011/2.pdf

6. Дергач П.А., Тубанов Ц.А., Юшин В.И., Дучков А.А. Особенности программной реализации алгоритмов низкочастотной деконволюции // Сейсмические приборы. – 2018. – Т. 54, № 3. – С. 22-34.

7. Дергач П.А. Дучков А.А., Юшин В.И. Использование геофонов в локальных

сетях сейсмологического мониторинга // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2019. – Т. 2, № 3. – С. 140-146. – DOI 10.33764/2618-981X-2019-2-3-140-146.

8. Дробышев М.Н., Конешов В.Н., Абрамов Д.В., Малышева Д.А. Повышение точности гравиметрических наблюдений с помощью сейсмической информации // Геофизические исследования. – 2021. – Т. 22, № 3. – С. 26-34. DOI: 10.21455/gr2021.3-2

9. Зуденков И.А., Чаринцев К.А., Трусов А.А. Аэрогеофизика на беспилотных носителях: состояние и перспективы // В сборнике: Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. 50-я юбилейная сессия Международного семинара им. Д.Г. Успенского - В.Н. Страхова. Москва. – 2024. – С. 167-170.

10. Кузнецова И.В., Дементиенко А.И. Типоморфные особенности самородного золота и минеральные ассоциации погребенных россыпей в палеодолинах бассейна Р. Зеи / Вопросы геологии и комплексного освоения природных ресурсов Восточной Азии: сборник докладов, Благовещенск, 02–04 октября 2018 года // Институт геологии и природопользования ДВО РАН. Том 1. – Благовещенск: Царское слово, 2018. – С. 118-121.

11. Лыгин И.В., Широкова Т.П., Токарев М.Ю., Золотая Л.А., Соколова Т.Б., Кузнецов К.М., Фадеев А.А., Арутюнян Д.А., Любицкая А.В., Шклярук А.Д. Комплексирование наледных гравиметрических и магнитометрических наблюдений и морской сейсморазведки в Кандалакшском заливе Белого моря // IX Международная научно-практическая конференция Морские исследования и образование. – 2020. – Т. 3. – С. 425-428.

12. Малов А.И. Эволюция изотопного состава урана в песчано-глинистом водоносном горизонте палеодолины Северо-Двинской впадины // Региональная геология и металлогения. – 2020. – № 84. – С. 45-53.

13. Медведев Н.О., Сенчина Н.П., Буданов Л.М., Триколиди Г. Ю. Обоснование применимости налёдной гравиметрии для поиска палеодолин в восточной части Финского залива. Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей // Материалы 49-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского - В.Н. Страхова. Екатеринбург. – 2023. – С. 234-236.

14. Медведев Н.О., Сенчина Н.П., Буданов Л.М., Триколиди Г.Ю. Результаты профильной гравиметрической съемки на льду Сестрорецкого разлива. В сборнике: Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. 50-я юбилейная сессия Международного семинара им. Д.Г. Успенского - В.Н. Страхова. Москва. – 2024. – С. 227-231.

15. Медведев Н.О., Сенчина Н.П., Горелик Г.Д., Буданов Л.М., Порохина Е.А. Сопоставление результатов гравиметрических и сейсмометрических измерений на льду Сестрорецкого разлива // Геофизические исследования. – 2024. – №3. DOI:10.21455/gr2024.3-3 (в печати).

16. Меркулов А.В., Филобоков Е.И., Лохвицкая А.Г. Внедрение гравиметрического мониторинга с целью контроля разработки газовых месторождений мелководного шельфа арктических морей // Сборник материалов конференции «Геобайкал 2022 г.» Иркутск. 2022. – С. 85-88.

17. Осовецкий Б.М., Попов А.Г., Пактовский Ю.Г., Чуйко В.А. Источники питания и история формирования уральских россыпей алмазов // Проблемы минера-

логии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского. – 2023. – № 26. – С. 196-206. – DOI 10.170072/chirvinsky.2023.196.

18. Порохина Е.А., Медведев Н.О., Сенчина Н.П. Первые результаты наледной гравиметрической съемки в Сестрорецком разливе // Актуальные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии. Материалы XXXIV Молодежной научной школы-конференции, посвященной памяти членкорреспондента АН СССР К.О. Кратца и академика РАН Ф.П. Митрофанова. Санкт-Петербург. – 2023. – С. 174-177.

19. Поцелуев А. А., Рихванов Л. П., Арбузов С. И. [и др.] Редкие элементы в отложениях юрских палеодолин Чулымо-Енисейской впадины (Малиновское месторождение урана) // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42, № 6. – С. 891-899.

20. Савко А.Д., Шевырев Л. Т. Распределение тонкого золота в палеодолинных отложениях Воронежской антеклизы // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2009. – № 4. – С. 39-45.

21. Andreev D., Muhamadiev D. Perspective ways to improve the accuracy of measurements in modern gravity prospection // GeoBaikal 2018. – 2018. DOI: 10.3997/2214-4609.201802064

22. Reinhard K., Rumpel H.-M., Scheer W., Wiederhold H. Groundwater resources in buried valleys – a challenge for geosciences // Hannover: Leibniz Inst. for Applied Geosciences (GGA-Institut). – 2006. – 299 p.

Подробнее об авторах



Медведев Никита Олегович

геофизик 1 категории, Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского



Буданов Леонид Михайлович

научный сотрудник, кандидат географических наук. Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского



Сенчина Наталия Петровна

доцент кафедры геофизики, кандидат геолого-минералогических наук, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II



Горелик Глеб Дмитриевич

доцент кафедры геофизики, кандидат технических наук, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Метод межскважинного сейсмоакустического просвечивания, как инструмент детального изучения разреза

- Ошкин А.Н., Вязниковцев А.А., ООО «Неоген», МГУ имени М. В. Ломоносова, г. Москва.
- Игнатьев В.И., ООО «Геодевайс», г. Санкт-Петербург.

В статье представлен опыт авторов по применения метода межскважинного сейсмоакустического просвечивания для целей изучения геологического разреза на глубины до 200 м на одном из объектов строительства. Используется как временна́я томография (кинематическая инверсия первых вступлений), так и миграция отраженных волн в том числе от границ ниже забоя скважины. Любопытным фактом является ярко выраженная анизотропия вендских глин, представленных в изучаемом разрезе, без учета которой невозможны корректные расчеты.

Введение

Разрешающая способность сейсмических методов зависит от длины волны изучаемого сигнала, поэтому старания многих инженеров направлены на повышение частоты излучаемого источниками зондирующего импульса. Однако многочисленные фактические наблюдения говорят о том, что наличие частот выше 100 Гц в спектрах регистрируемых в наземной сейсмике данных – это очень большая редкость, как правило, частоты сигнала находятся левее этой отметки. И это справедливо в том числе для наземной инженерной сейсморазведки, частоты в которой сопоставимы с нефтяной. Существует, однако, целое направление, которое может похвастаться невероятными разрешениями в доли метра – инженерная сейсморазведка на акваториях. [Потемка и др., 2023]

Почему бы не использовать источники, применяемые в морской «инженерке» для наземной? Ответ прост – проблема не столько в источниках, сколько особенностях устройства дневной поверхности на суше.

Первые несколько метров дневной поверхности представлены сухими породами, чаще всего с нарушенной структурой, с большим объемом порового пространства, корнями растений и т.п. Помимо этого, верхняя часть разреза отличается крайне высокими поглощающими свойствами, что является наиболее пагубным фактором, влияющим на получение высокочастотных записей. Именно в верхней части разреза составляющие сигнала с частотами более 100 Гц претерпевают очень большое поглощение и, как правило, не выходят за пределы этого слоя.

У авторов есть опыт регистрации Р-волн, с частотами около 1 кГц, возбужденных классической для инженерной сейсморазведки кувалдой. Но возбуждение и регистрация происходили на плотном интрузиве, зона выветривания, а тем более слой почвы, отсутствовали, что и позволило высокой частоте распространяться и не затухать в среде.

Метод межскважинного сейсмоакустического просвечивания (МСП)

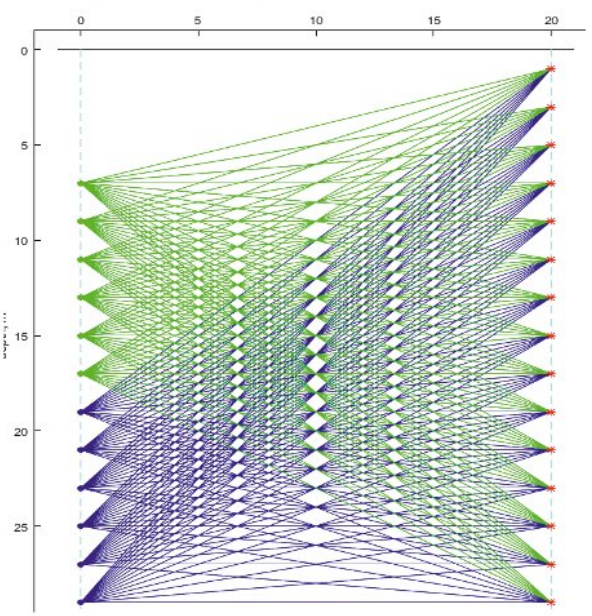
Редко используемый в нефтяной сейсморазведке, но достаточно широко распространенный в инженерной, метод МСП позволяет уйти от этой проблемы простым решением – в нем источники и приемники сигнала располагаются в скважинах, то есть, ниже дневной поверхности, что и позволяет работать на частотах в сотни, а иногда и тысячи герц.

Так как стоимость изготовления скважины глубиной порядка 100 м невелика в сравнении со стоимостью всех изыска-

ний, для ответственных объектов участок строительств разбуривается по заранее заданной сетке, на которой и производятся работы МСП. В условиях плотной городской застройки подобный подход может быть единственным решением изучения среды вдали от скважины, так как дневная поверхность может быть по большей части недоступна для проведения изысканий. Метод также позволяет изучать разрез непосредственно под зданиями без бурения горизонтальных скважин.

Технология метода понятна из названия: в одной из скважин размещается коса с приемниками, во второй скважинных изучатель, который перемещается по скважине в процессе съемки [Ошкин и др., 2016]. Воздействие с каждой точки излучения регистрируется множеством приемных устройств в соседней скважине, таким образом формируется система многократно пересекающихся сейсмических лучей (Рис. 1).

▼ *Рис. 1. Схема последовательной регистрации сейсмической косой. Приемная скважина слева. Синие лучи – регистрация при стоянке косы на забое, зеленые лучи – регистрация при стоянке косы на следующем интервале.*



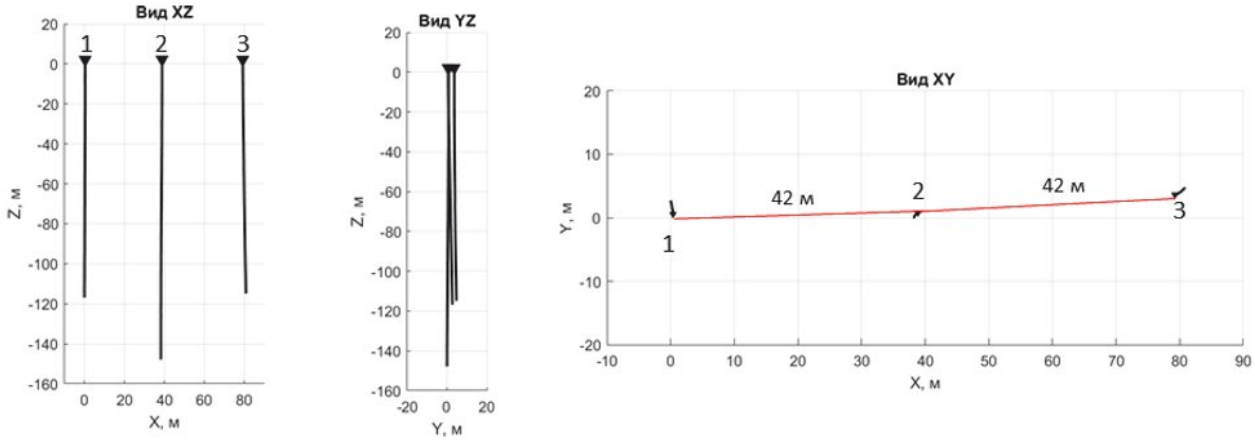
В качестве скважинных источников для целей МСП хорошо себя зарекомендовали электроискровые источники, или т.н. «спаркеры», а в качестве приемников – многоканальные косы с гидрофонами. Поскольку и для тех, и для других устройств процесс упругих колебаний может быть передан через воду в скважине, дополнительный прижим им не требуется. Спаркер способен генерировать частоты свыше 1 КГц, в то время как верхняя граница рабочего диапазона частот гидрофонов составляет около 10 КГц.

Далее в статье демонстрируются материалы, полученные с использованием электроискрового спаркера «Pulse» в связке с высоковольтным накопителем «Jack-2500HP» в качестве излучателя, и комплекта из двух 24-точечных гидрофонных кос «WellStreamer» и сейсмостанции «ЭЛЛИСС-3». Перечисленное оборудование производится российскими компаниями «Геодевайс» и «Геосигнал».

Просвечивание выполнялось в трех скважинах, расположенных на одной оси с шагом 42 м. Глубина центральной скважины составляла 165 м, глубины крайних чуть менее 117 м. Излучатель располагался в крайних скважинах, регистрация производилась в центральную на 48 точек приема. Шаг съемки по скважинам составлял 1 м как для ПВ, так и для ПП.

Дополнительно была выполнена инклинометрия для дальнейшего учета искривления стволов скважин от вертикали (Рис. 2).

Задачей исследований было уточнение геологического строения среды, выявление возможных неоднородностей в межскважинном пространстве, потенциально опасных для будущего строительства.



▲ *Рис. 2. Траектории стволов скважин в различных плоскостях.*

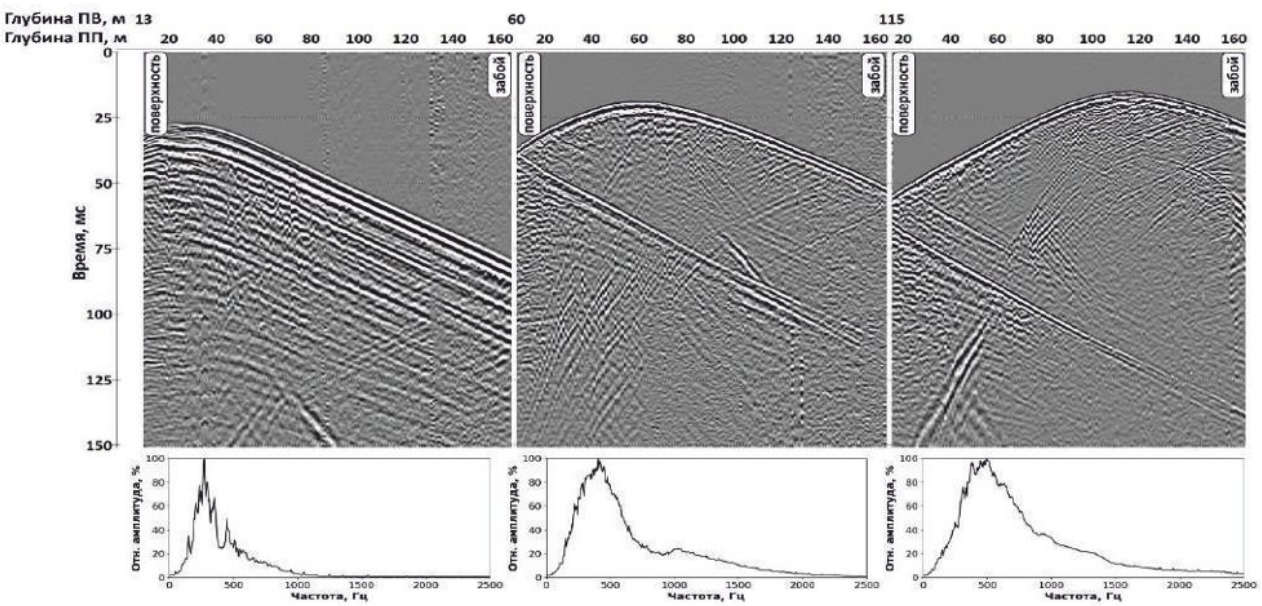
Пример полученных данных продемонстрирован на Рис. 3. В первых вступлениях уверенно выделяется высокочастотная волна во всем диапазоне исследований. Преобладающая частота растет от 300 Гц в приповерхностном интервале возбуждения вплоть до 650 Гц при возбуждении на забое скважины. Подобные частоты недостижимы в наземной сейсморазведке.

Кинематическая инверсия (временна́я томография)

Наиболее простым решением при работе с данными метода МСП является выполнение кинематической инверсии времен прихода волн, в основном прямых продольных (первые вступления). Высокочастотный сигнал спаркера позволяет оценивать времена прихода с большой точностью, что, в свою очередь, позволяет выполнять расчленение геологического разреза с недоступной для наземных исследований детальностью.

При выполнении кинематической инверсии алгоритм томографии итеративно решает прямую задачу, подбирая значения скоростей в ячейках межскважинного пространства так, чтобы минимизировать невязку между наблюденны-

▼ *Рис. 3. Пример данных, регистрируемых при выполнении МСП со спаркером и гидрофоном. Сейсмограммы ОПВ и соответствующие им амплитудные спектры. Шаг съемки 1 м по ПП.*



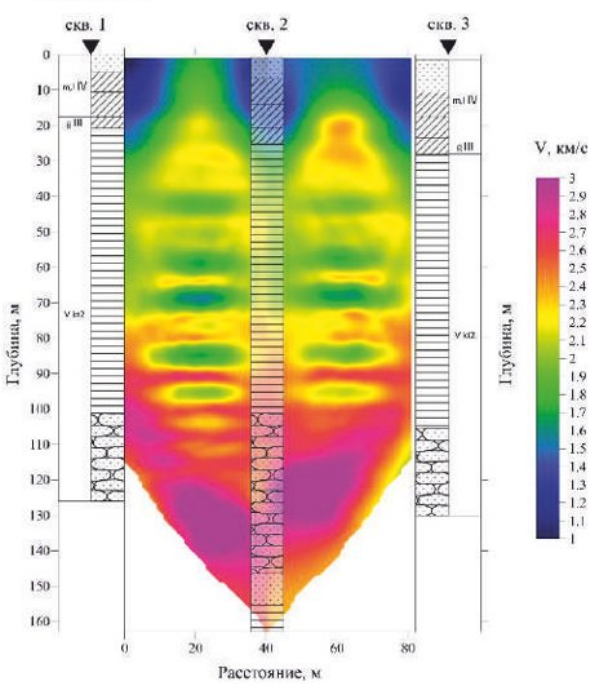
ми и расчетными для данной итерации временами прихода целевых волн.

Отличительной особенностью метода МСП является регистрация лучей, распространяющихся в широком диапазоне углов (см. Рис. 1), от горизонтальных до 40 или даже 30 градусов к вертикали. Очевидно, что анизотропия горных пород в межскважинном пространстве должна учитываться при решении прямой задачи в алгоритмах томографии. Однако в подавляющем большинстве случаев анизотропией пренебрегают. Авторы статьи как правило поступают так же, так как для ее введения нужны основания, а результаты инверсии без учета анизотропии как правило не противоречат сведениям о геологическом строении.

Попытка выполнить инверсию «в лоб» без учета анизотропных свойств привела к неадекватному результату (Рис. 4).

На полученных разрезах ярко выражена несогласованность значений скорости продольных волн в их нижней (более 110 м) части. Помимо этого, в верхней и нижних частях разреза проявляются диагональные артефакты инверсии, свидетельствующие о том, что невязка для данных, соответствующих сравнительно большим вертикальным смещениям приборов, компенсируется за счет нереалистичных структур.

▼ *Рис. 4.* Результат стандартной кинематической инверсии.



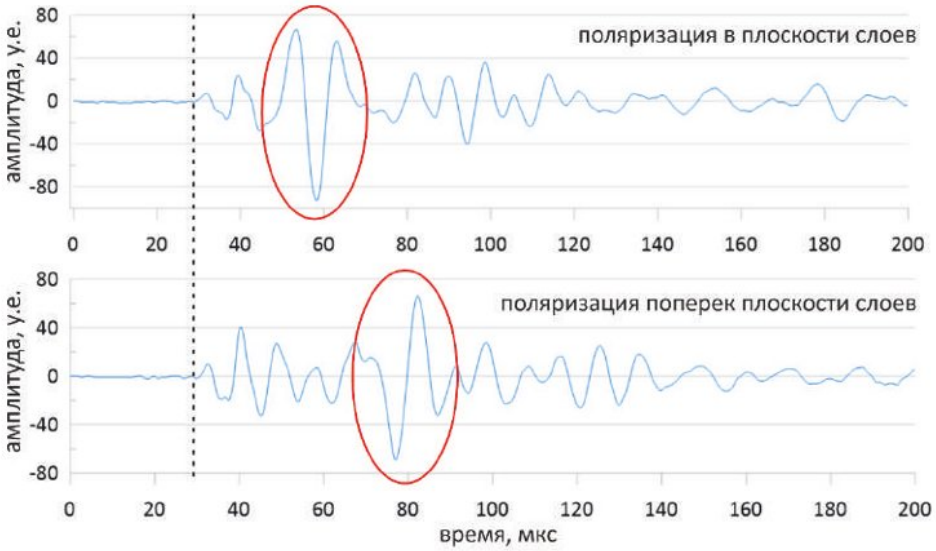
Так как скважины для геофизических исследований бурились с отбором керна и его последующим анализом, было известно, что общее строение среды горизонтально слоистое, типичное для морских песчано-глинистых отложений, что не соответствовало результатам кинематической инверсии.

Особенностью описываемой работы было наличие мощного слоя глин вендского возраста, характеризующихся выраженной слоистостью (Рис. 5).

Для изучения анизотропных свойств были выполнены ультразвуковые измерения на образцах верна. Например, на Рис. 6. приведены записи, выполненные по методике просвечивания в горизонтальном направлении образца из Рис. 5. на S-волнах. Поляризация S-волн при этом менялась на горизонтальную (в плоскости слоистости) и вертикальную (поперек плоскости слоистости). Вертикальной пунктирной линией показаны одинаковые времена прихода паразитной P-волны, скорость которой не зави-

▼ *Рис. 5.* РФото среза образца керна анизотропных глин, представленных в разрезе. Ориентация изображения соответствует естественному залеганию.



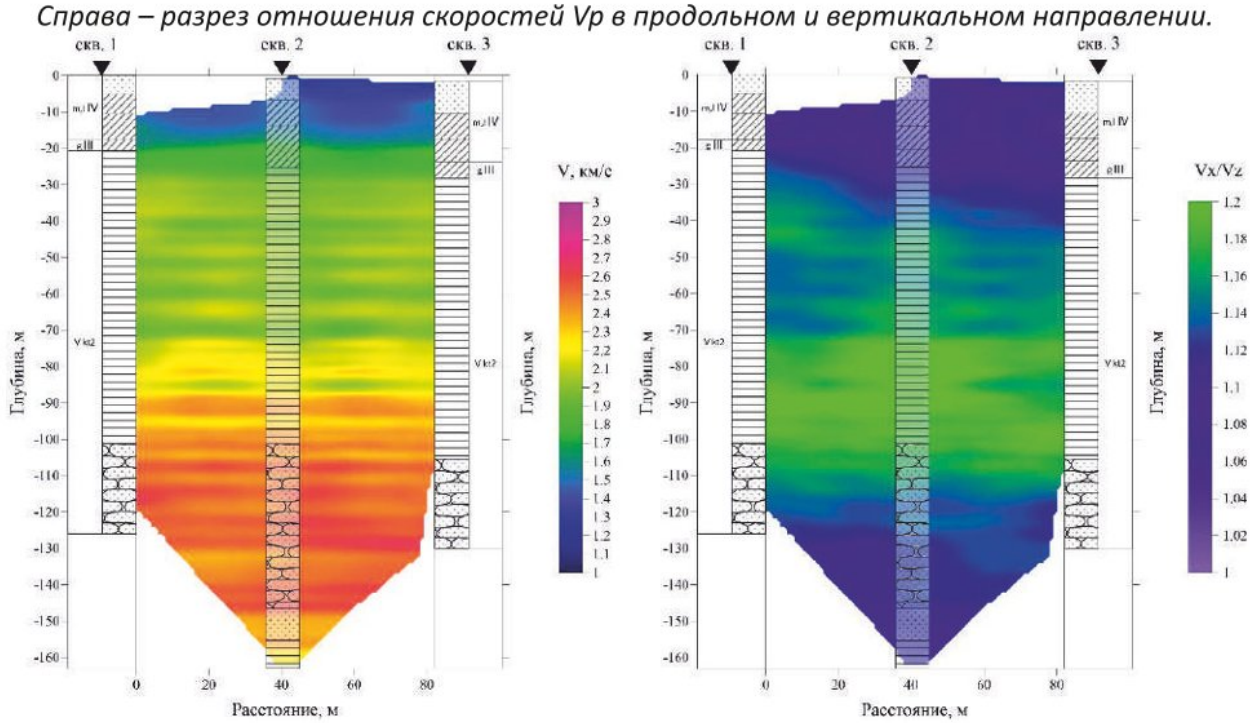


▶ *Рис. 6. Записи сигнала при выполнении ультразвуковых измерений на образце. Направление просвечивания – горизонтальное вдоль слоев. Наверху S-волна поляризована в горизонтальной плоскости (в плоскости слоев), внизу в вертикальной (перпендикулярно плоскости слоев).*

сит от ориентировки датчиков. А вот времена прихода S-волн (импульсы S-волн обведены в красные овалы) существенно зависят от плоскости поляризации датчиков. Подобное поведение характерно для анизотропных сред типа VTI, и прямо вытекает из структуры глин.

Важно отметить, что во время транспортировки до лаборатории образцы керна высохли и существенно изменили свои упругие характеристики, поэтому целью лабораторных ультразвуковых измерений были не абсолютные значения скоростей, а подтверждение факта наличия анизотропных свойств изучаемых глин. Именно поэтому на Рис. 6. продемонстрированы особенности поведения S-волн, как любопытные читателям, а не

▼ *Рис. 7. Результат кинематической инверсии с учетом анизотропных свойств среды. Слева – разрез скоростей Vp в межскважинном пространстве. Справа – разрез отношения скоростей Vp в продольном и вертикальном направлении.*



отношение скоростей Р-волн, на которых проводились исследования методом МСП. В данном случае важным было подтверждение факта наличия сильной анизотропии упругих свойств.

Кинематическая инверсия с учетом анизотропных свойств среды продемонстрировала геологичный результат, согласующийся с результатами бурения (Рис. 7).

Наиболее выразительным результатом является анизотропия, достигающая 20% для слоя глин вендского возраста (Рис. 7. справа). В подошве слоя на глубинах 70-105 м анизотропия выражена сильнее и даже распространяется на кровлю подстилающего слоя песчаников до глубин около 115 м. При этом кровля вендских глин четко прослеживается по анизотропным свойствам – покрывающие четвертичные отложения изотропны и согласованы с результатом по глубине.

Следует также отметить, что на разрезе скоростей Vp (Рис. 7. слева) уверенно выделяются слои, мощностью до 2 м, причем на всей глубине исследования, что демонстрирует высокую разрешающую способность метода МСП, не зависящую от глубины.

Миграция отраженных волн и построение разреза ниже забоя скважин

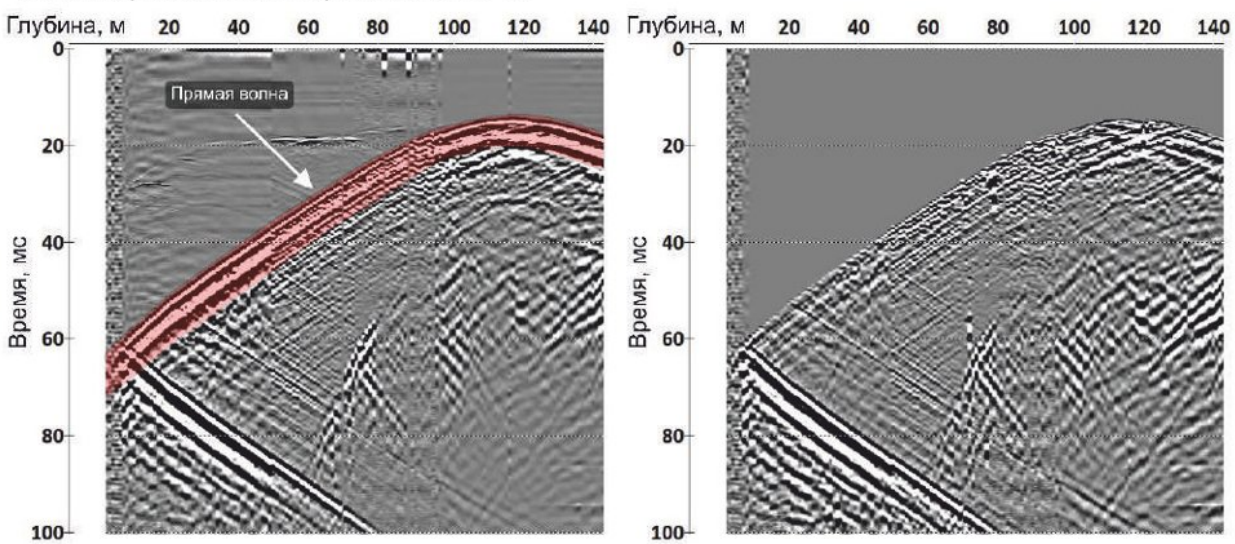
Использование только первых вступлений и полный отказ от анализа волновой картины, к сожалению, является стандартной практикой применения метода МСП по крайней мере в России. Между тем, как видно из Рис. 3., волновое поле крайне богато на отраженные волны, причем как нисходящие, так и восходящие, в том числе от границ ниже забоя скважин.

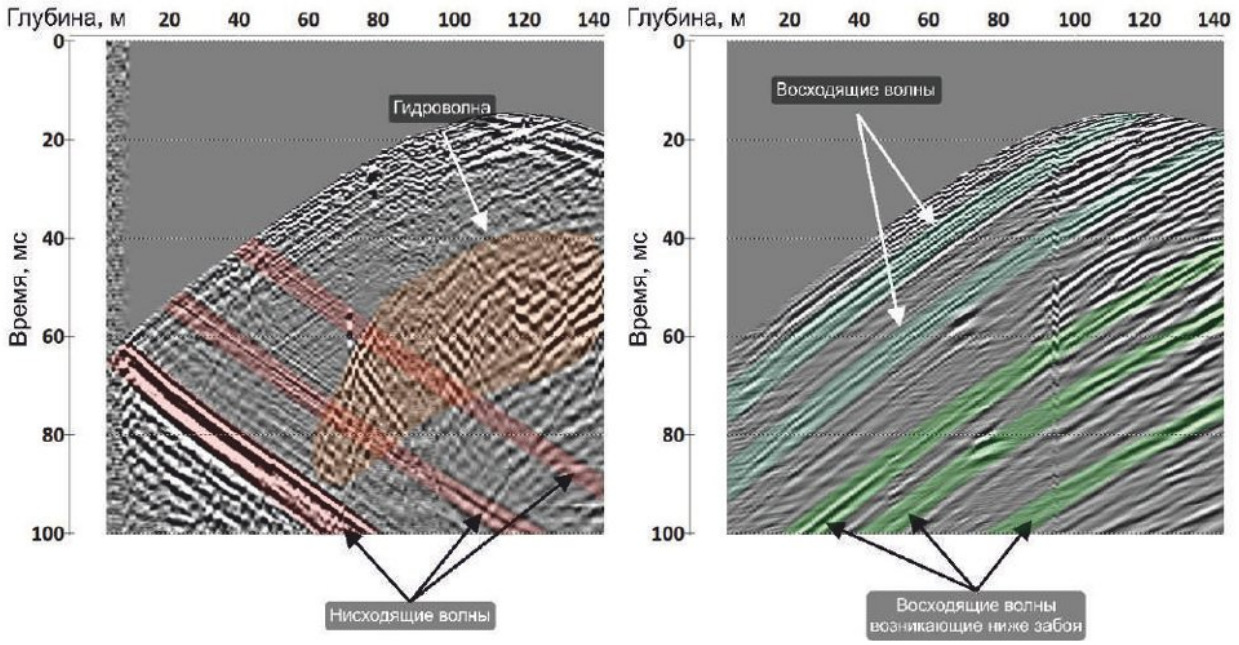
Для расширения информации о разрезе и для увеличения глубинности исследований было принято решение выполнить миграцию Кирхгофа поля отраженных волн, с помощью алгоритмов, разрабатываемых авторами.

На начальном этапе была выполнена сигнальная обработка данных: частотная фильтрация от волн помех, корректировка усиления, подавление прямой волны методом вычитания среднего вдоль ее годографа и f-k фильтрация для формирования поля отраженных волн заданного направления (восходящих).

Примеры результатов применения перечисленных процедур приведены на Рис. 8. и Рис. 9.

▼ *Рис. 8. Результат подавления прямой Р-волны. Слева до, справа после процедуры. Сейсмограмма ОПВ. Глубина ПВ 117 м.*





▲ *Рис. 9. Результат выделения поля восходящих отраженных волн, в том числе от границ, расположенных ниже забоя скважин. Слева до, справа после выполнения процедуры f-k фильтрации. Сейсмограмма ОПВ. Глубина ПВ 117 м.*

На Рис. 9. видно, что после подавления нисходящих отражений, а также после подавления поля предположительно обменных гидроволн, регистрируемых с запозданием, на всем времени регистрации наблюдаются годографы отраженных восходящих волн, в том числе от границ, расположенных ниже забоя скважин.

Построение изображения среды в поле отраженных волн было выполнено с использованием миграции Кирхгофа. Выражение прямой задачи, представленное в виде интегрального выражения (1), связывает модельную сейсмограмму $U(\xi,t)$ параметризованную с помощью пространственного вектора ξ аналитический импульс $F[t]$, также именуемый сигнатурой источника и положение рефлектора $\Sigma=\Sigma(x)$, представляющего собой поверхность интегрирования.

$$U(\boldsymbol{\xi},t) = \frac{1}{2\pi}\iint d^2\boldsymbol{x} W(\boldsymbol{\xi},P_\Sigma)\partial_t F[t - \\ - \tau(\boldsymbol{\xi},P_\Sigma)]|_{z=\Sigma(x)} \qquad (1)$$

выражение $P|_{z=\Sigma(x)} = (\boldsymbol{x},\Sigma(\boldsymbol{x}))$ в данной постановке является произвольной точкой на поверхности интегрирования. Одной из важнейших величин подынтегрального выражения является функция Грина $\tau(\xi, \mathrm{P})$. которая может быть вычислена как сумма времен пробега от источника $\mathrm{S}(\xi)$ и приемника $\mathrm{G}(\xi)$ до точки P_Σ на рефлекторе:

$$\tau(\boldsymbol{\xi},P_\Sigma) = T(S(\boldsymbol{\xi}),P_\Sigma) + T(G(\boldsymbol{\xi}),P_\Sigma) \qquad (2)$$

Помимо этого, в интегральном выражении участвует величина $W(\xi,\mathrm{P}_\Sigma)$, являющаяся весовой функцией, зависящей от наклона рефлектора, коэффициента отражения и амплитудных коэффициентов. Последние могут быть вычислены при нахождении функции Грина исходя из геометрических соображений при лучевом трассировании, или непосредственно в ходе волнового моделирования.

В дискретном случае вычисление данного интеграла сводится к конечной сумме по отдельным фрагментам реф-

лектора $P_R(\xi) = P_\Sigma|_{x=x(\xi)}$ при фиксированном значении параметра ξ. На практике, это позволяет получить простейшую аппроксимацию для амплитуды на модельной сейсмотрассе от источника S и приемника G, отвечающее данному фрагменту рефлектора P_R:

$$U_{SGP_R}(t) = U_{P_R}(\xi, t) \sim \frac{\mathcal{R}(\xi)}{\mathcal{L}(\xi)} F[t - \tau(\xi, P_R)], \quad (3)$$

Где $\mathcal{R}(\xi)$ - коэффициент отражения на фрагменте рефлектор, а $\mathcal{L}(\xi)$ - поправка за геометрическое расхождение.

При использовании дискретных моделей с прямоугольной сеткой каждую ячейку модели можно считать рефлектором с соответствующими значениями $\Re$. Если же в действительности ячейку не пересекает рефлектор, то значение $\Re$ в таком случае принимается нулевым. Исходя из вышеописанных соображений итоговое выражение для $U(\xi,t)$ можно представить в следующем виде:

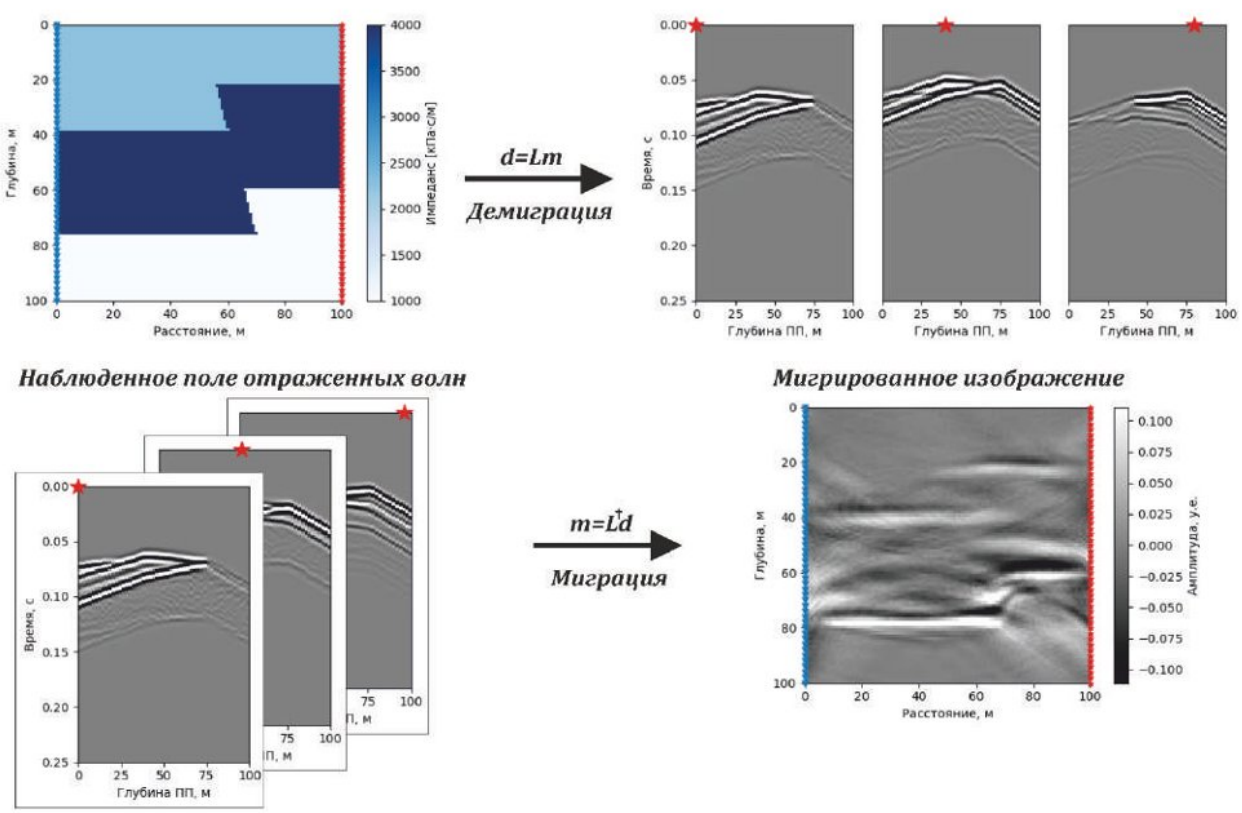
$$U(\xi, t) = \sum_{P_R} U_{P_R}(\xi, t) \quad (4)$$

которое с учетом (3), по своей сути является обыкновенным линейным оператором $\boldsymbol{L}$. Переобозначив разрез коэффициентов отражения как вектор $\boldsymbol{m}=m(\boldsymbol{x})$, а модельное волновое поле $U(\xi,t)$ как вектор $\boldsymbol{d}$, получим классическое выражение для прямой задачи миграции Кирхгофа:

$$\boldsymbol{d} = \boldsymbol{Lm} \quad (5)$$

Оператор $\boldsymbol{L}$ в таком случае называется оператором демиграции. Данный оператор может быть построен после решения прямой кинематической задачи и выбора сигнатуры источника $F[t]$. После построения оператора $\boldsymbol{L}$ нахождение разреза коэффициентов отражения (задача миграции) по наблюденным

▼ *Рис. 10. Условная схема применения операторов миграции и демиграции на примере примитивной синтетической модели. Излучающая и приемная скважины расположены на левой и правой границе модели.*



данным в наиболее простейшем случае может быть осуществлено с помощью комплексно-сопряженного оператора:

$$\boldsymbol{m} = \boldsymbol{L}^{\dagger}\boldsymbol{d} \qquad (6)$$

Ниже в схематичном виде проиллюстрирован принцип применения операторов миграции и демиграции (Рис. 10).

Для осуществления миграции поля нисходящих волн и построения изображения ниже забоя скважин была использована модель упругих параметров, полученная в ходе кинематической инверсии с учетом анизотропии. На глубинах более 165 м скоростная модель была экстраполирована со скоростью, достоверно установленной в наиболее глубокой части – 2350 м/с. Для нахождения функций Грина была использована система дифференциальных уравнений луча в модификации трансверсально анизотропной среды:

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = \frac{\cos\theta}{a}; \\ \frac{dy}{dt} = \frac{\sin\theta}{a} \\ \frac{d\theta}{dt} = \frac{\cos\theta\cdot\left(\partial a_y - \partial\partial a_{x\theta}\right) - \sin\theta\cdot\left(\partial a_x - \partial\partial a_{y\theta}\right)}{a\cdot\left(a + \partial\partial a_{\theta\theta}\right)} \\ x(0) = x_0 \\ y(0) = y_0 \\ \theta(0) = \theta_0 \end{cases} \qquad (7)$$

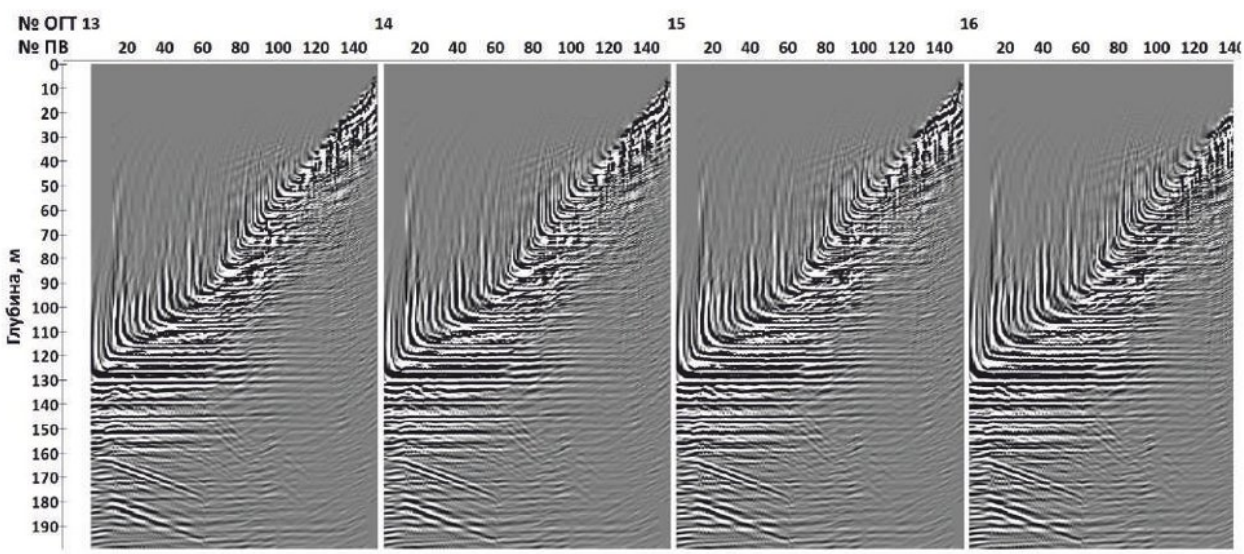
Где $x(t)$, $y(t)$, $\theta(t)$ - координаты и наклон луча в момент времени t, α, - медленность среды. Лучевое трассирование в рамках данной системы дифференциальных уравнений выполнялось с помощью классического метода Рунге-Кутты. Для учета анизотропии была использована аппроксимация скорости продольных волн с использованием параметра Томсена [Thomsen, 1986; Tsvankin, 2005]:

$$1/_{a(\theta)} = V_{P0}(\theta) = \left(1 + \delta sin^2(\theta)cos^2(\theta) + \epsilon sin^4(\theta)\right) \qquad (8)$$

Параметр напрямую рассчитывался из разреза отношения скоростей в горизонтальном и вертикальном направлении, в то время как параметр δ был принят равным нулю. Данное допущение связано с тем, что параметр δ по определению связан с компонентами тензора упругости C_{13}, C_{33}, C_{55}. которые не могут быть достоверно определены при наличии данных лишь одного типа волн.

Оператор миграции может быть применен не только ко всей совокупности имеющихся сейсмограмм, но и к каждой сейсмограмме в отдельности – данный подход позволяет контролиро-

▼ *Рис. 11. Мигрированные сейсмограммы для пары скважин 1-2 в сортировке ОГТ.*



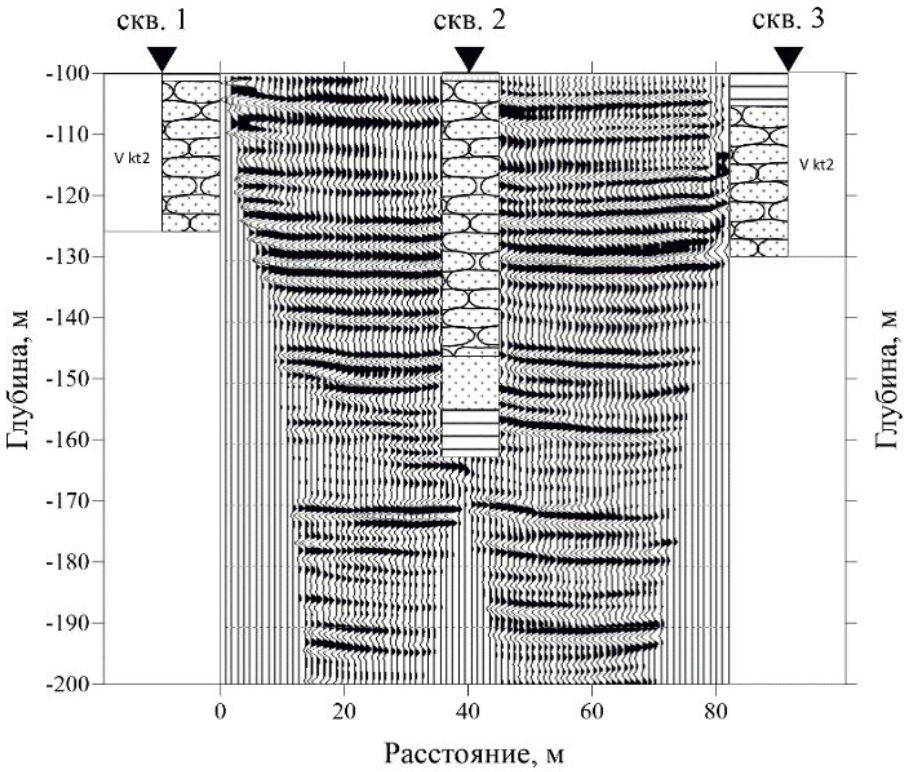


Рис. 12. Результат миграции отраженных волн.

вать качество процедуры путем оценки когерентности осей синфазности на сейсмограммах ОГТ (Рис. 11).

На мигрированных сейсмограммах можно отчетливо наблюдать, что оси синфазности отражений в основной своей массе имеют строго горизонтальную конфигурацию, что может свидетельствовать о конструктивном суммировании. Незначительные артефакты, представленные сравнительно короткими фрагментами наклонных осей, не могут значительно повлиять на качество результата, так как их влияние будет подавлено самой процедурой суммирования. Отдельного комментария заслуживает изгиб отражений на диагонали каждой из мигрированных сейсмограмм – он возникает на границе перехода нисходящие-восходящие волны. Поскольку для миграции в данном случае были использованы только восходящие волны, выше данного изгиба вовсе не наблюдается когерентных отражений, что является вполне естественной картиной.

После суммирования сейсмограмм ОГТ и мьютинга по границе лучевого покрытия было получено итоговое изображение среды в диапазоне глубин 100-200 м (Рис. 12). По результатам миграции, можно сделать вывод, что строение разрезов в подзабойном пространстве преимущественно горизонтально-слоистое, о чем свидетельствует конфигурация осей синфазности отраженных волн в пределах всего целевого интервала.

Так как построенный разрез не полностью вскрыт скважинами, однозначно подтвердить результаты построений ниже забоя скважины 2 не представляется возможным. Однако тут важно отметить тот факт, что миграционные преобразования выполнялись для каждой пары скважин отдельно. Таким образом, согласование общего строения среды на двух независимых, но примыкающих друг к другу участках указывает на вероятно корректно работающий алгоритм.

Выводы

Метод межскважинного сейсмоакустического просвечивания позволяет работать с двумя типами данных: по временам пробега волн можно строить скоростные разрезы высокого разрешения и полученные модели использовать для миграции отраженных волн.

Высокая частота сигнала позволяет достигать разрешенности, недоступной для наземных методов. Кроме того, глубинность метода теоретически ограничена только глубиной используемых скважин, при этом детальность съемки от нее не зависит.

В настоящий момент аппарат миграции данных МСП несовершенен, однако он развивается, и в обозримом будущем должен позволить получать более качественные изображения среды, в том числе ниже забоя скважин.

Литература

1. Ошкин А. Н., Ермаков Р. Ю., Рагозин Н. А., Игнатьев В. И. Межскважинное сейсмическое просвечивание – опыт, методология, аппаратура. // Приборы и системы разведочной геофизики. 3.2016, стр. 37-47.

2. Потемка А. К., Токарев М. Ю., Буланова И. А., Кудинов А. А., Яковенко А. Д., Бабушкина К. В. Эффективность мультичастотных сейсмоакустических наблюдений для изучения разреза четвертичных отложений в северной части Карского моря. // Геофизика, 2.2023, с. 34 – 41.

3. Santos T., Schleicher J., Tygel M., Hubral P. Seismic modeling by demigration // Geophysics. 2000. V. 65(4), P. 1281–1289.

4. Thomsen L. Weak elastic anisotropy // Geophysics. 1986. V. 51. P. 1954–1966.

5. Tsvankin I. Seismic signatures and analysis of reflection data in anisotropic media: Handbook of geophysical exploration // Seismic exploration. V. 29. Elsevier Science Publ. Co., Inc., 40–4. 2005

Подробнее об авторах



Ошкин
Александр Николаевич
Гендиректор ООО "Неоген", ассистент кафедры сейсмометрии и геоакустики МГУ имени М. В. Ломоносова. К. ф.-м. н.



Вязниковцев
Андрей Александрович
Геофизик ООО "Неоген", аспирант кафедры сейсмометрии и геоакустики МГУ имени М. В. Ломоносова.



Игнатьев
Владимир Иванович

Руководитель проектов GEODEVICE

BAODING BEIAO SPECIAL VEHICLE MANUFACTURING CO., LTD.

Виброисточники BASV уже в России



На колесном и гусеничном ходу



Летнее и арктическое исполнение

Нет ограничений и санкций



Первые пять машин для российского заказчика после успешных заводских испытаний

ОЛИМП-ОЙЛ
ТОРГОВЫЙ ДОМ

Эксклюзивный дилер BASV в России

Россия, 115184, Москва, Старый Толмачёвский переулок, дом 9.
т.: +74951471617
info@olymp-oil.ru | www.basv.com.ru

@BASV_VOSTOK_RUSSIA

xPORT GROUP

Официальный дистрибьютор BASV в России:

Moscow - xPort Group, OOO
Phone: +7 (916) 172-87-67

E-mail: dkrasnoborov@xportgroup.com

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



Официальный дистрибьютор в РФ:

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

xPORT GROUP

Состояние и перспективы ВСП

Горбачев С.В., ВШИБ МГУ, г. Москва.

Аннотация. В работе рассмотрены основные сложности и проблемы, по мнению автора, существующие перед ВСП, а также предлагаются пути возвращения доверия к методу, результатам для решения геологоразведочных и других задач. Представлена собранная информация о объемах работ и примеры неоднозначности результатов. Ключевой проблемой является неоптимальность постановки задач ВСП и, не всегда, обоснованность применяемых методик и технологий, а также недостаточная квалификация специалистов на разных этапах процесса ВСП.

Автор не является экспертом в ВСП, выполнившим самостоятельно огромный объем проектов, но уже более 20 лет работает в наземной и морской геологоразведке, планирует и сопровождает различные типы проектов, участвует в большинстве крупных геолого-геофизических мероприятиях, общаясь с большим количеством специалистов разного типа от полевых инженеров, обработчиков, интерпретаторов, геологов, петрофизиков, буровиков, геолмодельеров разработчиков и менеджеров разного уровня. Поэтому, эта работа - обобщение сложившегося мнения и видения ситуации с ВСП.

Ключевые слова: вертикальное сейсмическое профилирование, ВСП, геолого-геофизические задачи, планирование и проектирование работ, эффективность работ.

Введение

Сейсморазведка является одним из самых эффективных методов изучения геологического строения, нацелена на поиск новых месторождений нефти и газа, а также уточнение разведанных залежей. Одной из разновидностей данного метода являются работы вертикального сейсмического профилирования (далее по тексту - ВСП).

ВСП – метод скважинных, околоскважинных и межскважинных исследований в сейсморазведочном диапазоне частот, предназначенный для решения геолого-геофизических и технологических задача на различных этапах разведки и эксплуатации месторождений.

Обозначенный круг решаемых задач методом ВСП достаточно обширен и может включать в себя:

- оценку скоростных характеристик разреза;
- стратиграфическую увязку данных ГИС, ВСП и МОГТ;
- получение разрезов/изображения около скважинного пространства;
- прогноз анизотропных характеристик;
- оценку зон трещиноватости;
- оценку поглощения;
- прогноз геологического разреза ниже забоя скважины;
- прогноз кратных волн.

Однако, тут не все так просто! Возможность решения многих из перечисленных задач зависят от геологического строения объекта изучения, конструкции скважины, системы наблюдения, применяемого оборудования, технологий обработки и интерпретации данных, а также, конечно же, от человеческого фактора. Поэтому нельзя однозначно утверждать, что ВСП решит все задачи без детального анализа какое это ВСП, как и кем были выполнены различные этапы (проектирование, полевые работы, обработки и комплексная интерпретация) и представляются данные.

На любых проектах необходимо оценивать не только решение геолого-геофизических задач, но и их точность, возможность получения этой информации из других методов, а также стоимость работ. То есть, можно ли заменить какие-либо методы другим, какое снижение качества будет и т.д. При этом надо оценивать не только стоимость самих работ ВСП (проектирование, подготовка, поле, обработка и интерпретация), но и надо учитывать стоимость простоя скважины в процессе работ, а также риски всех технологических операций. Поэтому, вопрос постановки, проведения и получения качественных результатов ВСП достаточно сложный требующий привлечения большого количества информации, специалистов и, как факт, затратный.

Существуют различные модификации методик работ ВСП, которые обладают своими преимуществами и недостатками, каждая из которых позволяет решать определённый круг геолого-геофизических задач. Наличие различных модификаций, с одной стороны, значительно расширяет возможности скважинной сейсморазведки, а с другой, из-за отсутствия четких методических рекомендаций, вызывает затруднения при выборе наиболее эффективной модификации и объема работы, как с геолого-геофизической точки зрения, так и с технической и экономической.

Геологические и другие задачи

Несмотря на то, что скважинная сейсморазведка показала себя эффективным инструментом уточнения геологической модели, с целью минимизации геологических рисков при бурении эксплуатационных и новых разведочных скважин, в последние годы объемы работ существенно снижаются. К основным причинам снижения объёмов работ ВСП можно отнести, прежде всего, несоответствие поставленных геолого-геофизических задач, выбранной методики наблюдений и непонима корректного применения методики.

При планировании работ ВСП чаще всего отсутствуют четко сформулированные геолого-геофизические задачи, потребители результатов не до конца понимают возможности и ограничения метода ВСП, непродуманно выбираются методики и технологии (например, по аналогии с соседними скважинами, без детального анализа решения задач, преимуществ и недостатков). При выборе и обосновании методики и объемов работ ВСП довольно редко встречается применение моделирования, включая с себя построение моделей объектов, сейсмогеологическое моделирование, детальный анализа синтетических данных для разных модификация метода и выбор оптимальной с учетом оборудования и технологических процессов, для оценки решения контрактных задач в планируемой скважине.

Не всегда результаты ВСП корректно комплексируются с данными других методов, это может быть связано как с низкой квалификацией исполнителя и незнанием применимости и использовании различной информации, так и с отсутствием информации о наличии самих этих данных. Очень часто результаты ВСП показываются только на уровне картинок (разрезов) к которым бывает много вопросов и на которые не всегда находятся корректные технические ответы, что приводит к недоверию и снижению значимости результатов работ на конкретном объекте и метода в целом.

Еще одна из важных проблем, которая приводит к снижению объёмов работ и

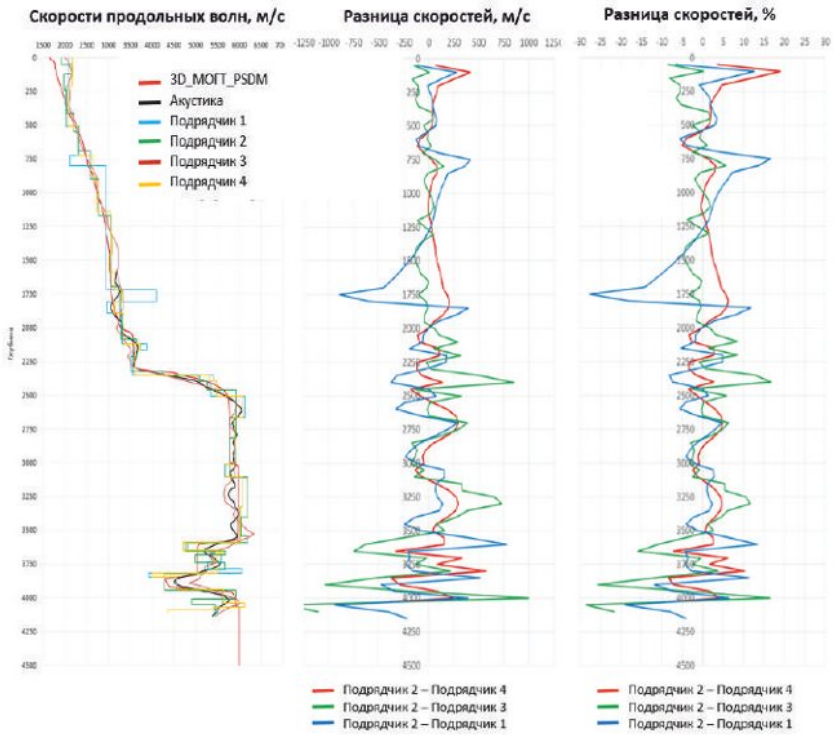


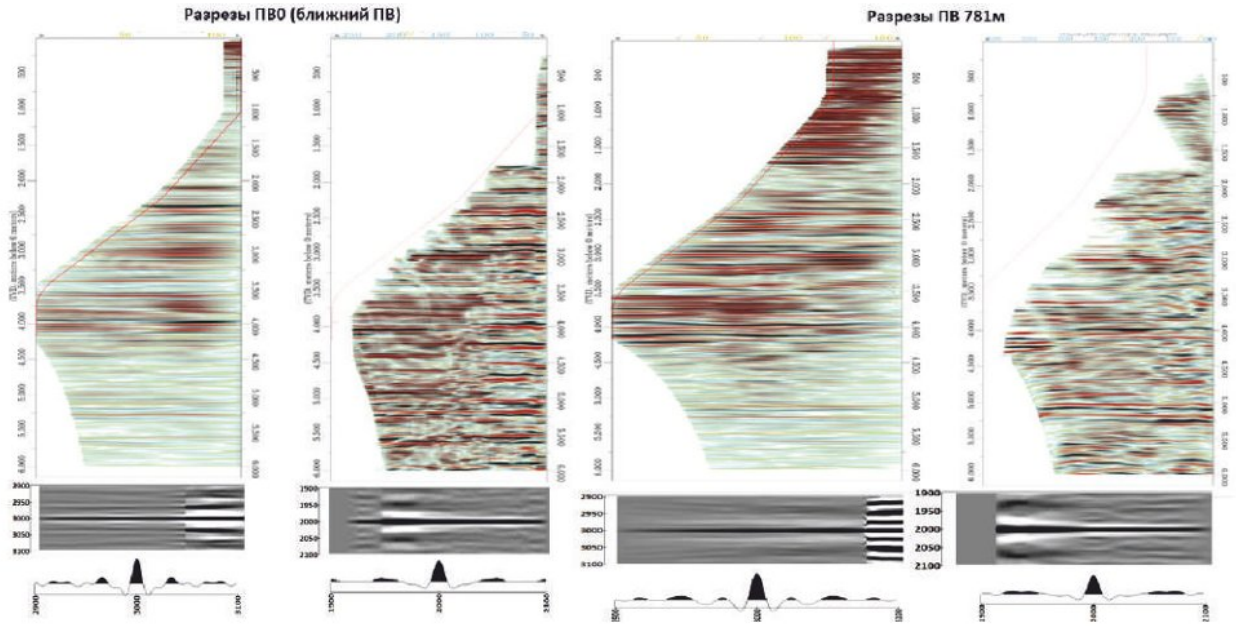
Рис. 1.
Графики скоростей полученные по данным ВСП, АК и разным обработкам ВСП, а также их разница.

создает репутацию, как малоэффективного метода, является отсутствие четких выводов о полученных результатах с фиксацией решенных и нерешенных задач, которые можно было бы продуманно использовать для планирования будущих работ.

В контексте обоснованности проведения ВСП можно привести ситуацию, сложившуюся с согласованием объемов ВСП в одной из нефтегазовых компаний. Идет формирование планов работ, сбор потребностей на год, в том числе ВСП. Собрав запрос по количеству скважин с ВСП, условно 50 в год, был обратный вопрос: «а зачем столько, для решения каких задач и т.д.», на что был получен ответ: «30 скважин» без объяснений причин. Далее еще один вопрос, что люди не против ВСП просто хотелось бы понимать под какие задачи, что хотят получить. Ответ был краток и лаконичен: «20 скважин». Далее люди решили не спрашивать, чтобы не обнулять работы вообще. Может показаться, что это абсурдная история, но на личном опыте автор несколько раз сталкивался с тем, что сейсмики слабо контактируют с геологами, нет четких обоснований работ и, как следствие, их невозможно защитить на более высоком уровне.

В большинстве случаев, геологам от ВСП нужно только время-глубина, то есть ПВ0. Про возможности решения других задач многие даже не знают и не могут заложить в планы работ на будущие годы. Даже если работы сделаны под важные задачи, получены кондиционные данные, вопрос переходит в русло обработки, где есть свои нюансы, связанные с специализированным софтом, алгоритмами, подходами и т.д.

На личном примере провели тест по сравнению походов и результатов обработки разными исполнителями, передав результаты полевых работ в четыре компании и получив три разных результата, и это не просто разные разрезы, это три отличающихся друг от друга скоростных закона, три разреза с разной энергией сейсмических отражений и т.д. На рисунке 1 представлены результаты

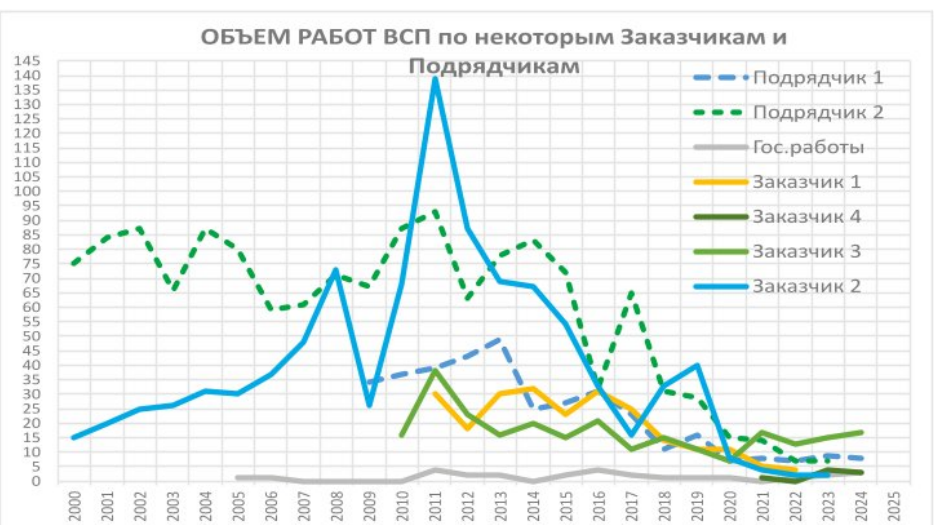


▲ *Рис. 2. Примеры сравнения результатов обработки 2х ПВ с одной скважины у двух Подрядчиков.*

оценки скоростей, разница оценок и процент разницы. Как можно видеть, разница достаточно существенная и сразу вопрос: чему должен доверять геолог, получивший такие данные! На рисунке 2 приведены результаты обработки двух ПВ с одной скважины выполненных двумя разными компаниями. Как Вы можете заметить, сейсмические данные очень существенно отличаются, а далее, еще кинематическая и динамическая интерпретация со своими особенностями. Поэтому, есть много вопросов к этому этапу работ.

Аналитика по рынку

В связи со всем вышеперечисленным происходит физическое сокращение объемов ВСП. На рисунке 3 представлена статистика по нескольким крупным сервисным компаниям и заказчикам работ, в том числе госбюджетным работам. К сожалению, не удалось собрать полную аналитику с 2000 по 2024 год по рынку в целом, но даже по представленным данным видно, что объем ВСП примерно до 2015 года был достаточно существенный. Далее пошел существенный спад работ, который привел к ситуа-



▶ *Рис. 3. Объем работ ВСП по нескольким сервисным и нефтегазовым компаниям.*

ции, что за последние несколько лет (примерно с 2020 года) ВСП практически не заказывается нефтегазовыми компаниями. Причин у этого может быть много, многие специалисты пытались разобраться в целесообразности применения ВСП, но во многом пришли к заключению, что не всегда работы эффективны и не все модификации могут корректно решать обещанные задачи.

Давайте посмотрим на вопрос ВСП со стороны оборудования, рынка подрядчиков, программного обеспечения, специалистов и их уровня.

Оборудование для полевых работ

Современные тенденции ВСП пришли к тому, что для уменьшения времени простоя скважины, оптимизации возбуждений и т.д. активно применяются компоновки с большим количеством приемников (до 30-40). Многие иностранные компании производят оборудование с многоканальной регистрацией, которое есть у нескольких компаний в России. У отечественных производителей также есть разработки многоканальных приборов, но они не очень внедрены в производство, или об этом нет достаточной информации.

Выбор количества используемых приборов необходимо выполнять исходя из системы наблюдения, количество ПВ, других технических партеров, а также стоимости работ и простоя. В принципе, оборудование в РФ есть, как российского, так и зарубежного производства, с учетом обсуждения с сервисными компаниями, оно не сильно загружено. Поэтому можно сказать, что в этом пока проблем нет.

Что касается источников, то тут так же не видится особых проблем, так как буровые станки есть, взрывчатка то же, вибраторы есть как иностранные, так и российские.

Подрядчики

Рынок подрядчиков можно разделить на несколько групп: это компании полного цикла, которые могут полностью сами выполнить весь проект ВСП от планирования, поля до интерпретации. А также компании, специализирующиеся отдельных видах работ, чаще всего камеральных или супервайзрских. Можно выделить отдельно компании, которые производят оборудование и ПО, хотя во многих случаях исполнители полевых работ имеют свое ПО. Также компании можно разделить на несколько групп по локации баз и оборудования, а также размерам компании / количеству комплектов.

В принципе, если не уходить в детали, то сейчас на рынке есть достаточно исполнителей для выполнения работ ВСП. Основной вопрос в качестве услуг и их стоимости, но при желании можно найти подходящую компанию или совместно организовать несколько исполнителей для оптимального выполнения проекта.

Программное обеспечение для ВСП

На рынке у разных компаний, есть разные программные продукты для работы с ВСП данными, при этом существуют несколько школ/подходов при обработке данных, алгоритмы отличаются и как следствие результаты, что было показано выше. Некоторые программные продукты могут решать весть спектр задач, а в некоторых отсутствуют ряд актуальных процедур. Также на рынке были иностранные пакеты, но сейчас доступ к ним ограничен или даже закрыт.

Одной из основных проблем тут видится именно отсутствие единых сертифицированных программных продуктов, с проверенными алгоритмами обработки. И, самое главное, подходы и опыт исполнителей работ, от кото-

рого очень существенно зависит получаемый результат.

Специалисты по ВСП

Советская, да и далее российская школа ВСП считается самой продвинутой, но с учетом снижения объемов работ за последние годы большая часть специалистов переквалифицируется или уходит из направления, при этом, пришедшие молодые тоже ненадолго задерживаются в связи с постоянными кризисами в отрасли и уменьшением объемов работ. Фактически, сейчас ВСП во многом выглядит не столь перспективным направлением как ГИС или наземная сейсмика, поэтому закономерна проблема кадров и их качества.

Если в сервисных и производственных компаниях еще сохранились и развиваются кадры которые разбираются в ВСП, то у заказчиков вопрос с персоналом знающим ВСП и способным запланировать, обосновать работы и скомплексировать результаты с большой сейсмикой стоит очень критично. Отдельные курсы от экспертов отрасли не способны точечно решить проблему. Поэтому вопросу персонала и его компетенциям в вопросе ВСП необходимо уделить особое внимание.

Варианты повышения эффективности работ ВСП и тенденции

Основополагающим залогом успеха любого метода исследований является поставка корректных геолого-геофизических задач, при этом, необходимо четко понимать, что часть этих задач может быть решена только частично или вовсе не решена. Качество решение геолого-геофизических задач в первую очередь зависит от технологии и методики проведения полевых работ ВСП. Поэтому для оценки решения задач необходимо выполнять качественное планирование с применением сейсмогеологического моделирования для конкретных конструкций скважины, геологического строения разреза, поверхностных ограничений, технических возможностей и коммерческой оценки проекта. Не ставить перед работами невыполнимых, с теоретической точки зрения, задач. ВСП это всего лишь один из инструментов поиска решения обратной задачи, у которой множество решений.

Очень важно корректно и честно проводить анализ результатов работ, определять решения задач, проблемы, с которыми, столкнулись и как решались. Надо стандартизировать подходы к различным этапам работ от проектирования до интерпретации с введением систем контроля качества и интерпретационного сопровождения работ. Ну и самое главное, правильно представлять и обосновывать работы ВСП на разных уровнях заказчика: сейсмик, петрофизик, интерпретатор, геолог, разработчик и, конечно же, менеджер, так как у всех свои взгляды на данные, масштабы данных и задачи.

Обработчику сейсмики 2D и 3D от ВСП нужны одни результаты (скорости, поглощение, уровень кратных волн, анизотропия и другие), для интерпретатора (разрешенность разреза, освещение интересующих интервалов и т.д.), для геолога (разломы и т.д.), для разработчика свои данные. И от того какую задачу решить и для кого зависят модификации метода или классическое ВСП, или 3D ВСП или оптоволоконная регистрация (DAS – Distributed Acoustic Sensing), в том числе для задач мониторинга разработки.

Инструмент в виде 3D ВСП может быть эффективно применен для решения «тонких» задач оценки геолого-геофизических характеристик разреза и активно применяется в мире.

В России в скважинных технологиях внедряются новые возможности, в том числе использование оптико-волокон-

ного оборудования и регистрации на него не только температур, давления и шумов, но и сейсмических данных ВСП. В мире и в России уже на многих проектах активно применяют данную технологию. Конечно, есть еще много вопросов к технологическим схемам, качеству данных, подходам к обработке и интерпретации, но уже есть реальные результаты, которые получены и используются в геологоразведке и разработке. Поэтому надо детальнее подойти к возможным задачам и проблемам для решения, которых может быть использована одна из разновидностей стандартного или оптоволоконного ВСП.

Благодарности

Автор выражает огромную благодарность всем, кто помогал в сборе данных, участвовал в работах по проектам ВСП, а также подготовки материалов публикации.

Литература

1. Андреев А.Ю., Керусов И.Н., Бляс Э. А., Митин А.В., Черкашнев С.А., Моделирование и дизайн полевых работ ВСП МОГ для оценки VTI/TTI анизотропии, EAGE-2019, г. Тюмень, Россия.

2. Баранов К.В., Рыков А.П., Облеков Р.Г., Хабаров А.В., Черкашнев С.А., Королев А.Е., Кишкель И.В., Самина Н.М., Фролова В.А., Токарев Н.А., Шевченок А.А. Финальные результаты обработки сейсмических данных 3D ВСП, зарегистрированных оптоволоконными измерительными системами (ОВИС) на Пильтун-Астохском месторождении // Геофизика, №1, 2024, с 2-14.

3. Горбачев С.В., Титов А.Б., Черкашнев С.А. Пример планирования и реализации ВСП в наклонно-направленной скважине // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №2, 2022, с 32-42.

4. Жужель А.С., Ленский В.А., Иркабаев Д.Р., Шарова Т.Н. Выбор модификации скважинной сейсморазведки при изучении околоскважинного пространства // Бурение и нефть, 2018.

5. Ленский В.А., Жужель А.С., Шарафудинов Т.Р. Современное состояние скважинной сейсморазведки (ВСП) в России // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №1, 2019, с. 29-36.

6. Слонов Д., Горбачев С.В. Инструкция по сейсморазведке – догмат или фундамент развития отрасли // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №1, 2023, с 6-14.

7. Судакова М.С., Белов М.В., Понимаскин А.О., Пирогова А.С., Токарев М.Ю., Колюбакин А.А. Особенности обработки данных вертикального сейсмического профилирования морских малоглубинных скважин с волоконно-оптическими распределенными системами // Геофизика, 6, 2021, с111-119.

8. Табаков А.А., Баранов К.В., Рыковская А.В., Копчиков А.В. Методика и некоторые результаты обработки данных МОГ и 3D ВСП // Технологии сейсморазведки, №2, 2006, с.8-13.

9. Тихонов А.А, Современное состояние технология ВСП // «ГеоЕвразия 2018», Москва, 5-8 февраля 2018.

10. Хромова И.Ю., Николаев Д.А. Что ожидает наземная сейсморазведка от скважинных сейсмических исследований // Нефтегазсервис. – 2013. – № 1. – С. 38–41.

11. Шехтман Г.А., Кузнецов В.М., Горбачев С.В., Жуков А.П. Решение методических и геологических задач методом ВСП в условиях вечной мерзлоты // Геофизика, 6, 2019.

12. Шехтман Г.А. «Вертикальное сейсмическое профилирование» -М: ООО «ЕАГЭ Геомодель», 2017г -286 с.

Подробнее об авторе



Горбачев
Сергей Викторович,

к.т.н.,
начальник управления реализации ГРР ООО «РН-Шельф-Арктика»,

доцент Высшей школы инновационного бизнеса МГУ

Вибросейсмическая полевая методика одновременного применения нескольких оптимизированных под геологию нелинейных свип сигналов. Свип сигнал Qwell

- Адиев Т.Р., АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа.
- Шулыкин Д.А., ООО «НПЦ Геостра», г. Уфа.

Аннотация. *Цель данной статьи – продемонстрировать преимущества одновременного применения нескольких сигналов совершенно нового вида, названных Qwell свипами, компенсированных за последующее как упругое, так и неупругое поглощение среды. Результаты были получены сейсмической партии №12 АО «Башнефтегеофизика» при проведении опытно-методических работ МОГТ-2D в Волгоградской области. Качество полевого материала значительно повышено без привлечения дополнительных технических средств, с сохранением времени отработки одного физического наблюдения. Работа является продолжением серии публикаций, связанных с повышением эффективности проведения сейсморазведочных изысканий, за счет учета геологических особенностей места проведения работ непосредственно в свип сигнале.*

Ключевые слова: *полевые сейсморазведочные работы МОГТ-2D, адаптивные сигналы, учет геологии, Qwell свип, повышение эффективности.*

Keywords: field seismic exploration CDP-2D, adaptive signals, geology accounting, Qwell sweep, efficiency improvement.

Введение

По мере распространения сейсмической волны через среду, ее упругая энергия постепенно затухает. Наиболее значимой причиной частотных и фазовых искажений полезного сигнала, приводящих к понижению временной и динамической разрешенности сейсмической записи, является поглощение энергии геологической средой, подразделяющееся на два вида – упругое и неупругое.

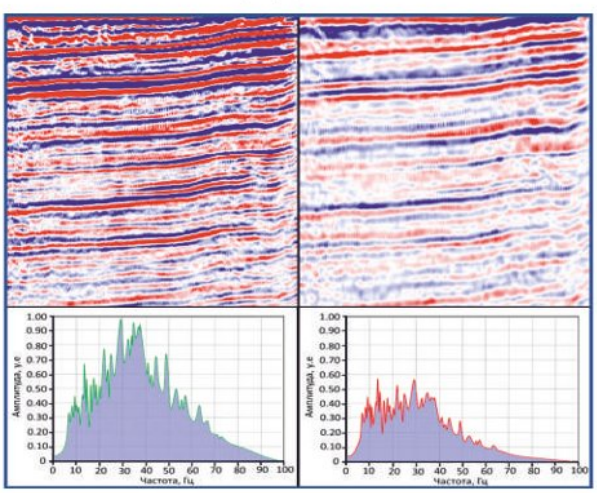
Неупругое поглощение возникает из-за движения жидкости (флюида) и трения между зернами скелета, при этом высокие частоты поглощаются значительно сильнее, по экспоненциальной зависимости (рис. 1). Для данного физического механизма эффекты частотно-зависимого затухания амплитуды могут быть удобно объединены в один безразмерный параметр Q, который количественно определяет влияние неупругого поглощения на сейсмический импульс, являясь обратной величиной относительных потерь энергии волны (E/ΔE) на периоде колебаний:

$$Q = 2\pi E/\Delta E$$

Тогда влияние на амплитудный спектр волны на частоте f и времени пробега T будет равно:

$$S_f = \exp\left(\frac{\pi f T}{Q}\right)$$

▼ *Рис.1. Сейсмограммы до и после компенсации неупругого поглощения.*



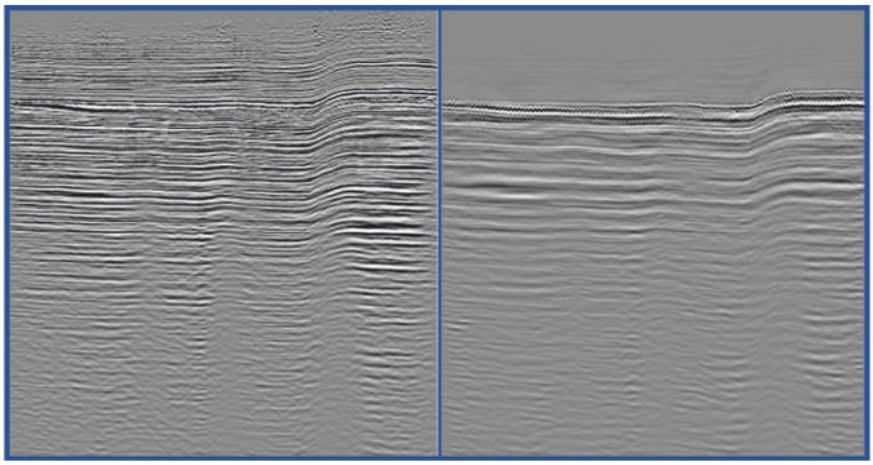


Рис.2. Образование сложной интерференционной картины (слева – полное волновое поле, справа – поле кратных волн).

Упругое рассеяние (поглощение) происходит на изолированных (объемных) и вертикальных микронеоднородностях – тонких контрастных слоях. Энергия волнового процесса в системе сохраняется (перехода энергии в тепло не происходит), но перераспределяется в пространстве, вызывает видимое частотно-зависимое затухание проходящих волн, а также появление сложной интерференционной картины на всей длине записи (рис. 2).

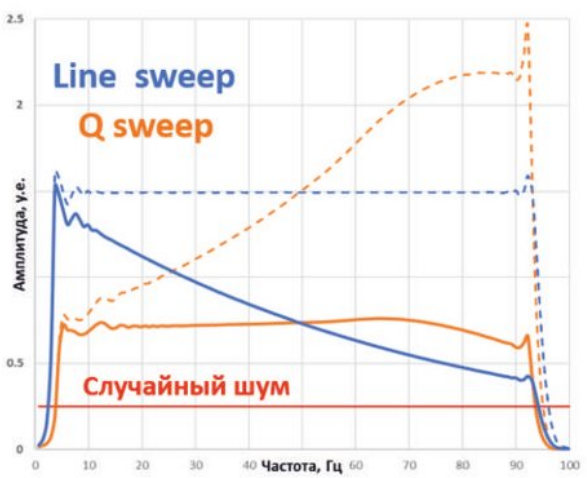
Свип компенсированный за упругое рассеивание и неупругое поглощение – Qwell свип

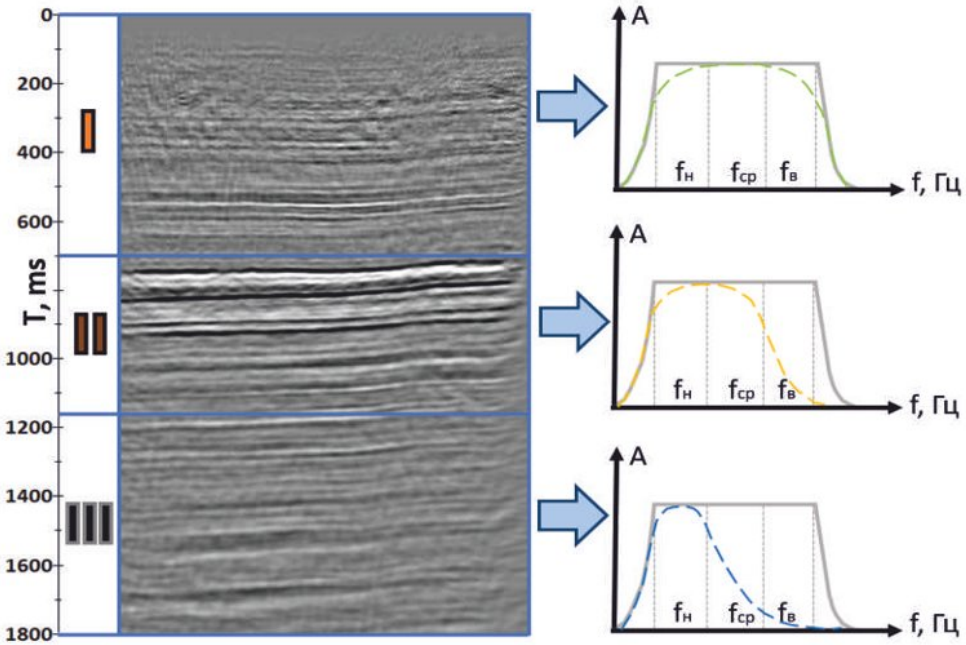
Учитывая изложенное, представляется целесообразным заложить компенсацию последующего влияния геологической среды, вызывающего неупругое поглощение и упругое рассеивание, непосредственно в сигнале. Сигналы такого вида получили название Qwell sweep.

Преимущества предварительной компенсации неупругого поглощения на этапе сейсмических работ с помощью сигналов, полученных на основе Q-фильтров (Q свипов), уже были продемонстрированы как на модельных, так и на полевых данных в работах [1, 2]. Основная идея метода заключается в заложении геологически обоснованного перераспределения энергии в сторону высоких частот, дающего более равномерный амплитудный спектр отражений по отношению к случайному шуму (рис. 3), что значительно повышает качество сейсмической записи.

Для этого в качестве априорной информации используется временной разрез с неизменными амплитудно-частотными характеристиками с места проведения ОМР, полученный при использовании стандартного линейного свип-сигнала (рис. 4). В нашем случае разрез в следствие изменчивости свойств слоев был разделен на три обобщенных сейсмических комплекса: ВЧР, твердые породы, не содержащие

Рис.3. Амплитудный спектр сигналов. Синие линии – линейный амплитудный спектр, оранжевый – Q sweep, пунктир – до влияния среды, сплошная линия – после.





▶ *Рис.4. Априорный временной разрез.*

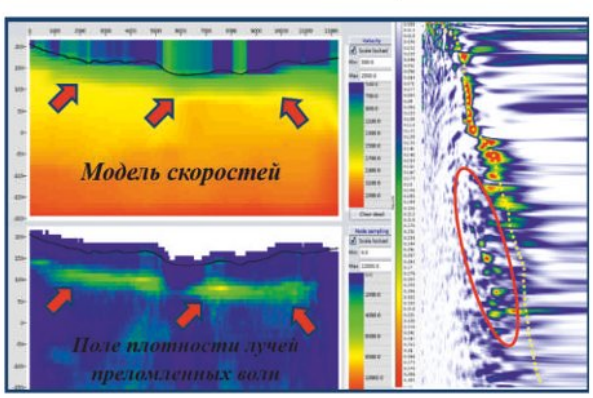
углеводородов и целевой интервал. Каждый из них характеризуется своим интервальным параметром поглощения, для каждого из которых был подобран свой оптимальный Q - фильтр (Q=50, Q=100, Q=150), восстанавливающий только ту часть спектра, которую возможно зарегистрировать на данной глубине при уровне амплитуд сигнала выше амплитуды случайных шумов.

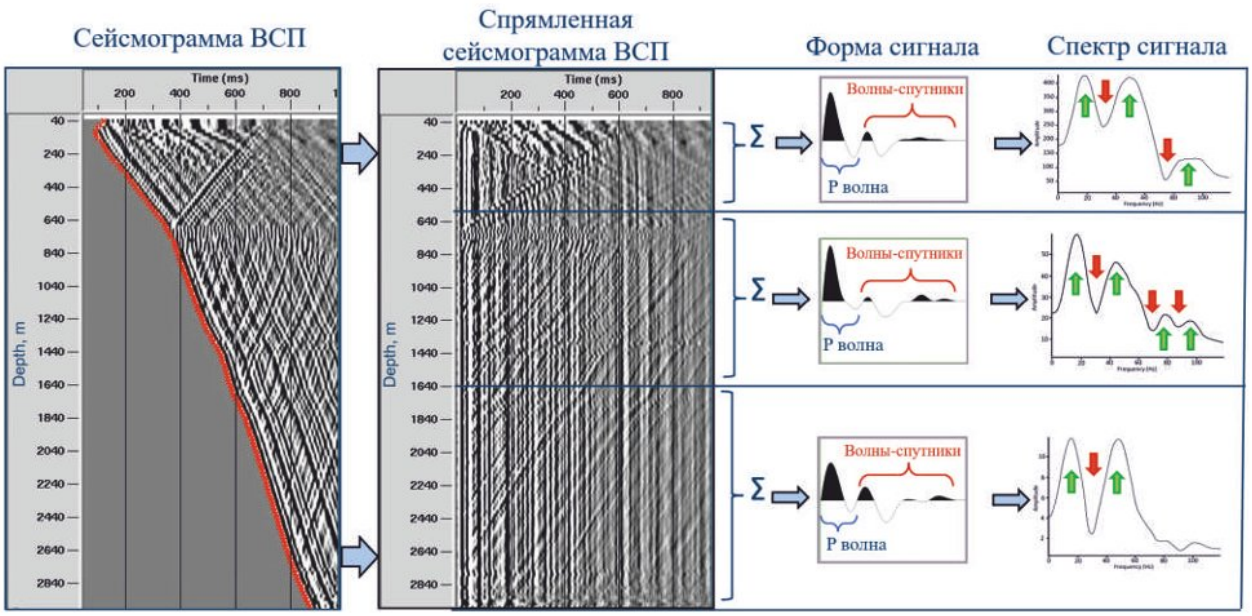
Опытно-методические работы проводились в Волгоградской области в пределах площади со сложным геологическим строением. Повсеместно присутствуют высококонтрастные по скоростным характеристикам пласты, в значительной мере осложняющие волновую картину интерференционными эффектами, в том числе такой пласт повсеместно развит в верхней части разреза на глубинах около 100 м (рис. 5). Эффект неупругого перераспределения энергии можно оценить по сейсмограмме ВСП скважины, находящейся в непосредственной близости к месту проведения работ [3]. Если извлечь импульс прямой продольной падающей волны в каждом из интервалов глубин, заметно что форма сигнала значительно осложнена побочными максимумами (рис. 6), на амплитудном спектре это выражается в аномальном уменьшении энергии (выделено красными стрелками) в некоторых интервалах частот и в аномальном увеличении в других (выделено зеленым).

Создав обратные нормированные фильтры на основе спектров продольной падающей волны и применив их к сейсмограммам ВСП, мы смогли уменьшить амплитуду побочных максимумов более чем в 5 раз (рис. 7).

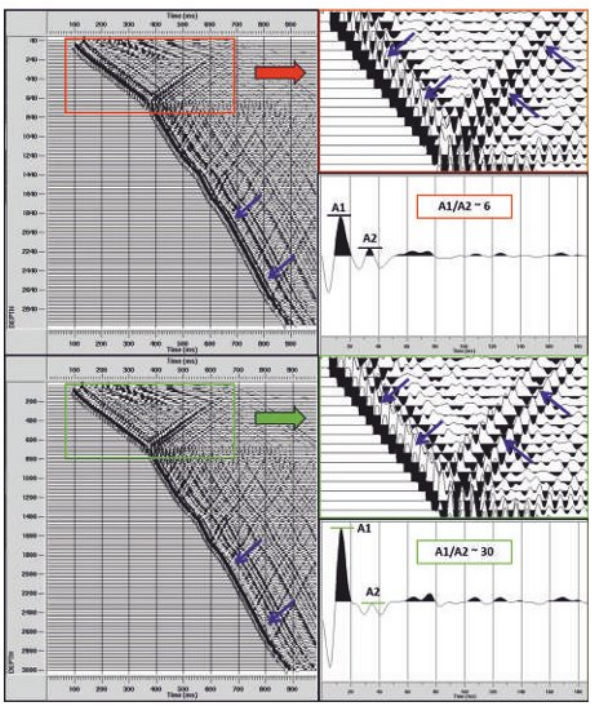
Отличительная особенность такого подхода к учету упругого рассеивания заключается в том, что регистрация сигнала при ВСП происходит непосредственно в среде, что позволяет оценить

▼ *Рис. 5. Модель ВЧР места проведения.*





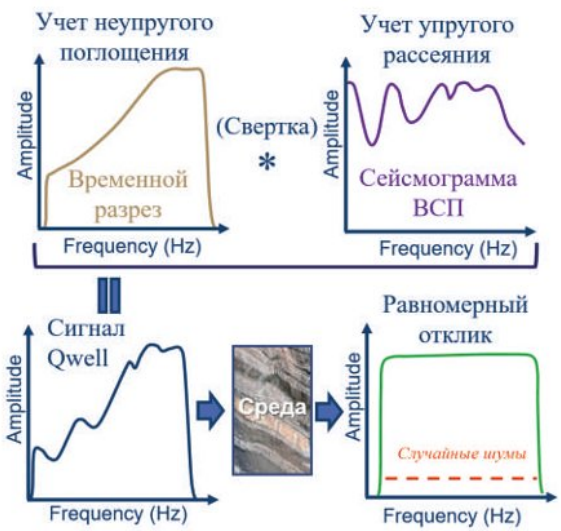
▲ *Рис. 6. Оценка упругого рассеивания.*



▲ *Рис. 7. Сейсмограмма ВСП до и после применения фильтров учета упругого рассеивания.*

влияние волн спутников только на полезную продольную падающую волну, а не на все волновое поле.

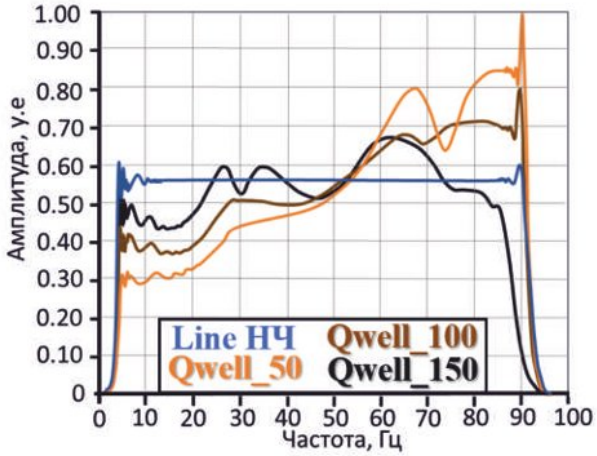
Следующим шагом является объединение фильтров, учитывающих упругое и неупругое поглощение в каждом из интервалов в единые свип сигналы,



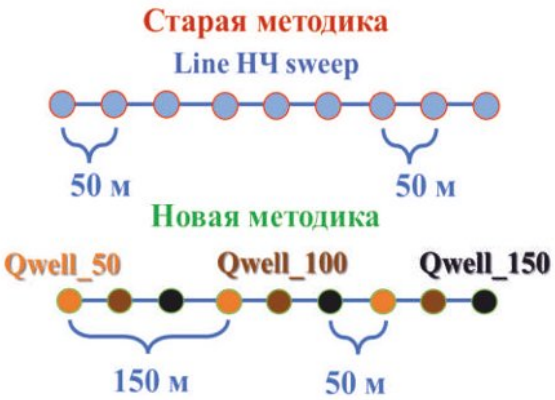
▲ *Рис. 8. Получение свип сигнала Qwell.*

названные Qwell. Итогом предполагается получение более гладкого, прямоугольного отклика от прошедшего через среду сигнала, чем при использовании стандартного линейного свипа (рис. 8).

Применение на одной площади нескольких оптимизированных под свой интервал глубин сигналов (рис. 9) требует изменения методики отстрела. В новой методике происходит чередование трех свип сигналов. Так при стандартном шаге ПВ в 50 метров, каждый свип сигнал будет отрабатываться через 150 м (Рис. 10).



▲ *Рис. 9. Свип сигналы Qwell.*



▲ *Рис.10. Сравнение методик отстрела.*

Ниже приведено упрощенное математическое описание АКФ свип сигнала от времени t:

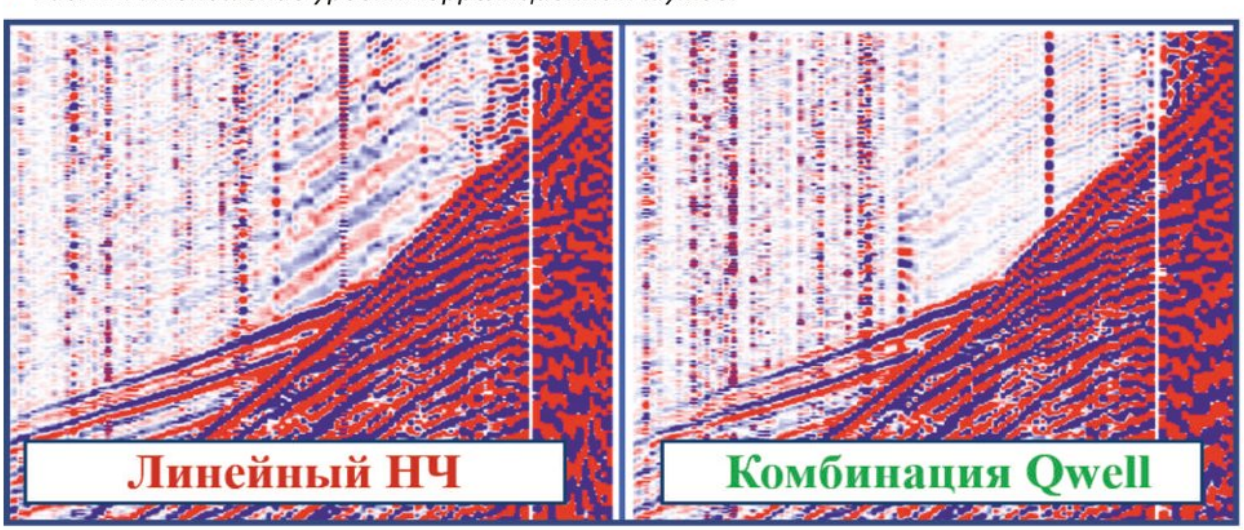
$$АКФ = \frac{\sin(\pi \Delta F t)}{\pi \Delta F t} \cos(2\pi t F_{ср})$$

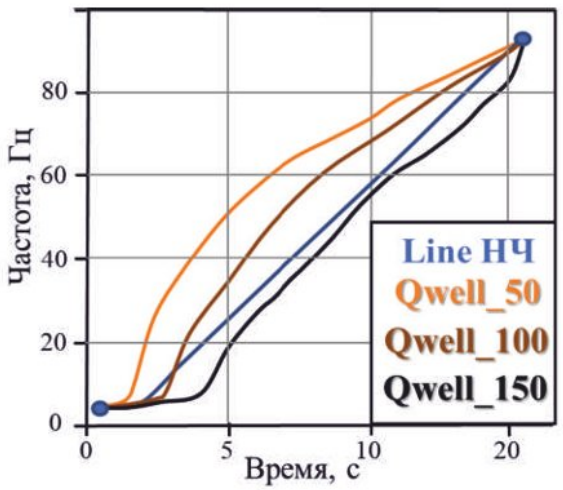
Из нее следует, что форма отражений зависит от двух переменных – ширины спектра ΔF и средней энергетической частоты сигнала $F_{ср}$. У Qwell свипов при распределении энергии в сторону высоких частот остается неизменным ширина спектра, но растет средняя энергетическая частота сигнала.

Из нее следует, что форма отражений зависит от двух переменных – ширины спектра ΔF и средней энергетической частоты сигнала $F_{ср}$.

У Qwell свипов при распределении энергии в сторону высоких частот остается неизменной ширина спектра, но растет средняя энергетическая частота сигнала. В большей степени это влияет на форму корреляционных шумов, в то время как центральный максимум остается почти без изменений. За счет этого в одном бине ОГТ или на одной сейсмограмме ОПВ, при отстреле всех трех сигналов на одной точке в качестве накоплений (рис. 11), происходит деструктивное сложение корреляционных шумов, что позволило на полевых данных уменьшить их амплитуду в доминирующем интервале частот до 20 Гц более чем в 2 раза.

▼ *Рис. 11. Уменьшение уровня корреляционных шумов.*





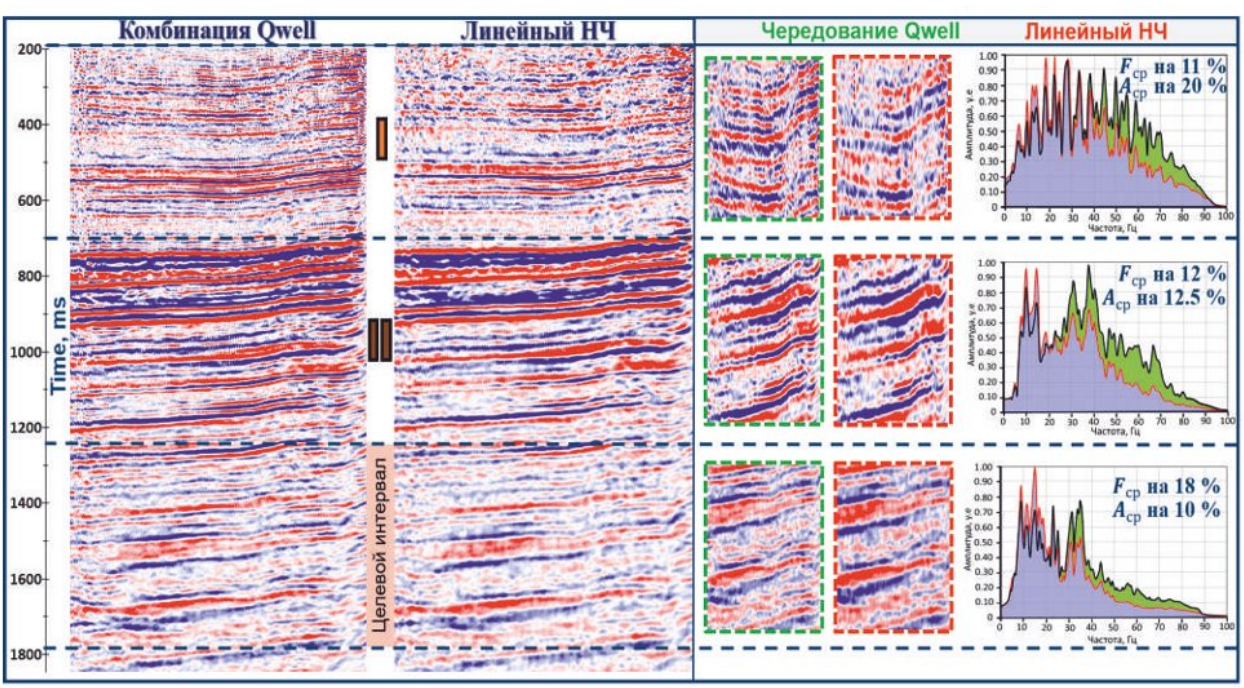
▲ *Рис.12. Частотно-временная развертка.*

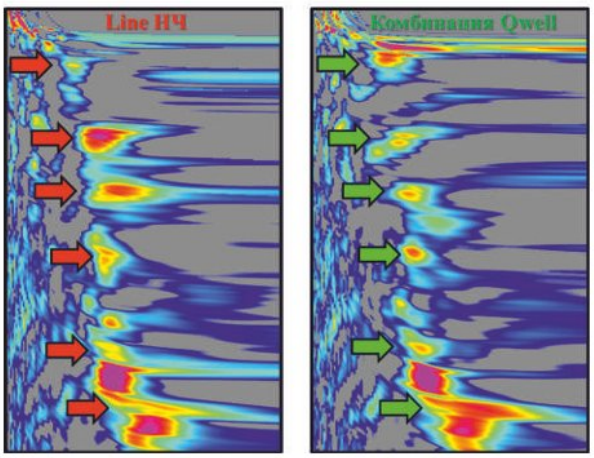
При использовании разработанной методики чередования свип сигналов с уникальной частотно-временной разверткой (рис. 12) даже при совместной одновременной отработке соседних групп вибраторов у отражений не будет пересечения по частотам, что позволяет эффективнее бороться с взаимным влиянием соседних групп вибраторов, появляющимся при использовании высокопроизводительных методик получения сейсмического материала в поле, например Slip-Sweep и ISS.

Данное утверждение было подтверждено на модельных и реальных данных, полученных с помощью предшествующих свип сигналов – Q sweep, учитывающих только неупругое поглощение [1].

В ходе отработки опытного профиля МОГТ-2D длиной 15 км, мы получили временной разрез, в значительной мере превосходящий по временной и динамической разрешенности, полученный при применении обычного линейного низкочастотного свип сигнала (рис. 13). Во всех интервалах глубин получен значительный прирост информации, в том числе, в интервале перспективном на углеводороды. В нем получилось поднять среднюю частоту свип сигнала на 18% при повышении средней амплитуды отражений на 10%. За счет уменьшения влияния волн-спутников максимумы на спектрах скоростей суммирования стали более сфокусированными и разрешенными (рис. 14). На временных разрезах это выразилось повышением прослеживаемости многих отражений (на рис. 13 показательные области вынесены отдельно).

▼ *Рис. 13. Временные разрезы. Сравнение предложенной методики со стандартной.*





▲ *Рис. 14. Спектр скоростей. Сравнение предложенной методики со стандартной.*

Также при привязке к скважинным данным, повысился коэффициент корреляции в перспективном интервале глубин на 30 %, с 0.436 до 0.626 (рис. 15).

Заключение

Сигналы специального вида, компенсирующие последующее влияние геологической среды, могут быть предварительно оптимизированы для каждого конкретного региона. Одновременное использование нескольких таких свип сигналов позволяет:

1) повысить динамическую и временную разрешенность временных разрезов и качество привязки;

2) значительно уменьшить уровень корреляционных шумов;

3) улучшить качество применения процедур, избавляющих от влияния соседних групп вибраторов при использования высокопроизводительных методик (в т.ч. ISS).

4) сохранить время отработки одного ф.н.

Таким образом мы можем удовлетворить растущие требования к детальности и точности без значительных дополнительных вложений в ГРР, за счет использовании имеющихся технических средств.

Благодарности

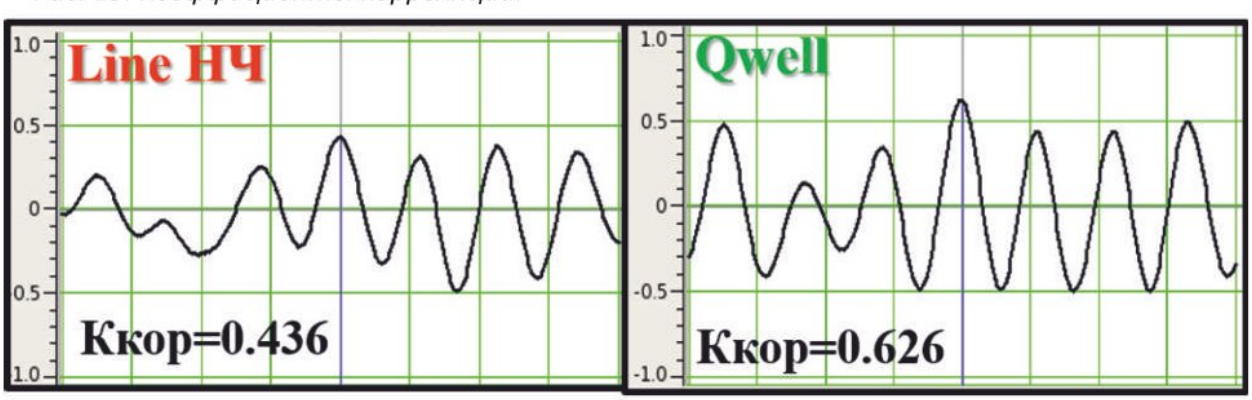
Авторы выражают благодарность за техническое сопровождение и неоценимую помощь в реализации проекта сотрудникам ООО «ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ДАННЫХ», и особенно – А.П Жукову и И.П. Короткову.

Литература

1. Адиев Т.Р., Коротков И.П. Вибросейсмическая полевая методика независимого одновременного возбуждения нескольких управляемых «Q свипов» для совместного увеличения производительности работ и улучшения качества данных // Геофизика. 2023. №6. С. 16-21.

2. Korotkov Ilya, and Alexander Zhukov. 2020. “Inverse Q Sweep Signal for Broadband Vibroseis Acquisition”. In SEG Technical Program Expanded Abstracts, 116-120.

▼ *Рис. 15. Коэффициенты корреляции.*



3. Korotkov Ilya, Alexander Zhukov and Igor Nekrasov. «Vibroseis acquisition with fully controllable sweep signals based on borehole VSP data analysis». 2022 EAGE ANNUAL 83rd Conference and Exhibition. Madrid, 2022.

Подробнее об авторах



Адиев
Тимур Рустемович

Ведущий специалист
Дирекции разведочной
геофизики
АО «Башнефтегеофизика».
Окончил Московский
государственный
университет имени
М.В. Ломоносова
в 2023 г.



Шулыкин
Дмитрий Александрович

Главный геофизик
Управления обработки
сейсмических данных
ООО НПЦ «Геостра»
(АО «Башнефтегеофизика»).
Окончил Московский
государственный
университет имени
М.В. Ломоносова
в 2013 г.

Геомодель 2024

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

9-12 СЕНТЯБРЯ 2024 Г. / ГЕЛЕНДЖИК, РОССИЯ

УСПЕЙТЕ ЗАРЕГИСТРИРОВАТЬСЯ!

www.geomodel.ru

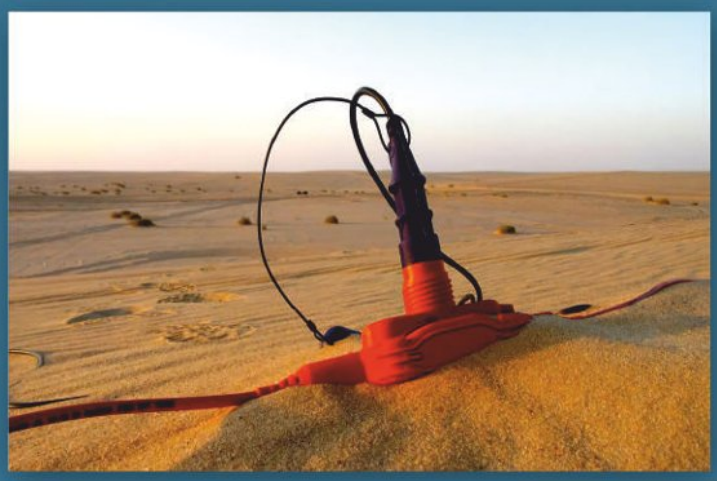
СГК

САМАРСКАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

samgeo.ru



На рынке
с 2010 года



Поставки сейсмо-
оборудования
в Россию

408

428

508



Полная
ответственность
за исправность
оборудования



Учет аппаратурных характеристик приема-передающего тракта и условий возбуждения при обработке данных вибросейсморазведки

- Добровольская А.Е., МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва.
- Коротков И.П., к.т.н., ООО «НПП «Спецгеофизика», МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва.

Аннотация: в статье демонстрируются теоретические основы, принципы конструирования и практические результаты применения обратного фильтра учета условий возбуждений и приема при обработке данных вибросейсморазведки с использованием сигналов обратной связи в частотной области на примере 2D данных Астраханского нефтегазоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: вибрационная сейсморазведка (вибросейсморазведка), обработка сейсмических данных, учет условий возбуждения, учет условий приема.

Введение

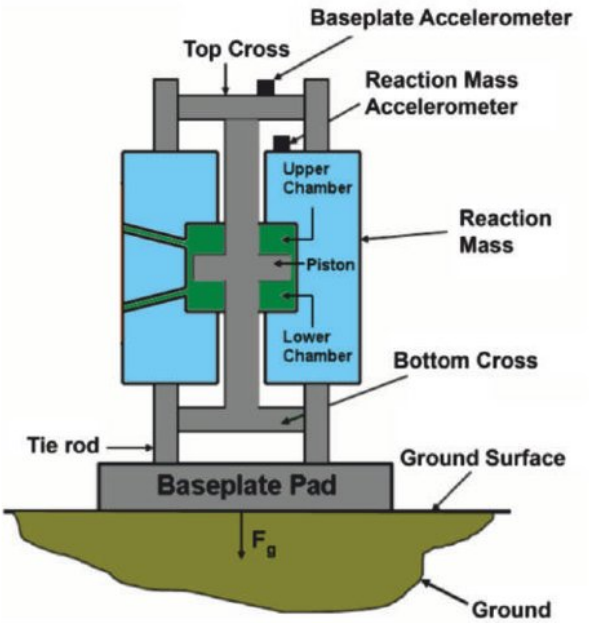
Сегодня вибрационная сейсморазведка является наиболее распространенным методом поисковых работ на суше, поскольку к его достоинствам относятся возможность управления частотным составом и энергией колебаний. Поверхность земли часто меняется в процессе возбуждения колебаний посредством вибрационной установки, что существенно влияет на ее работу и получаемый результат. Для минимизации влияния этой особенности может быть применен способ учета условий приема и возбуждения.

В общем сейсмический вибратор и грунт под ним можно представить моделью масса-пружина-демпфер, где реактивная масса воздействует на опорную плиту, контактирующую с грунтом. В процессе передачи свип-сигнала в грунт с помощью вибрационной установки регистрируется два сигнала: плиты и реактивной массы, по которым осуществляется управление виброисточником по принципу обратной связи. Точность управления виброисточником напрямую зависит от применяемой электроники. Современная электроника управления виброисточниками позволяет достичь такой точности управления, что сигналы обратной связи могут рассматриваться как выходные характеристики линейной системы. В такой линейной системе возможно построение обратных фильтров, основанных на ее входных и выходных характеристиках.

Известно, что линейные системы могут описываться сверточной моделью, из которой можно получить обратные фильтры различного вида. Такие фильтры могут быть сконструированы в частотной области на основе измеренных спектральных характеристик сигналов опорной плиты и реактивной массы, которые несут в себе информацию об условиях возбуждения. Аналогично подобные фильтры могут быть составлены и на основе импульсно-частотной характеристики приемной группы, несущей в себе информацию об условиях приема. Применение подобных фильтров к вибрационным сейсмическим данным позволяет повысить разрешенность результатов временных разрезов.

Модель сейсмического вибратора и грунта под ним

В общем модель сейсмического вибратора и грунта под ним проиллюстрирована на Рис. 1, где Reaction Mass (Mrm) и Baseplate Pad (Mbp) представляют собой реактивную массу и массу опорной



▲ *Рис. 1. Модель сейсмического вибратора и грунта под ним (Wei, 2009).*

плиты соответственно. Reaction Mass Accelerometer (Arm) и Baseplate Accelerometer (Abp) – это измерители ускорений реакционной массы и опорной плиты соответственно. (Шнеерсон и др., 1990)

Fg представляет истинную силу вибратора на грунт (Ground Force, граундфорс). Данная величина оценивается с помощью метода взвешенной суммы, который, в свою очередь, основан на 2-м законе Ньютона. (Sallas, 1984) (Sallas, et al., 1982) Вычисления производятся путем суммирования сигналов ускорения от реактивной массы и опорной плиты, взвешенных по их соответствующим массам. При взвешенной сумме силы на грунт измеряются реактивная масса и ускорение опорной плиты. (Wei, и др., 2018) (Сянь-чжэн, и др., 2015). Так оценка силы вибратора на грунт представляется в виде:

$$-F_g \approx M_{rm}A_{rm} + M_{bp}A_{bp} \qquad (1)$$

Точность обратной связи напрямую зависит от измерения датчиков – акселерометров, установленных на основных узлах виброисточника, а также от устройства управления – контроллера. Современные системы управления виброисточниками обеспечивают высокую степень управляемости виброисточником по обратной связи, например, электронная система GSD-II. (Жуков, и др., 2013). Это в значительной мере сглаживает эффекты влияния контакта плита-грунт. Поэтому можно рассматривать сигналы обратной сейсмического вибратора с контроллером как линейную систему.

Линейные системы и сверточная модель

Используя сверточные модели, состоящие из входного сигнала, передаточной характеристики системы и выходной последовательности, можно хорошо описать линейные системы и, соответственно, вывести обратные фильтры различного вида. (Никитин, 1986). С помощью измеренных спектральных характеристик сигналов подобные фильтры можно составить в частотной области. (Коротков, и др., 2021). Для учета условий возбуждения были использованы спектральные характеристики сигналов пилотного свипа, реактивной массы и опорной плиты.

Будем считать, что сигнал опорной плиты является выходным и несет в себе информацию об условиях возбуждения, которые нужно будет скомпенсировать в последствии. В этом случае входными сигналами линейной системы могут считаться либо сигнал пилотного свипа, либо сигнал реактивной массы.

Пусть входным сигналом служит пилотный сигнал, так как именно он формирует задание на вибровоздействие.

Сверточная модель такой линейной

системы будет иметь следующий вид:

$$Sbp(t) = f(t) * Sp(t) \quad (2)$$

где *Sbp(t)* – выходной сигнал с плиты, *f(t)* – передаточная характеристика системы и *Sp(t)* – входной сигнал пилотного свипа в зависимости от времени *t*. Входной сигнал передает системе задание на смещение плиты для совершения вибровоздействия, однако измеряемый выходной сигнал имеет размерность ускорения, так как регистрируется акселерометром. После приведения выходного сигнала к смещению формула (1) принимает вид:

$$\iint Sbp(t) = f(t) * Sp\ (t) \quad (3)$$

где двойное интегрирования в левой части означает переход от ускорения к смещению.

Пусть переходная характеристика системы *f(t)* определяется только условиями возбуждения. После перехода в частотную область имеем:

$$Sbp(\omega)\omega^2 = F(\omega)Sp(\omega) \quad (4)$$

где *Sbp(ω), F(ω)* и *Sp(ω)* - спектральные характеристики выходного сигнала, условий возбуждения и пилотного сигнала соответственно в зависимости от частоты ω.

Обратный фильтр, учитывающий условия возбуждения, можно выразить как:

$$\frac{1}{F(\omega)} = \frac{Sp(\omega)}{Sbp(\omega)\omega^2} \quad (5)$$

Аналогичным образом может быть произведен учет характеристик приемопередающего тракта, основывающийся на искажениях полезного сигнала приемной линией.

Во время полевых работ проводятся периодические так называемые пульс-тесты, смысл которых заключается в измерении импульсно-частотной характеристики приемной группы, находящейся на пикете приема. Тест проводится путем посылки «идеального» сигнала - дельта импульса со станции на приемную группу и записи ее отклика. На основе этой записи можно сделать обратный фильтр условий приема, способствующий компенсации собственной частоты приемников (10 Гц), вида:

$$\frac{1}{F(\omega)} = \frac{1}{S\delta(\omega)} \quad (6)$$

где $F(\omega)$ и $S\delta(\omega)$ – спектральные характеристики функций условий приема и отклика приемной группы на дельта импульсный сигнал соответственно.

Фильтры подобного вида должны быть применены отдельно на каждом пункте возбуждения на основе индивидуального сигнала обратной связи от плиты.

Применение фильтров условий возбуждения и приема

Для учета условий возбуждения в программном обеспечении ProMAX 2D были составлен алгоритм обработки данных. Для создания фильтра условий возбуждения на вход подаются трассы пилотного свипа, сигнала плиты, реактивной массы и сигнала силы вибратора на грунт (граундфорса). (Рис. 2, Рис. 3) Фильтр условий возбуждения рассчитывается индивидуально для каждого пункта возбуждений из-за сильной изменчивости условий возбуждения. Различие условий возбуждения продемонстрированы на Рис. 4. В результате работы алгоритма обработки данных фильтр условий возбуждений представляется как трасса (Рис. 5) с амплитудно-

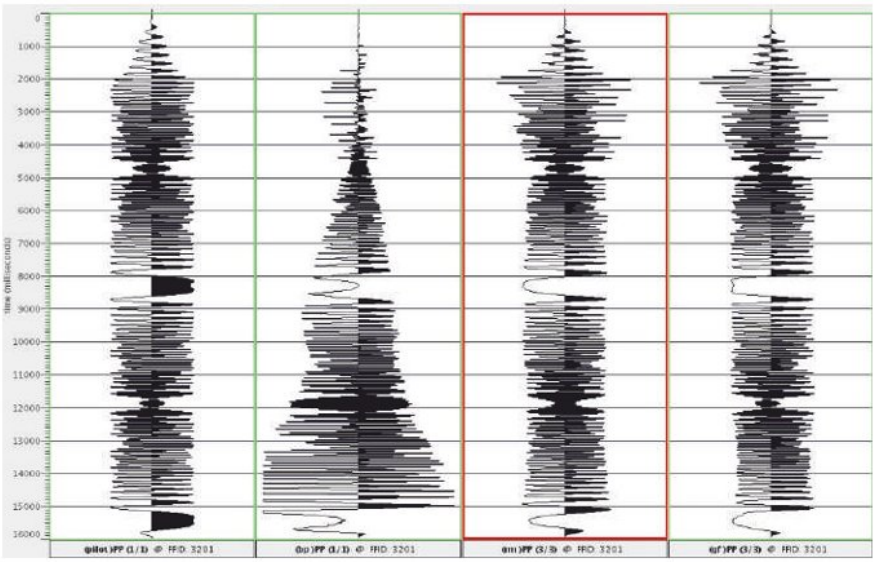


Рис. 2. Трассы входных сигналов (слева направо): пилотной свип, сигнал плиты, сигнал реактивной массы, сила вибратора на грунт (граундфорс).

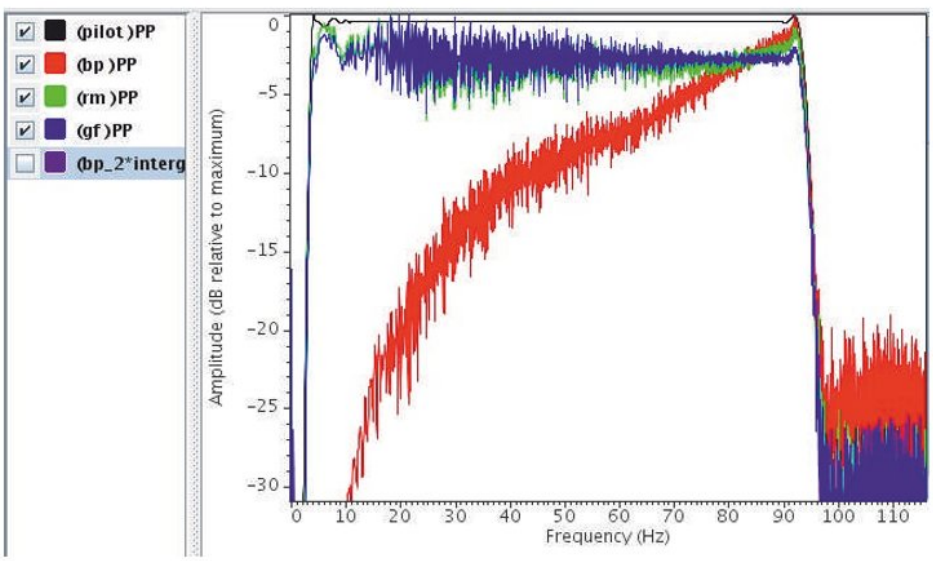


Рис. 3. Амплитудно-частотные характеристики входных сигналов: черный - пилотной свип, красный - - сигнал плиты, зеленый - сигнал реактивной массы; синий - сила вибратора на грунт (граундфорс).

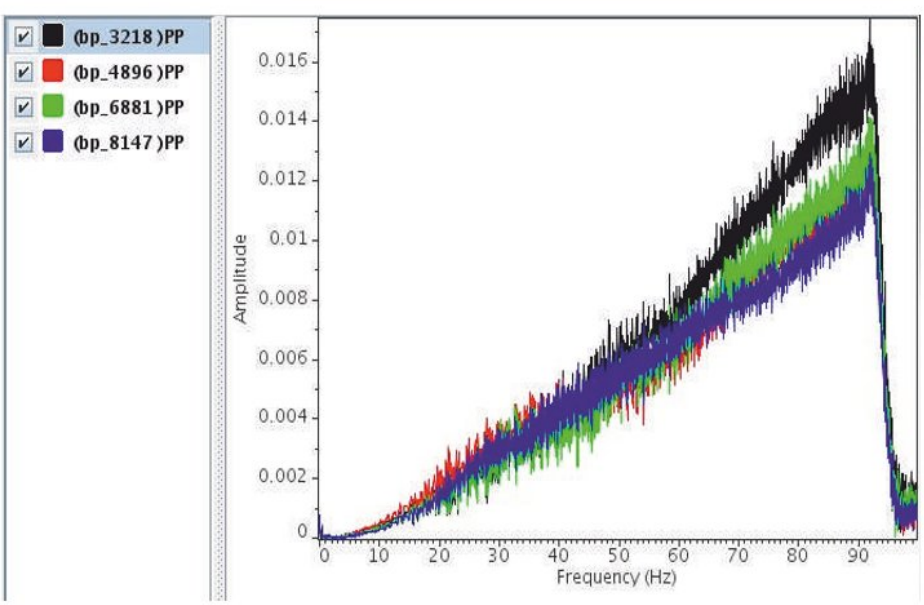
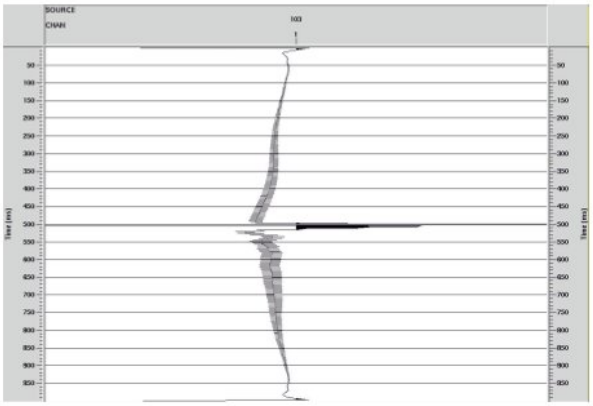


Рис. 4. Изменчивость условий возбуждения на примере амплитудно-частотных характеристик сигналов плиты на различных ПВ: черная – начальный ПВ, синяя – конечный ПВ, красная и зеленая – промежуточные ПВ.



▲ *Рис. 5. Траса фильтра условий возбуждения.*

частотной характеристикой (Рис. 6).

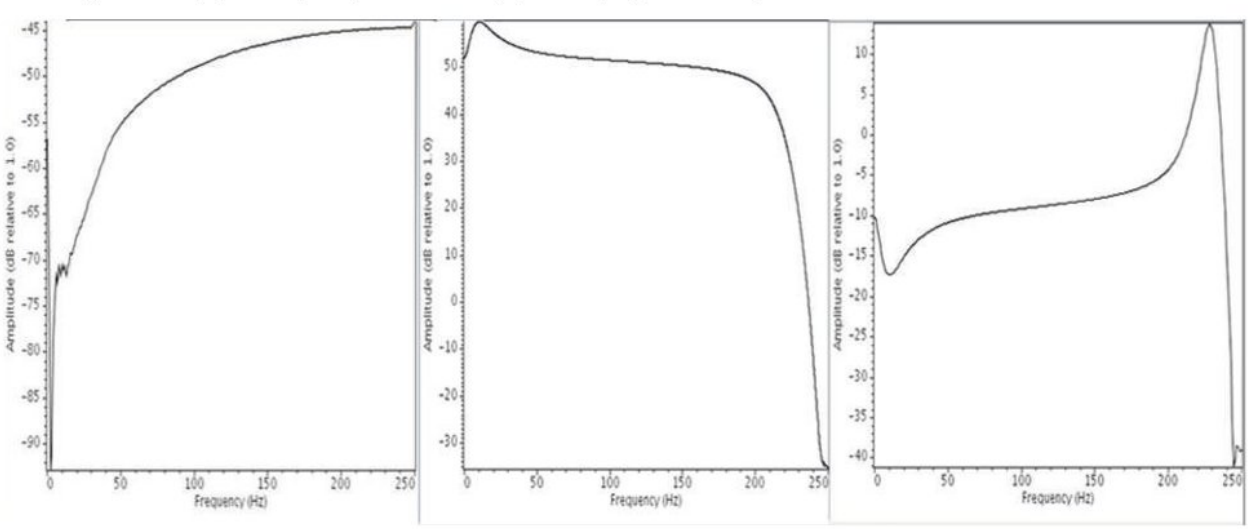
Для создания фильтра приемо-передающего тракта на вход потоку были поданы данные пульс-теста – пробного сигнала, подающегося со сейсмостанции на приемник (Рис. 6). После запуска алгоритма обработки данных фильтр приема представляется как трасса (Рис. 7) с амплитудно-частотной характеристикой, учитывающей собственную частоту приёмника. (Рис. 6).

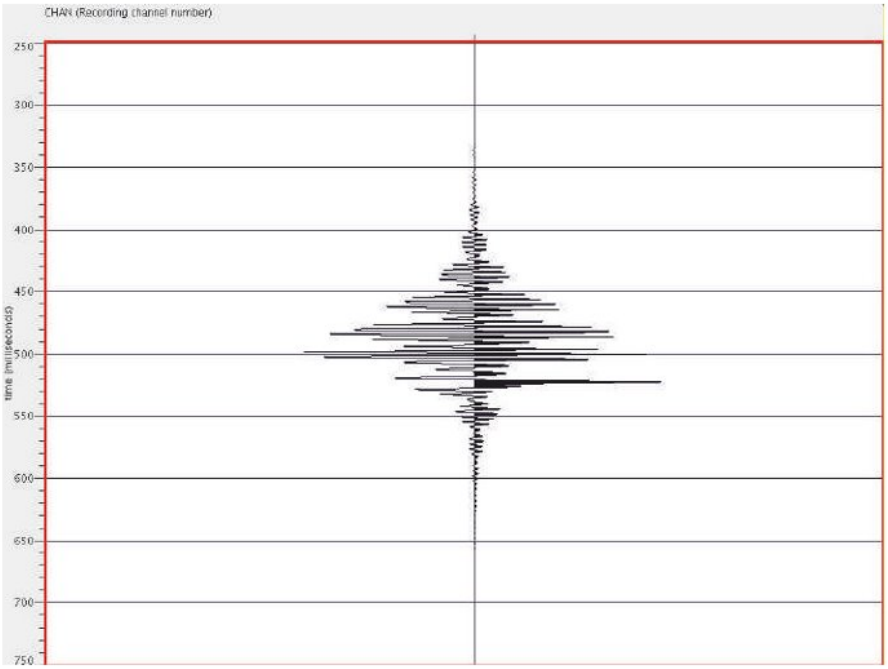
Результат применения фильтра условий возбуждения

Эффективность фильтра условий возбуждения может быть наглядно проиллюстрирована на примере сейсморазведочных работ 2D ОГТ данных, полученных на Правобережном участке залежи Астраханского месторождения с применением технологий адаптивной сейсморазведки и аппаратурой GSD-II. Ниже представлены изображения, полученные после обработки в программном обеспечении ProMAX 2D по алгоритму, описанному в предыдущем разделе статьи (Рис. 8, Рис. 9, Рис. 10 , Рис. 11)

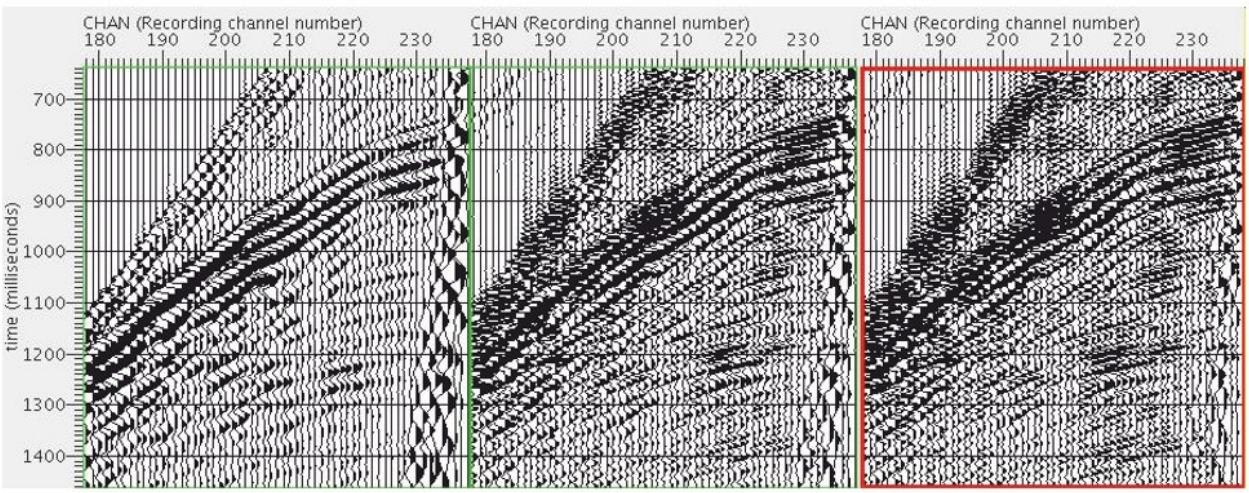
Как видно из изображений, на временных разрезах с учетом фильтров условий возбуждения и приёма по сравнению с временными разрезами без фильтров повышена вертикальная разрешающая способность за счет уменьшения амплитуд, а также повышена контрастность осей синфазности. После применения фильтра наблюдаются более четкие границы сейсмокомплексов и лучше прослеживается их структура: горизонтальная в верхней части разреза и наклонная в нижней. Устранены помехи за условия возбуждения и компенсированы приемные характеристики велосиметров. Значительно улучшены спектральные характеристика разреза. На амплитудно-частотных характеристиках наблюдается расширение спектра в область высоких частот и минимизация влияния собственных частот приемников.

▼ *Рис. 6. Амплитудно-частотные характеристики (слева направо): фильтра условий возбуждения, фильтра пульс-теста, фильтра условий приема.*

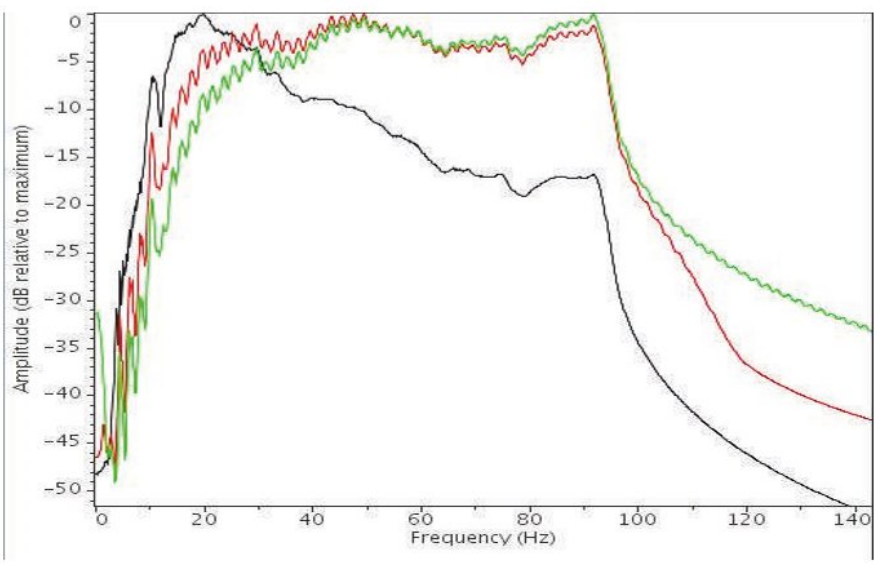




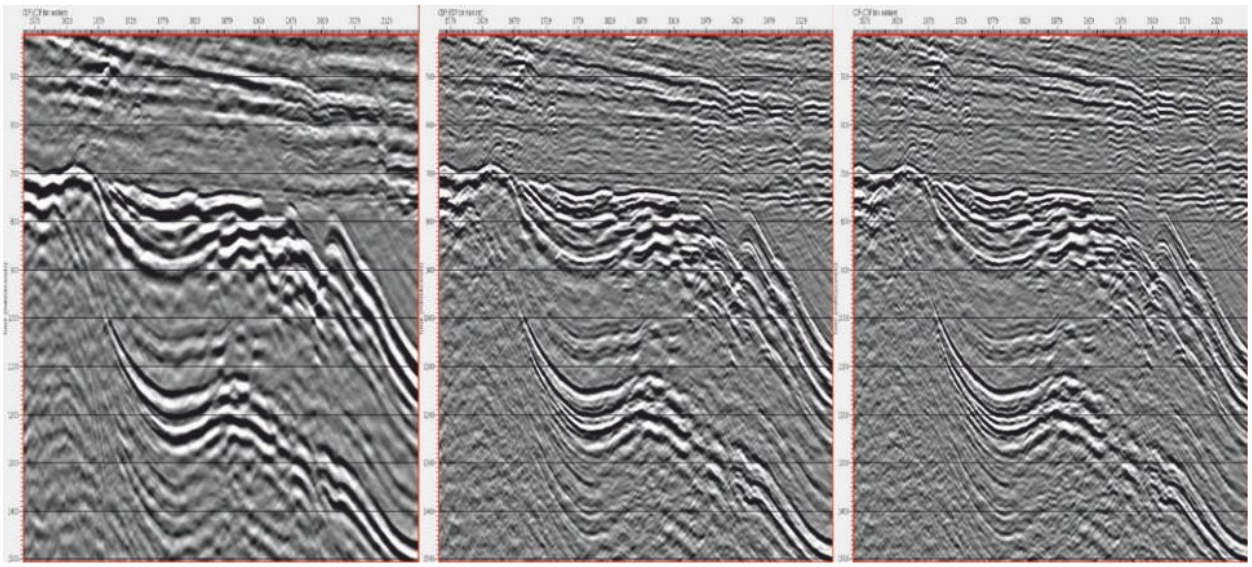
◀ *Рис. 7. Результат применения фильтра условий возбуждения.*



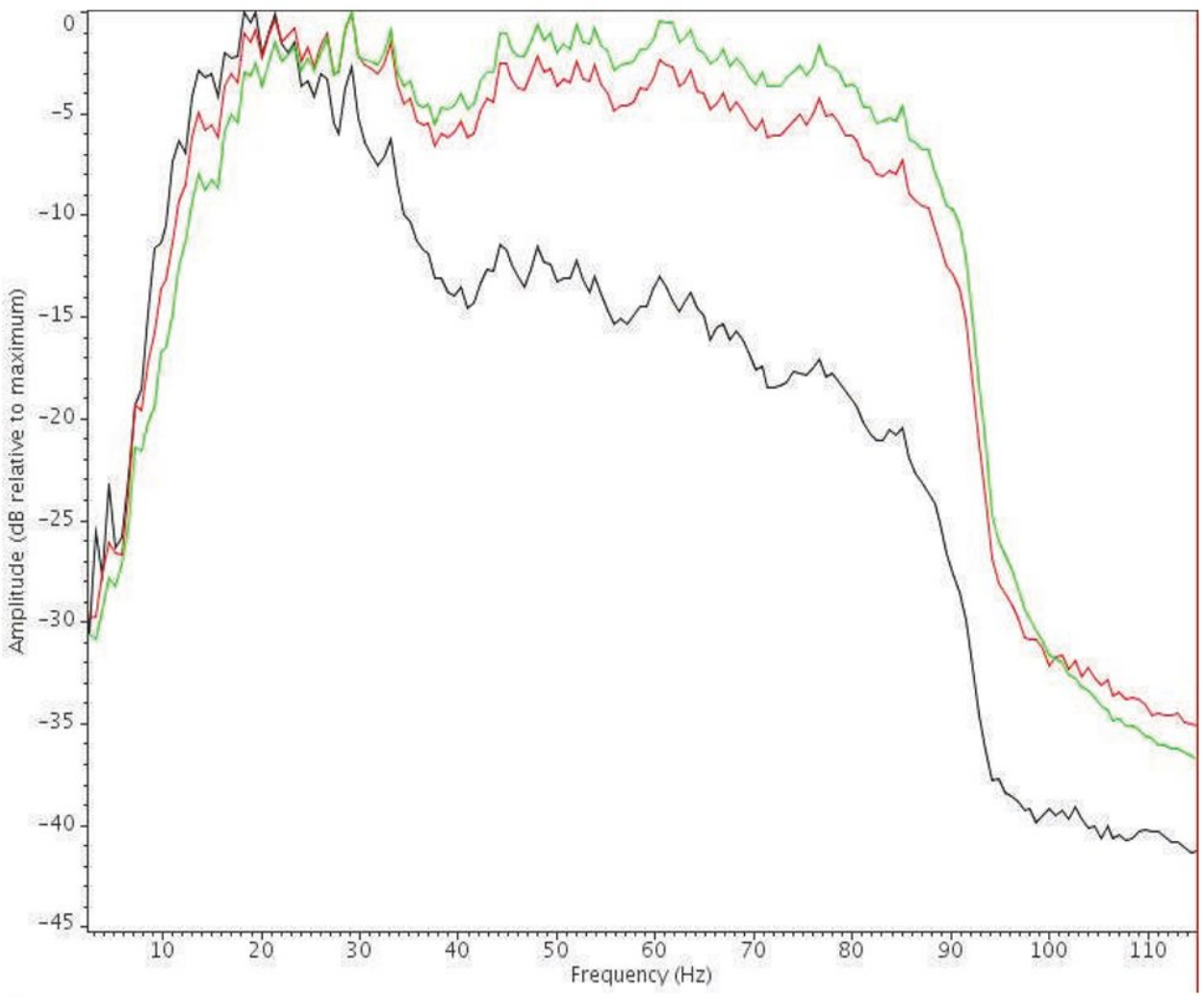
▲ *Рис. 8. Сейсмограммы после обработки (слева направо): без учета фильтров; с учетом фильтра условий возбуждения; с учетом фильтров условий возбуждения и приема.*



◀ *Рис. 9. Амплитудно-частотные характеристики сейсмограмм после обработки: черная – без фильтров; красная – с учетом фильтром условий возбуждения; зеленая – с учетом фильтров условий возбуждения. и приема.*



▲ *Рис. 10. Сейсмические временные разрезы (слева направо): без учета фильтров; с учетом фильтра условий возбуждения; с учетом фильтров условий возбуждения и приема.*



▲ *Рис. 11. Амплитудно-частотные характеристики сейсмическоих разрезов:*
черный – без фильтров;
красный – с учетом фильтром условий возбуждения;
зеленый – с учетом с учетом фильтров условий возбуждения и приема.

Заключение

Минимизация влияния фактора контакта плита-грунт путем применения обратных фильтров условий возбуждения и приема, основанных на сигналах обратной связи в частотной области, на начальной стадии обработки приводит к значительному повышению разрешённости получаемых временных разрезов: увеличена контрастность границ и вертикальная разрешающая способность.

Литература

1. Жуков, А. П. и Шнеерсон, М. Б. 2013. Современные технологии возбуждения сейсмических волн. Приборы и системы разведочный геофизики. 2013 г.
2. Коротков, И. П. и Жуков, А. П. 2021. Адаптивные технологии вибрационной сейсморазведки. Приборы и системы разведочной геофизики. 2021 г.
3. Никитин, А. А. 1986. Теоретические основы обработки геофизических сигналов. Москва : б.н., 1986.
4. Сянь-чжэн, Чжао, и др. 2015. Применение технологии адаптивной вибрационной сейсморазведки для получения. Технологии сейсморазведки. 2015 г.
5. Шнеерсон, М. Б., Потапов, О. А. и Гродзенский, В. А. 1990. Вибрационная сейсморазведка. Москва : "Недра", 1990.
6. Sallas, J. J. 1984. Seismic vibrator control and the downgoing P-wave. Geophysics. 1984 г.
7. Sallas, J. J. и Weber, R. 1982. Comments on «The amplitude and phase response of a seismic vibrator» . Geophysical Prospecting. 1982 г.
8. Wei, Zhouhong. 2009. How good is the weighted-sum estimate of the vibrator ground force? The Leading Edge. 2009 г.
9. Wei, Zhouhong, Fuhe, Liang и Yongsheng, Wu. 2018. Vibrator responses on different types of ground. CPS/SEG 2018 Beijing International Geophysical Conference. 2018 г.

Подробнее об авторах



Добровольская Александра Егоровна

Магистрант геологического ф-та МГУ имени М. В. Ломоносова



Коротков Илья Петрович

Сотрудник кафедры сейсмометрии и геоакустики геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова,

Главный геофизик ООО "НПП "Спецгеофизика"

Оптимизация производительности специализированного программного обеспечения для обработки сейсмических данных в среде NAS

Зайцев А.А., Акуленко А.С., ООО «ИНГЕОСЕРВИС», г. Тюмень

Аннотация. В статье представлена концепция одного из оптимизационных технических решений, направленных на минимизацию продолжительности расчётов в специализированном отраслевом программном обеспечении при проведении обработки сейсмических данных в области времен. Эффективность применённого способа организации архитектуры работы вычислительных серверов, системы хранения данных и программного обеспечения подтверждена результатами соответствующего анализа, проведённого в процессе выполнения серии производственных проектов.

Ключевые слова. Камеральная обработка сейсмических данных, ООО «ИНГЕОСЕРВИС», NAS, оптимизация производственных процессов, система хранения данных, программное обеспечение по обработке сейсмических данных.

Введение

Эффективность процесса камеральных сейсморазведочных работ в полной мере определяется двумя ключевыми критериями – качеством результатов, формируемых в рамках технологических блоков и продолжительностью их получения. При этом, указанные критерии являются взаимосвязанными, т.к. с одной стороны, стремление достичь желаемого корректного и правомерного геофизического и, далее, геологического результата предполагает перманентное увеличение затрат времени, а с другой, применение актуальных административных и технологических концепций и методик, направленных на повышение качества промежуточных и итоговых данных [1,2], способствует сокращению продолжительности их получения.

Формирование цифровых сейсмической, сейсмогеологической и иных моделей изучаемой среды является гибридным процессом, объединяющим применение инженерного базиса, реализованного в специализированном программном обеспечении (ПО) и непосредственно экспертных знаний специалистов, выполняющих работы. Таким образом, общую времяёмкость выполнения проекта по исследованию недр можно разделить на две составляющие:

- время, затрачиваемое на формирование или выбор перспективной геофизической или геологической идеи - является продуктивной, «экспертной компонентой», во многом определяющей качество результата;
- время, затрачиваемое на получение цифровых данных, необходимых для формирования или проверки корректности идеи – затраты времени на машинные вычисления, или «вычислительная компонента», которая в разрезе выполнения работ не является продуктивной, т.к. непосредственно в процессе расчётов не осуществляется продвижение в исследованиях.

Таким образом, именно минимизация непродуктивной, «вычислительной компоненты» затрат времени является важнейшей задачей, решение которой позволит значимо повысить качество результатов без увеличения сроков их получения. Одному из оптимизационных технических решений в этом направления, посвящена данная статья.

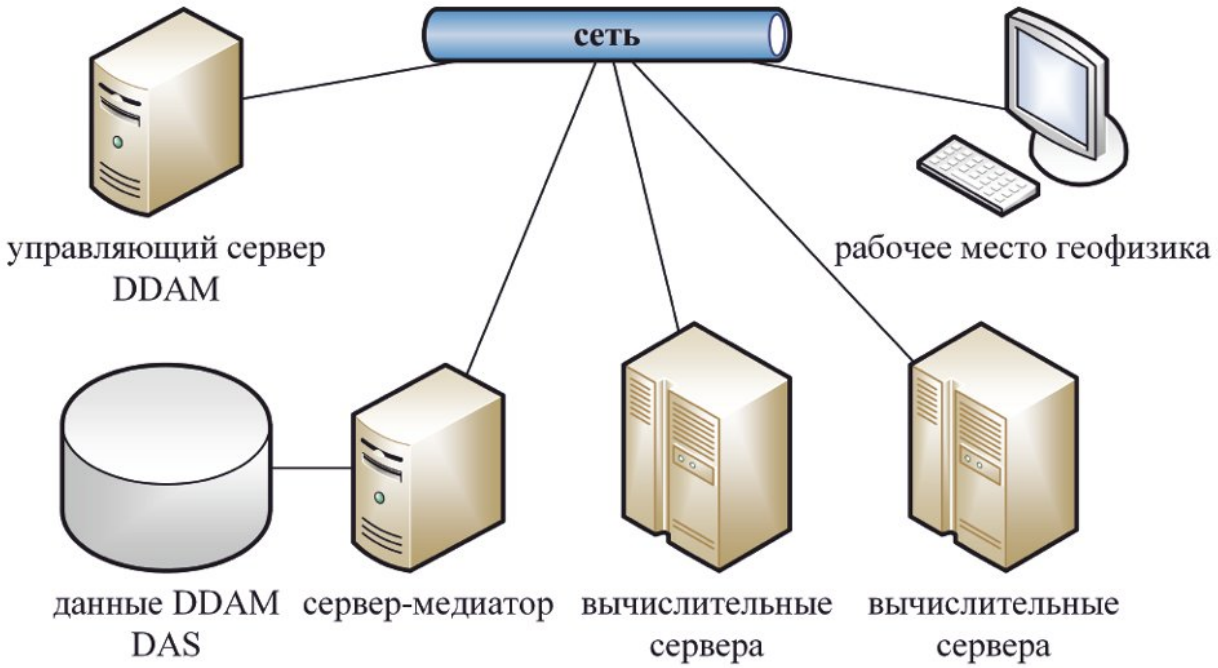
О значимости оптимизации структуры затрат времени этапа обработки сейсмических данных

В структуре камеральной сейсморазведки, этапы обработки сейсмических данных в области времен и глубин характеризуются наиболее длительным периодом вычислений. Время, затрачиваемое на машинные расчёты, согласно производственной статистики компании ООО «ИНГЕОСЕРВИС» может достигать 70-80% от общей продолжительности работ, особенно при выполнении макропроектов, предполагающих формирование единых сейсмических моделей размерности МОГТ-3D значительной квадратуры на основе консолидации нескольких пространственных съёмок. Нельзя также не отметить значительную долю «вычислительной компоненты» и в процессах инверсионных преобразований при реализации стохастических методов, а также геологического и гидродинамического моделирования. Но стоит принять во внимание, что в рамках данных этапов количество актов запуска продолжительных по времени расчётов невелико, длительность процесса подготовки к расчёту и непосредственно вычислений статистически соотносится примерно в равных долях. Этап обработки сейсмических данных, особенно в области времен, напротив, консолидирует целую серию ресурсоёмких, продолжительных по времени процессов, исчисляемых десятками в рамках одного проекта. При этом, доля «вычислительной компоненты» возрастает пропорционально сложности глубинных сейсмогеологических условий, в которых получены априорный сейсмические материалы, что в критических случаях может привести к фактической невозможности реализовать экспертный опыт в полном объёме для обеспечения должного качества сейсмической модели в требуемые сроки.

По данным причинам, оптимизационные решения, направленные на модернизацию технических аспектов работы специализированного программного обеспечения в направлении камеральной обработки, обладают наиболее значительным потенциалом не только для повышения эффективности выполнения работ этапа, но и камеральных работ в целом, т.к. этап обработки является одним из начальных и любые негативные и позитивные изменения в отношении качества и сроков получения сейсмической модели, в полной мере отражаются на всех последующих этапах и стадиях производственного процесса.

Концепция оптимизационного решения

Объектом освещаемой оптимизации являлась продолжительность расчётов в одном из зарубежных специализированных программных комплексов камеральной обработки сейсмических данных в области времён, распространённом на территории Российской Федерации и широко используемом сервисными компаниями и инженерными центрами компаний-недропользователей. В качестве основной задачи было определено максимально возможное сокращение «вычислительной компоненты» в структуре затрат времени соответствующего этапа работ за счёт модернизации архитектуры работы технической связки «программное обеспечение» - «система хранения данных (СХД)». Основанием для инициации работ по оптимизации послужила неприемлемая продолжительность вычислений при выполнении камеральной обработки сейсмических данных пространственным объёмом



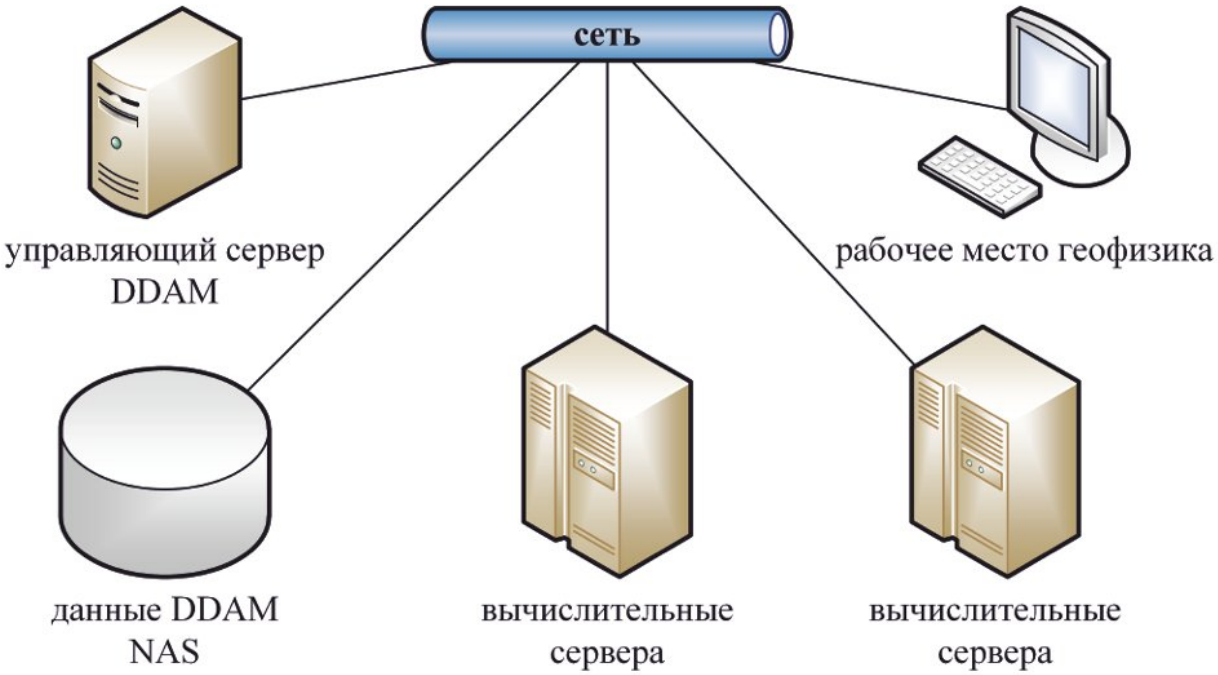
▲ *Рис.1. Блок-схема, отражающая базовый вариант архитектуры работы специализированного программного обеспечения с системой хранения данных.*

более 700 км² стандартной плотности наблюдений.

При изучении аспектов архитектуры работы специализированного программного обеспечения и СХД, было установлено, что по умолчанию, разработчиками ПО реализован вариант организации и хранения сейсмических данных известный как Distributed Dataset Access Manager (DDAM), который позволяет предоставлять данные единовременно большому количеству пользователей. Этот вариант предполагает использование специальных серверов-медиаторов, к которым напрямую подключаются элементы СХД (концепция Direct Attached Storage (DAS). При этом, запросы на чтение и запись адресуются управляющему серверу, а сами данные проходят через сервера-медиаторы. Также на серверах-медиаторах локализованы сервисы, индексирующие наборы данных и отправляющие информацию о них на управляющий сервер (Рис.1).

Таким образом, успешность применения базовой архитектуры напрямую зависит от пропускной способности серверов-медиаторов и их надёжности (отказоустойчивости). В случае работы с небольшими объёмами данных, архитектура остаётся стабильной и расчёты проводятся в приемлемые сроки, но при выполнении обработки сейсмических материалов значительного объёма, в большинстве случаев, коррелируемого с пространственной площадью наблюдений, ожидаемый результат при использовании данной архитектуры получить в требуемые сроки не представляется возможным.

После локализации проблемы и проработки путей её решения, в процессе оптимизации был осуществлён переход на архитектуру Network Attached Storage (NAS), которая также обеспечивает возможность единовременной работы с СХД в многопользовательской среде, но при этом данные считываются и загружаются на централизованную ёмкость диска напрямую, без использования каких-либо промежуточных серверов (Рис.2).



▲ *Рис.2. Блок-схема, отражающая архитектуру работы специализированного программного обеспечения с системой хранения данных с применением NAS.*

Таким образом, архитектура NAS позволяет адресовать запросы на чтение и запись непосредственно управляющему серверу, а сами данные распределять на вычислительные узлы (сервера) и считывать с узлов напрямую обращаясь к СХД.

После принятия концептуального решения о переходе на работу с архитектурой NAS, была проведена самая сложная в техническом отношении часть оптимизации, а именно настройка всех элементов системы с учтём специфики используемого специализируемого ПО и внутренней сетевой инфраструктуры. В результате работ были сформированы локальные, ассоциированные с вычислительными узлами специальные сервисы, корректным образом осуществляющие взаимодействие между системой хранения данных и специализированным программным обеспечением, а также был решён ряд проблем, связанных с повышением эффективности использования разнотипных элементов системы хранения данных. Дополнительно, было обеспечено равномерное распределение нагрузки на СХД и минимизированы потери времени расчётов, связанные с различной производительностью вычислительных серверов разных типов, совместно используемых для расчётов.

Для оценки успешности решения основной задачи оптимизационных работ, в рамках нескольких производственных проектов было проведено тестирование ретроспективного и нового варианта архитектуры. Анализ результатов тестирования показал, что сокращение затрат времени на процессы чтения и записи при выполнении расчётов с использованием новой архитектуры, является ощутимым уже при выполнении проектов пространственного объёма более 500 км², для случаев работы с проектами 1 000 км² и более, снижение затрат времени достигало 3 и более раз, пропорционально увеличению объёма данных.

Т.к. в процессе вычислений, затраты времени распределяются между фазами чтения-записи данных и непосредственно расчётом, посредством оптимизации, глобальное сокращение «вычислитель-

ной компоненты» в структуре затрат времени на выполнение обработки составило 5-25% в зависимости от масштаба производственных работ, что является крайне значительным с учётом количества выполняемых компанией проектов макроуровня. Таким образом, успешность реализации оптимизационного решения подтверждена в полной мере.

Заключение

Описанная в статье оптимизация является свидетельством практической возможности значимой минимизации непродуктивной «вычислительной компоненты» в структуре затрат времени выполнения обработки сейсмических данных в области времен за счёт применения актуальных технических решений без увеличения операционных расходов, связанных с расширением кластерной системы.

Применённое техническое решение характеризуется перманентным действием и масштабируется на все проекты, обеспечивая комплексное повышение эффективности выполнения работ как в отношении качества результатов, так и продолжительности их получения.

Несмотря на относительную давность проведения оптимизации в компании ООО «ИНГЕОСЕРВИС», авторы не исключают, что подобное техническое решение может быть актуально для рассмотрения в иных компаниях, выполняющих камеральные сейсморазведочные работы.

Благодарности

Авторский коллектив выражает признательность сотрудникам отдела обработки материалов сейсморазведки и отдела системно-технического сопровождения ООО «ИНГЕОСЕРВИС» принимавшим участие в апробации и внедрении оптимизационного подхода, а также Директору по информационным технологиям ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Дмитрию Александровичу Слепчукову и Генеральному директору компании, Андрею Викторовичу Лукашову, за всестороннюю поддержку производственных инициатив.

Литература

1. Акуленко А.С., Гафаров Р.М., Сираев И.А. Концепция и перспективы реализации формата «Расширенный полевой проект» при выполнении полевых сейсморазведочных работ // Геофизика. 2023. №1. С. 77-84.

2. Акуленко А.С., Авраменко А.Д. Эффективность применения специализированного технологического решения «SODP» компании АО «Башнефтегеофизика» при выполнении обработки сейсмических данных МОГТ-3D, полученных на юго-западной части Прикаспийской впадины // Геофизика. 2022. №4. С. 108-116.

Подробнее об авторах



Зайцев
Алексей Александрович
Заместитель директора
по информационным
технологиям
ООО «ИНГЕОСЕРВИС»
по поддержке программного
обеспечения. Окончил
Тюменский государственный
нефтегазовый университет
в 2011 г.



Акуленко
Александр Семёнович
Заместитель генерального
директора ООО «ИНГЕОСЕРВИС»
по технологическому развитию.
Окончил Гомельский
государственный технический
университет имени
П.О. Сухого в 2007 г.

Geotensis

Эксклюзивный дистрибьютор SmartSolo в России и СНГ

АРЕНДА SmartSolo в России и СНГ



Нодальная система SmartSolo:

- **совместима со всеми сейсморегистрирующими системами**
- **снижает ваши затраты по персоналу и транспорту**
- **позволяет отработать сложные для кабельных систем участки**
- **успешно используется в сейсморазведочных 2D и 3D проектах, инженерных изысканиях и при проведении мониторингов по всему миру**

*«**SmartSolo.** Зимний сезон 2022 г. доказал, что нам под силу выполнить сложный участок по высокоплотной методике на Крайнем Севере в условиях ограниченных ресурсов».*

Продажа и аренда от дистрибьютера SmartSolo Inc. в РФ и СНГ ООО «Геотенсис»
Тел. +7 (927) 040-07-39
Email: geotensis@yandex.ru

smartsolo.com.ru

Геотом проверили на ЗУБ

- Гордиенко А.В., «Газпромнефть-Гео», г. Тюмень.
- Шевченко И.И., Митрофанов Д.Ю., ООО «ТСГК», г. Тюмень.
- Есипёнок И.Н., Потупчик Е.М., «Славнефть-Мегионнефтегаз», г. Тюмень.

Компания ТСГК провела исследования Западно-Усть-Балыкской площади (ЗУБ) с использованием российской сейсморегистрирующей системы «Геотом».

В феврале-марте 2024 при отработке проекта Западно-Усть-Балыкский (ЗУБ) компания ТСГК использовала в производстве российское бескабельное телеметрическое оборудование. Программно-аппаратный комплекс (ПАК) «Геотом», пройдя опытно-промышленные испытания в течение 2023 года, он был признан готовым к промышленной эксплуатации и согласован в качестве сейсморегистрирующей аппаратуры на проекте ЗУБ.

В ходе выполнения исследований, новое оборудование показало свою технологичность, соответствие характеристикам, заявляемым производителем, что позволило в условиях короткого зимнего сезона успешно выполнить проектные объемы.

ПАК «Геотом» в ходе работ над проектом был продемонстрирован специалистам ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ООО «ТННЦ», АО «Новатэк», ПАО «Самаранефтегеофизика», ПАО «Башнефть», которые высоко оценили возможности использования оборудования.

ПАК «Геотом» - технологические характеристики системы

Программно-аппаратный комплекс «Геотом» является бескабельной сейсморегистрирующей системой с удаленным контролем и управлением всей полевой расстановкой (Рис.1.). Предназначен для регистрации сейсмических данных с подключением внешних сейсмоприемников различного типа. Подключение осуществляется через стандартный разъем КСК.

Управление системой «Геотом» осуществляется с рабочего места оператора – компьютера с ПО «Геотом» под управлением ОС Windows или Linux.

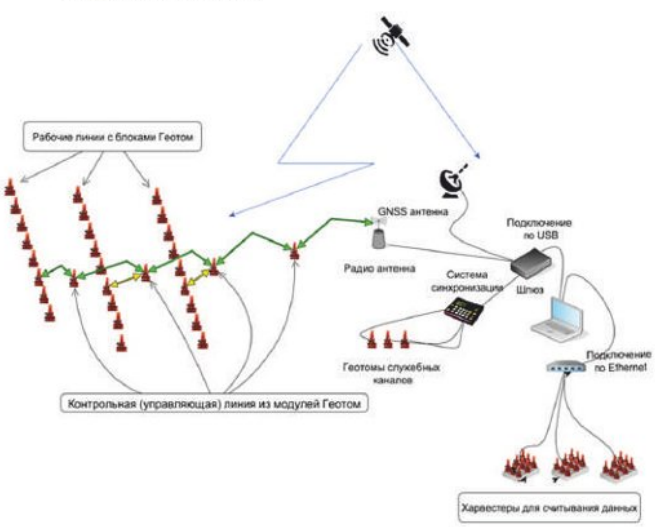
Рабочий диапазон радиочастот системы «Геотом» – 433 МГц (не требует лицензирования). Устойчивая связь между блоками достигается на расстояниях порядка 300–500 м. Система позволяет управлять всей расстановкой дистанционно, включать и выключать регистрацию, контролировать позиционирование каналов и устойчивость радиосигнала, тестировать всю расстановку и выбранные каналы, контролировать уровень заряда батарей и состояние памяти.

Оператор в режиме около реального времени определяет также уровень шумов приемной расстановки, принимая решение о возможности ведения регистрации.

Основные характеристики полевых блоков ПАК «Геотом» представлены в таблице 1.

Последовательность технологических операций с ПАК «Геотом»:

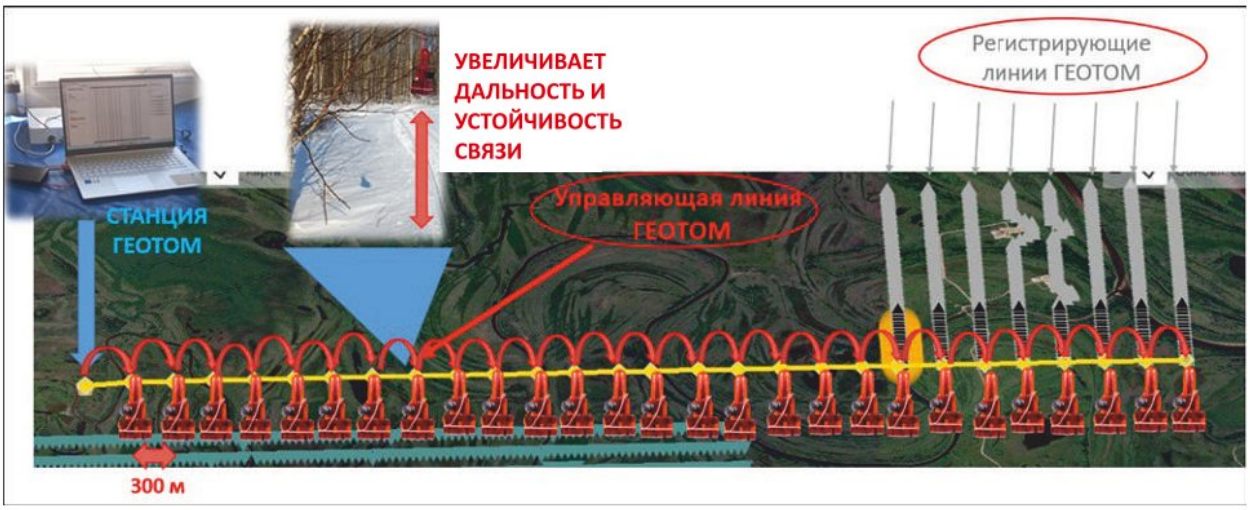
▼ *Рис. 1. Принципиальная схема работы ПАК «Геотом»*



Наименование параметра	Количество, показатель
Размеры, В×Д×Ш	310×135×130 мм
Масса	1.6 кг
Разъем для подключения геофонов	КСК-2М
Разрешение ADC	24 bits
Формат данных	SEGY
Контроль статусов и управление полевыми блоками в около реальном времени	По радиоканалу
Частота радиомодема	433.9+/-0.8 МГц
Объем встроенного накопителя	8 Гб
Коэффициент усиления	0,6,12,24 дб
Мощность в режиме радиопередачи	10 мВт
Мгновенный динамический диапазон	121 дБ
Полный динамический диапазон	144 дБ
Максимальный входной сигнал, В rms	при усилении 0 дб – 2.33 при усилении 6 дб – 1.16 при усилении 12 дб – 0.58 при усилении 18 дб – 0.29 при усилении 24 дб – 0.14
Аппаратный шум (1 мс, 3-200 гц, 24дб) мкв rms	при усилении 0 дб – 1.56 при усилении 6 дб – 0.76 при усилении 12 дб – 0.38 при усилении 18 дб – 0.21 при усилении 24 дб – 0.13
Входное сопротивление	20кОм
Анти-аляйсинговый фильтр	206.5 Hz @ 2 ms (82.6% of Nyquist) Линейно-фазовый или Минимально-фазовый
Питание	Батарейный блок
Время непрерывной работы	До 90 дней при отрицательных температурах
Время в режиме запись/ожидание	Работа до 180 дней в режиме 12 ч. запись/12ч. перерыв
Период квантования	0.25, 0.5, 1, 2, мс
Поддерживаемые навигационные системы	ГЛОНАСС/GPS/GALILEO
Точность временной синхронизации	10 мкс
Точность определения координат (RTK в постпроцессинге)	<0,5 м rms
Периодичность статусной информации	~2 мин
Передача данных по радиоканалу	имеется
Скорость считывания данных в модуле считывания данных с одного порта	8 Мб/с

▲ *Табл. 1.*

- Мобилизация оборудования на площадь работы;
- Проверка и тестирование оборудования, загрузка в блоки информации по полевой системе наблюдения на проекте;
- Развертывание станции ПАК «Геотом» с подключением системы синхронизации и служебных каналов;
- Расстановка и наладка полевой системы наблюдения;
- Производственные сейсморазве-



▲ *Рис.2. Работа управляющей линии ПАК «Геотом».*

дочные работы;

- Оперативный контроль качества получаемого материала;
- Считывание данных, формирование сейсмограмм;
- Приемка и оценка качества получаемых материалов.

После формирования списка рабочих каналов производится тестирование полевого оборудования. Тесты визуализируются на экране оператора и могут быть представлены в виде текстовой таблицы. Сейсмограмма при тесте на идентичность оборудования скачивается по радиоканалу и формируется автоматически.

Управление полевой системой наблюдения ПАК «Геотом» производится через управляющую линию системы. Управляющая линия от станции до приемной расстановки назначается одна, при необходимости, может перенастраиваться на другую последовательность блоков. При наличии рельефных или инфраструктурных помех, затрудняющих проложение управляющей линии по кратчайшему направлению, возможно включение в управляющую линию дополнительных обходных модулей для создания дополнительных точек управляющей линии в обход препятствий. Поднятие блоков над поверхностью земли повышает дальность и устойчивость радиосвязи (Рис.2.).

Важно отметить, что для разных по функционалу задач при формировании полевой расстановки (служебные каналы, блоки управляющей линии, регистрирующие блоки) используются стандартные полевые модули ПАК «Геотом».

Расстановка регистрирующих блоков ПАК «Геотом» и наладка профиля производятся последовательно вдоль приемных линий. После инициализации блока на приемном пикете, блок сбрасывает все предыдущие привязки из памяти и начинает искать ближайшие к своим координатам приемные пикеты из списка SPS, загруженного в память блока при подготовке оборудования. Оператор задает радиус поиска, в пределах которого ищется ПП. После нахождения такого пикета, блок «привязывается» к нему, о чем сообщает оператору изменением цвета на экране станции.

Цветовая индикация модулей в рабочем окне оператора:

Зеленый – соответствует заданным параметрам;

Красный – требует внимания или корректировки.

Оператор ПАК «Геотом» в процессе регистрации имеет возможность:

• Контролировать состояние каждого блока приемной расстановки;

• Контролировать устойчивость радиосигнала;

• Контролировать устойчивость связи со спутниками (необходимо для последующего формирования отметок момента);

• Контролировать состояние памяти каждого блока;

• Контролировать уровень заряда батарей каждого блока;

• Включать и выключать запись;

• Включать и выключать светодиодную сигнализацию всей расстановки и блоков выборочно;

• Задавать допустимый уровень микросейсм и контролировать соотвевтвие уровня микросейсм заданному;

• Управлять источниками возбуждения – ПАК «Геотом» работает со всеми типами источников возбуждения, применяемых в сейсморазведке.

Уровень микросейсм, допустимый для работы, задается оператором сейсмостанции. По запросу визуализируется цветовой индикацией полевых модулей и гистограммой шумов по всей расстановке.

В процессе регистрации оператор для оперативного контроля получаемого сейсмического материала, выборочно может получить трассу с любых блоков полевой системы наблюдения. Время скачивания данных зависит от дальности выбранного блока от управляющей линии и составляет от 1 до 5 минут для стандартных систем наблюдения с удаленностью от станции порядка 10-15 км (Рис.3).

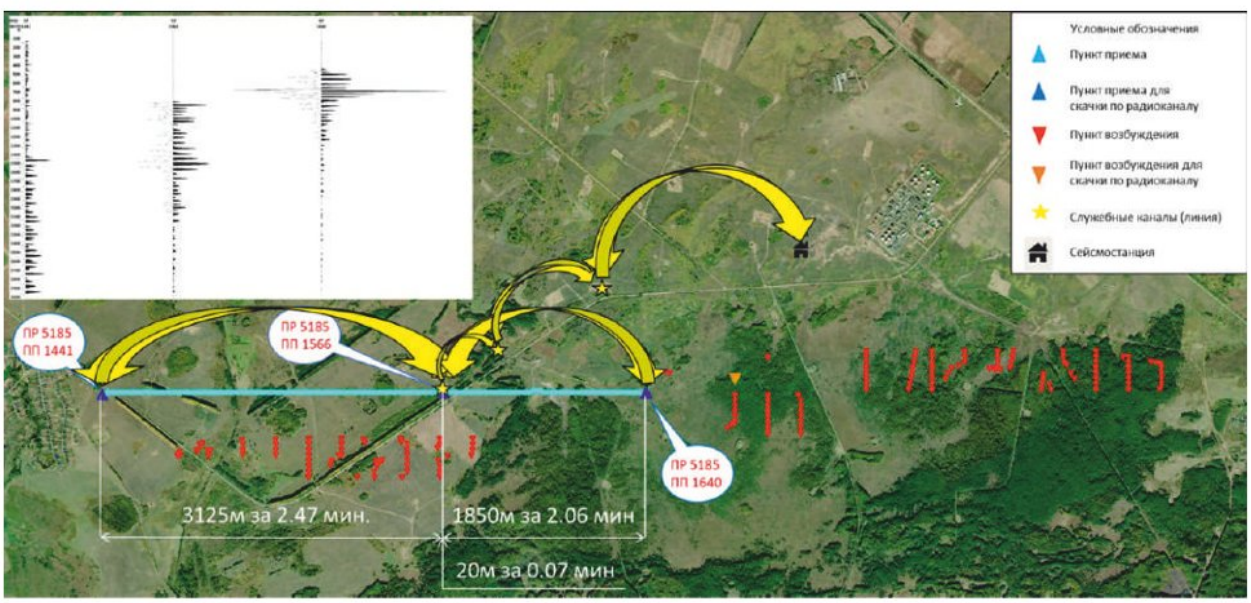
Функционал ПАК «Геотом» дает возможность вести работу, уверенно контролируя все, необходимые для получения качественного материала параметры полевой системы наблюдения.

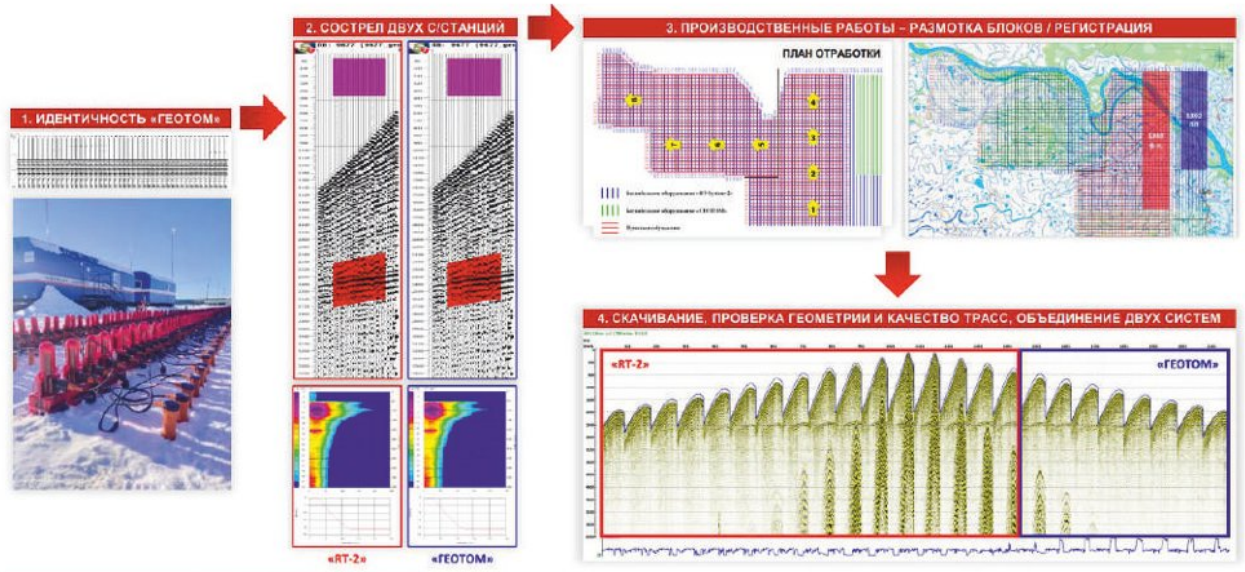
О ходе выполнения полевых наблюдений с использование ПАК «Геотом»

Сейсморазведочные работы на Западно-Усть-Балыкской площади проводятся согласно «Проекту на проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ 3D с применением технологии «Зеленая сейсмика»© с использованием различных экологосберегающих технологий таких, как слалом-профилирование, минимизирующее объем создания просек.

Для выполнения геофизической съемки 3D использовалась беспроводная

▼ *Рис. 3. Скачивание отдельных трасс по радиоканалу.*





▲ *Рис. 4. Основные этапы производства с использованием ПАК «Геотом» на проекте ЗУБ.*

система регистрации «RT System-2» (8500 каналов) в комбинации с ПАК «Геотом» (1392 каналов). Смотка-размотка беспроводного геофизического оборудования производится комбинированным способом с использованием снегоходов «Буран» и пешим ходом. Источник сейсмических колебаний – взрыв заряда ВМ в скважине.

Основные этапы производства с использованием ПАК «Геотом» представлены на рисунке 4.

Оборудование ПАК «Геотом» было доставлено по маршруту Москва – база СП Маршрут мобилизации -3000 км. Срок доставки – 6 суток. Вес груза – 3 000 кг. После приемки оборудования в СПЗ и визуального контроля целостности полевых блоков, 100% было подготовлено для тестирования и записи SPS системы наблюдения (Рис.5.)

На базе полевой партии проведена проверка блоков «ГЕОТОМ» и одиночных сейсмоприемников YF-SOLO-5Hz на



▶ *Рис. 5. Тест на идентичность и подготовка блоков ПАК «Геотом» к расстановке.*

фазовую и амплитудную идентичность в общем количестве 1590 шт. Идентификация каждого блока (формирование списка рабочих каналов ПАК «Геотом») осуществлялось по радиоканалу. После проведения теста, сейсмограммы идентичности были считаны по радиоканалу. Время считывания составило 7 мин. После тестирования в блоки ПАК «Геотом» загружены SPS системы наблюдения.

Блоки ПАК «Геотом» тестировались по следующим параметрам:

- Тест на сопротивление
- Тест на наклон сейсмоприемников
- Тест снятия шумов
- Тест заряда батарей
- Тест радиосвязи со станцией
- Тест соотношения качества связи
- Тест качества спутниковой связи

Для оценки идентичности и сопоставления сейсмических данных двух бескабельных систем RT-System-2 и «ГЕОТОМ», 11 февраля выполнен сострел необходимого для анализа количества каналов, установленных рядом на одном участке профиля.

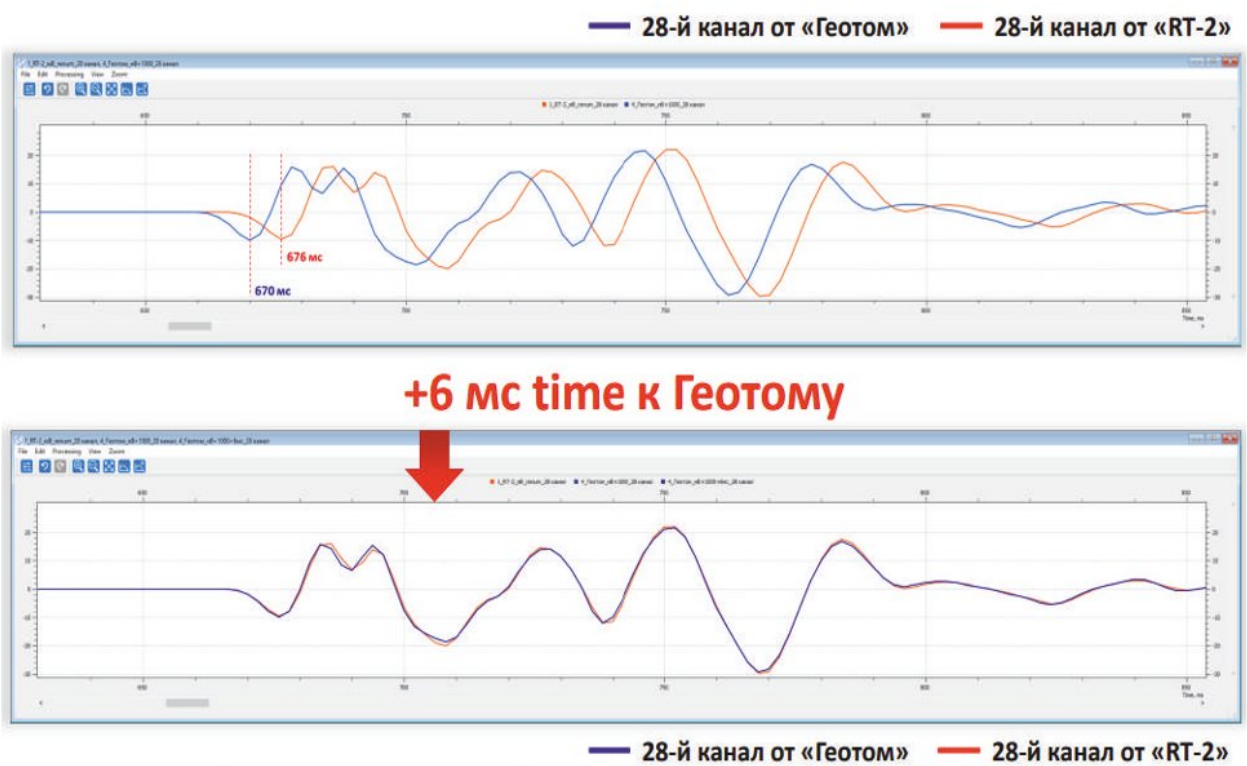
Разматывалось по 30 блоков на каждую систему с сейсмоприёмниками, установленными в непосредственной близости. Полевые регистрирующие блоки двух систем были разнесены на 1,5-2 метра во избежании взаимных наводок (Рис.6.).

На этапе оконного атрибутивного анализа отмечено, что данные, полученные ПАК «Геотом» имеют меньшую «шумность» относительно материала со станции RT-2. Возможно, это связано с большей парусностью блока WRU с антенной системы относительно полевого блока ПАК «Геотом».

По результатам сострела двух станций сделаны следующие выводы:

- Исходные данные «ГЕОТОМ»

▼ *Рис. 6. Сопоставление одиночных трасс вовремя сострела станций RT-2 и ПАК «Геотом».*



имеют постоянную статическую подвижку 6 мс относительно данных «RT-2».

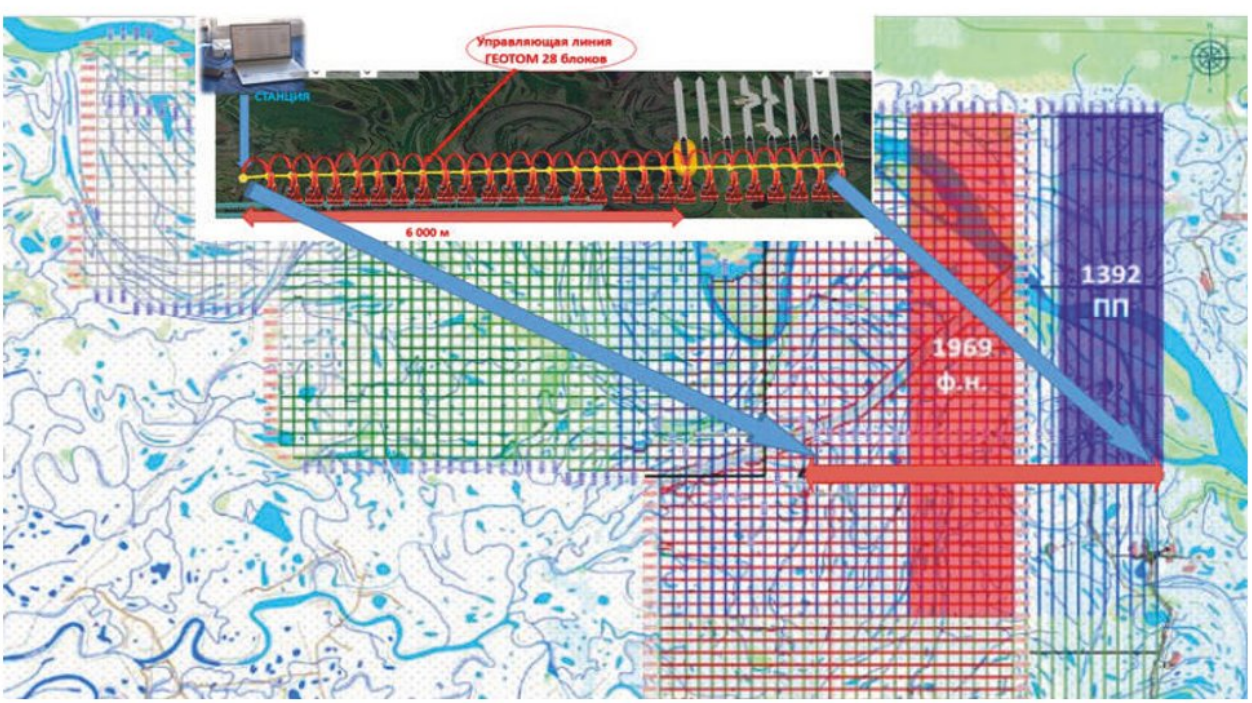
- После компенсации постоянной статической подвижки, амплитудно-частотные характеристики сейсмограмм и спектры трасс двух систем – идентичны.
- Сейсмические данные с обеих регистрирующих систем записываются в милливольтах.
- Полярность двух систем идентична (согласно стандарту SEG Polarity 1993).
- Формат записи полевых данных – SEG-Y, rev. 2.0.
- Динамический диапазон записи сопоставимый.
- Подтверждена возможность использования для одновременной регистрации на проекте двух сейсморегистрирующих систем.

Основные задачи проекта с использованием ПАК «Геотом» заключалась в выполнении производственного задания в соответствии с требованиями заказчика. Помимо того, проводилась оценка работоспособности российского оборудования для возможности формирования гибридных систем наблюдения с использованием иных сейсморегистрирующих систем, разработка рекомендаций по повышению эффективности выполнения сейсморазведочных работ в результате использования ПАК «ГЕОТОМ» в производстве сейсморазведочных работ.

Участки производства работ для системы «ГЕОТОМ» определены ООО «ТСГК» и согласованы с заказчиком. Конфигурация приёмной расстановки двух бескабельных систем определена исходя из параметров съемки и используемого объема оборудования на проекте. Блоки «ГЕОТОМ» устанавливались на северо-востоке площади работ на 8-и линиях приема по 174 канала на каждой линии. Общий объём использования блоков ПАК «Геотом» для регистрации - 1392 каналов. 31 блок использовался для формирования управляющей линии профиля и на служебных каналах (Рис.7).

Всего зарегистрировано двумя бескабельными системами - 1969 ф.н., принято 1963 ф.н. Не переотработанные браки:

▼ *Рис. 7. Участок проведения работ с ПАК «Геотом».*





▲ *Рис. 8. График размотки ПАК «Геотом».*

«RT-2» – 2 ф.н., «ГЕОТОМ» – 4 ф.н.

Расстановка ПАК «Геотом» велась в период с 15 по 20 февраля (Рис.8) силами одной бригады. Время на расстановку 100 каналов - 60 минут от момента постановки первого канала. За все время регистрации потребовалось следующие действия наладчиков – поправить несколько сейсмоприемников на вертикальность, заменить блок с низким зарядом батареи, поднять несколько блоков на вешки для увеличения устойчивости радиосвязи.

За время работы было зарегистрировано с учетом повторного бурения забракованных точек 1984 ф.н.

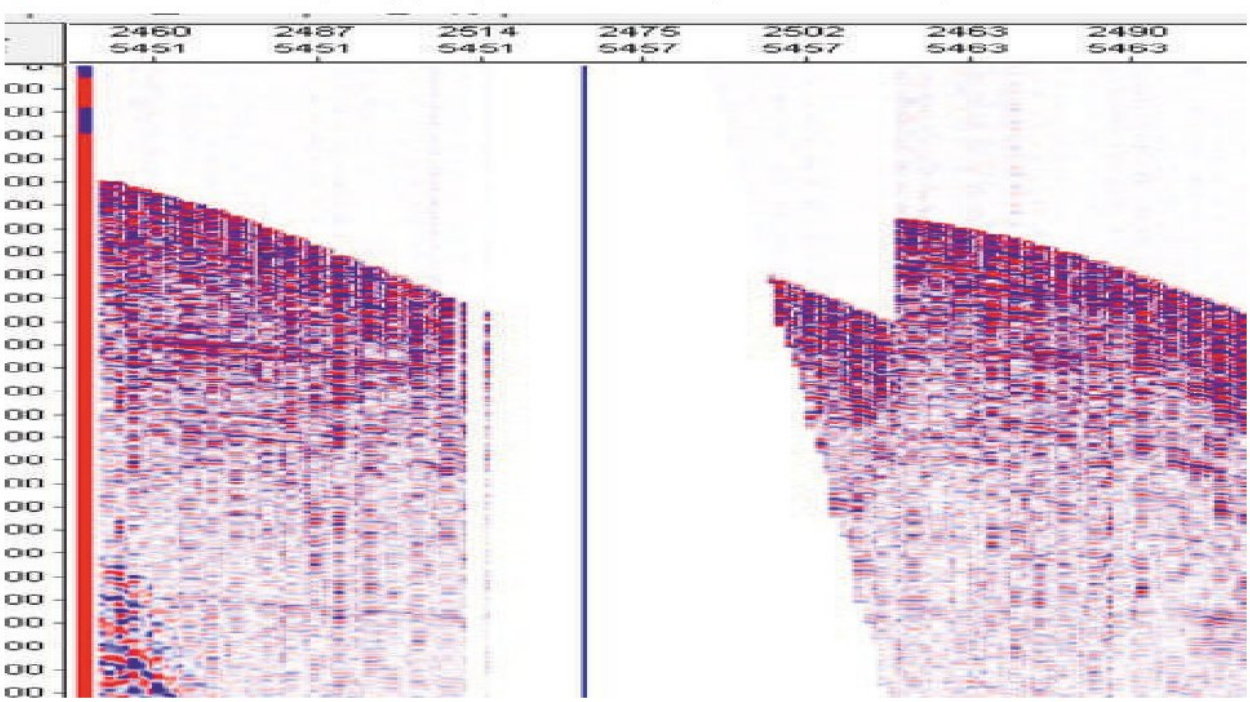
За время работы было получено 4 точки непереотработанного брака регистрации данных ПАК «Геотом». Все браки имеют субъективных характер, поскольку оператор включал опрос поля по наклону и сопростивлению сейсмоприемников не дожидаясь завершения записи данных. Учитывая это, такое тестирования поля отключает запись данных, частично информация был не сохранена (Рис.9).

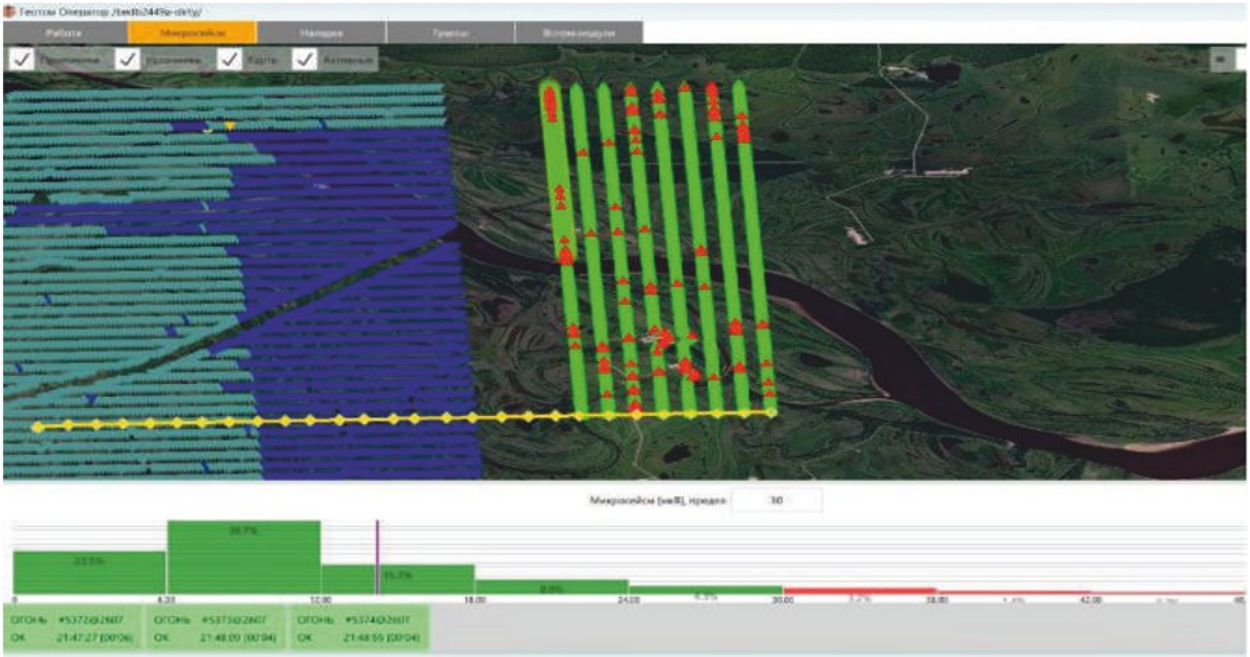
В ходе проекта разработчики внесли изменения ПО, сделав такую ошибку при эксплуатации ПАК «Геотом» невозможной.

Основные технологические моменты производственного процесса:

- Подготовка блоков к расстановке – через загрузку SPS файлов для автоматической привязки блоков.
- Управление процессом наладки оборудования, контроль параметров блоков и подключенных к ним геофонов в режиме реального времени.
- Контроль сопротивления и наклон

▼ *Рис. 9. Частичная потеря информации в момент одновременного тестирования и записи данных.*





▲ *Рис. 10. Контроль шумов приемной расстановки во время работы.*

сейсмоприемников, уровень заряда батарей, объем памяти, позиционирование, прохождение радиосигнала.

• Контроль за уровнем шумов по всей установленной расстановке (Рис.10).

• Запись всех полевых тестов в текстовый файл.

• Включение/выключение регистрации сейсмических данных.

• Инициирует возбуждение источника как ведущая с/станция и как ведомая.

• Запрос по радиоканалу сейсмотрасс для визуализации их в сжатом виде до 4 мс дискрета.

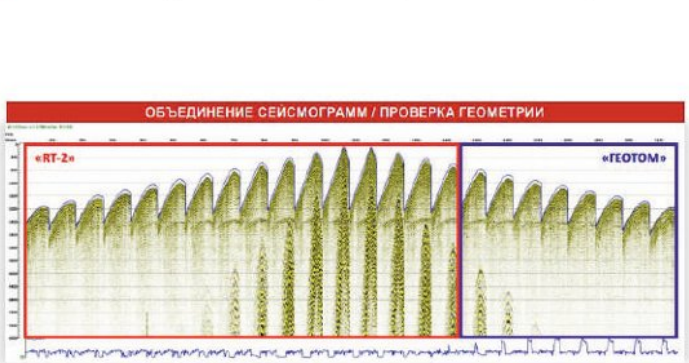
• Считывание данных с блоков и формирование итоговых сейсмограмм ОПВ для 1969 ф.н., потребовалось 7 часов.

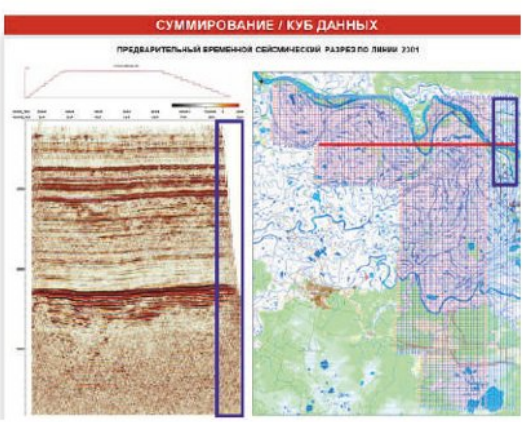
После считывания данных на базе сформирован единый массив сейсмических данных, зарегистрированных двумя станциями, построен предварительный разрез (Рис. 11). По результатам окончательной приемки материалов заказчиком сделан вывод, что проект выполнен на профессиональном уровне, качество материала не имеет замечаний, принято в полном объеме.

Трансформируя технологии сейсморазведки

Работники партии ТСГК оценили

▼ *Рис. 11. Результаты предварительной обработки данных RT-2 + ПАК «Геотом».*







▲ *Рис. 12. Оценка технологичности работы RT-2 и ПАК «Геотом».*

российскую разработку с точки зрения ее технологичности и удобства в работе. Одна бригада загружает в сани около 100 блоков (максимум – 105 блоков «ГЕОТОМ» с подключенными сейсмоприемниками YF-Solo-5Hz). При перевозке «RT-2» с максимальной загрузкой часто теряются внешние антенны. Действия при работе просты и логичны, не требуют длительного обучения рабочих ГФО. Сопоставление технологичности работы с оборудованием двух систем приведено на рисунке 12.

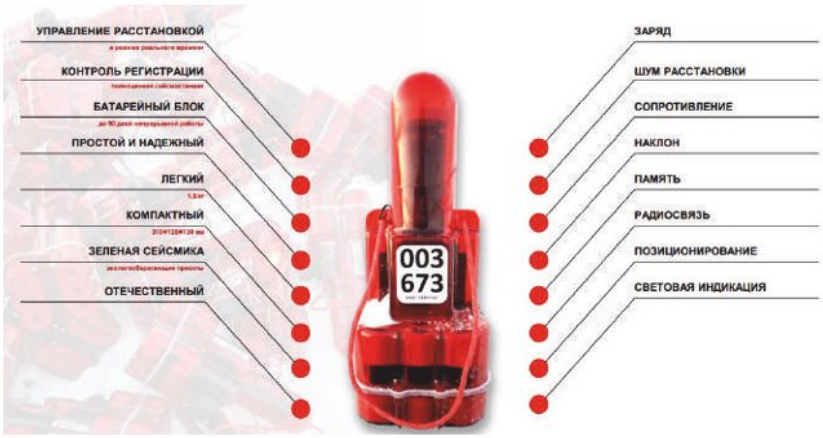
Легкий вес модуля, возможность переноса большого количества модулей в случаях непроходимых для техники территорий. Позволяет оптимизировать состав партии. Приемная линия, установленная с соблюдением технологических требований к вертикальности сейсмоприемника – с использованием погружателя, не требует дополнительной наладки. Блоки «ГЕОТОМ» производят самопозиционирование и после их установки на пикет через 15-20 минут оператор видит их работоспособность, может управлять удаленно.

При высокой влажности и температурных градиентах блоки «ГЕОТОМ» работают стабильно, что нельзя сказать о «RT-2» (наличие внешних антенн и батарей у «RT-2»).

Универсальность блоков «ГЕОТОМ» для всех функций системы: для подключения к сейсмоприёмникам, создания управляющего профиля полевой расстановки и подключения служебных каналов. Использование человеческого ресурса для размотки и наладки линии сокращается кратно.

Несмотря на то, что система «ГЕОТОМ» относится к нодальным системам, она не является «слепой». Оператор видит каждый блок, сопротивление и наклон прибора, уровень заряда батареи, мощность радиосигнала в режиме реального времени. У большинства зарубежных бескабельных нодальных систем отсутствует возможность оператору с/станции контролировать приемную расстановку в реальном времени, а у многих систем и вовсе отсутствует сама сейсмостанция. Оператора сейсмостанции заменяет геофизик-обработчик ПВЦ, который получает материалы с задержкой в несколько дней, а то и несколько недель.

Главное преимущество ПАК «Геотом» перед прочими нодальными системами заключается в том, что оператор контро-



▲ *Рис. 13. Оценка технологических перспектив ПАК «Геотом».*

лирует приемную расстановку с точки зрения шумов, начиная регистрацию только в условиях допустимых ветровых помех.

К блоку «ГЕОТОМ» можно подключить через разъем КСК любой тип сейсмоприемника или групп сейсмоприемника, что дает возможность маневра технологий, а также использования имеющегося сейсморегистрирующего оборудования в компании.

ПАК «Геотом» показала совместимость с другой - RT-2 – сейсмостанцией, что позволяет сделать вывод о совместимости системы и с другими сейсмостанциями, используемыми в разведочной геофизике.

Система «ГЕОТОМ» показала себя стабильной, надежной и перспективной для широкого применения на проектах компании ТСГК на любого заказчика.

Подробнее об авторах



Гордиенко
Артем Викторович
Руководитель направления
Центра разведочной геофизики,
Блок геологии и разработки
«Газпромнефть-Гео»



Шевченко
Илья Игоревич
Первый заместитель
генерального директора
– главный инженер
ООО «ТСГК»



Митрофанов
Денис Юрьевич
Начальник геофизического
отдела ООО «ТСГК»



Есипёнок
Иван Николаевич
Руководитель направления
по формированию
бизнес-кейсов новых
опций развития,
Блок геологии
«Славнефть-Мегионнефтегаз»



Потупчик
Евгений Михайлович
Руководитель Проекта по
поддержке и управлению
бизнес-кейсами,
Блок геологии
«Славнефть-Мегионнефтегаз»

Опытно-производственные испытания кабельно-бескабельной телеметрической сейсморегистрирующей системы «СКАУТ-НТ»

Гнатюк А.И., Тарасов Н.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» (далее сейсмосистема «СКАУТ-НТ»).

Ставилась задача поднять отечественное геофизическое приборостроение на качественно новый уровень и обеспечить ему конкурентоспособность, необходимую для реализации задачи импортозамещения в области геофизического приборостроения.

В настоящее время завершена разработка и изготовлен опытный образец «сейсмосистемы «СКАУТ-НТ», который прошел опытно-промышленные испытания на полевом проекте компании АО «Росгеология», в ходе которых полевые специалисты оценили завершенность разработки, технические характеристики и производственные возможности новой российской сейсмосистемы.

Архитектура и характеристики системы «Скаут-НТ»

Отличительной особенностью предлагаемой архитектуры «сейсмосистемы «СКАУТ-НТ» является возможность обеспечения регистрации сейсмической информации в непрерывном режиме кабельными и бескабельными каналами в одной расстановке в любых районах проведения наземных сейсморазведочных работ, включая транзитные зоны.

Новая разработка представляет собой программно-аппаратный комплекс, состоящий из следующих элементов: Центрального регистрирующего комплекса (ЦРК), блоков коммутатора линии (БКЛ), секций телеметрических 4х-канальных (СТ-4), беспроводных автономных регистраторов с внешним сейсмоприемником (БАР-1), беспроводных автономных регистраторов со встроенным сейсмоприемником (БАР-1С).

Центральный регистрирующий комплекс (ЦРК) обеспечивает выполнение следующих функций:

- управление наземным комплексом аппаратуры, его диагностику;
- прием, обработку и регистрацию сейсмической информации и результатов диагностики; формирование рапорта оператора;
- воспроизведение сейсмической информации, результатов диагностики и иной вспомогательной информации на экранах мониторов и бумажном носителе;
- контроль режима электропитания системы, переключение, при необходимости, электропитания системы в экономный режим;
- вертикальность установки сейсмоприемников;
- возможность передачи зарегистрированных сейсмоданных в Систему Контроля Качества (Система QC) полевого материала с использованием либо

кабельного канала, либо радиоканала.

• обработку в реальном времени (при наличии устойчивой связи с наземным комплексом на максимальной скорости) сейсмической информации, включая:

• редакцию импульсных помех;
• вертикальное накопление;
• взвешенное накопление;
• корреляцию до и после накопления;
• построение спектра;
• контроль параметров полевых блоков и сейсмоприемников;
• диагностику параметров наземного комплекса аппаратуры, включая:
• амплитудную неидентичность;
• фазовую неидентичность;
• коэффициент нелинейных искажений;
• взаимные влияния;
• уровень собственных шумов;
• подавление синфазного сигнала;
• значение напряжения питания;
• смещение нуля;
• сопротивление;
• изоляцию;
• импульсный тест.

Блок коммутатора линии (БКЛ) обеспечивает выполнение следующих задач:

• управление секциями (СТ-4) и беспроводными регистраторами БАР-1 и БАР-1С;

• синхронизацию работы БКЛ и подключенных к нему устройств с сигналами спутниковой навигации GPS/ГЛОНАСС;

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

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

• передачу поступивших данных по магистральной линии в ЦРК;

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

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

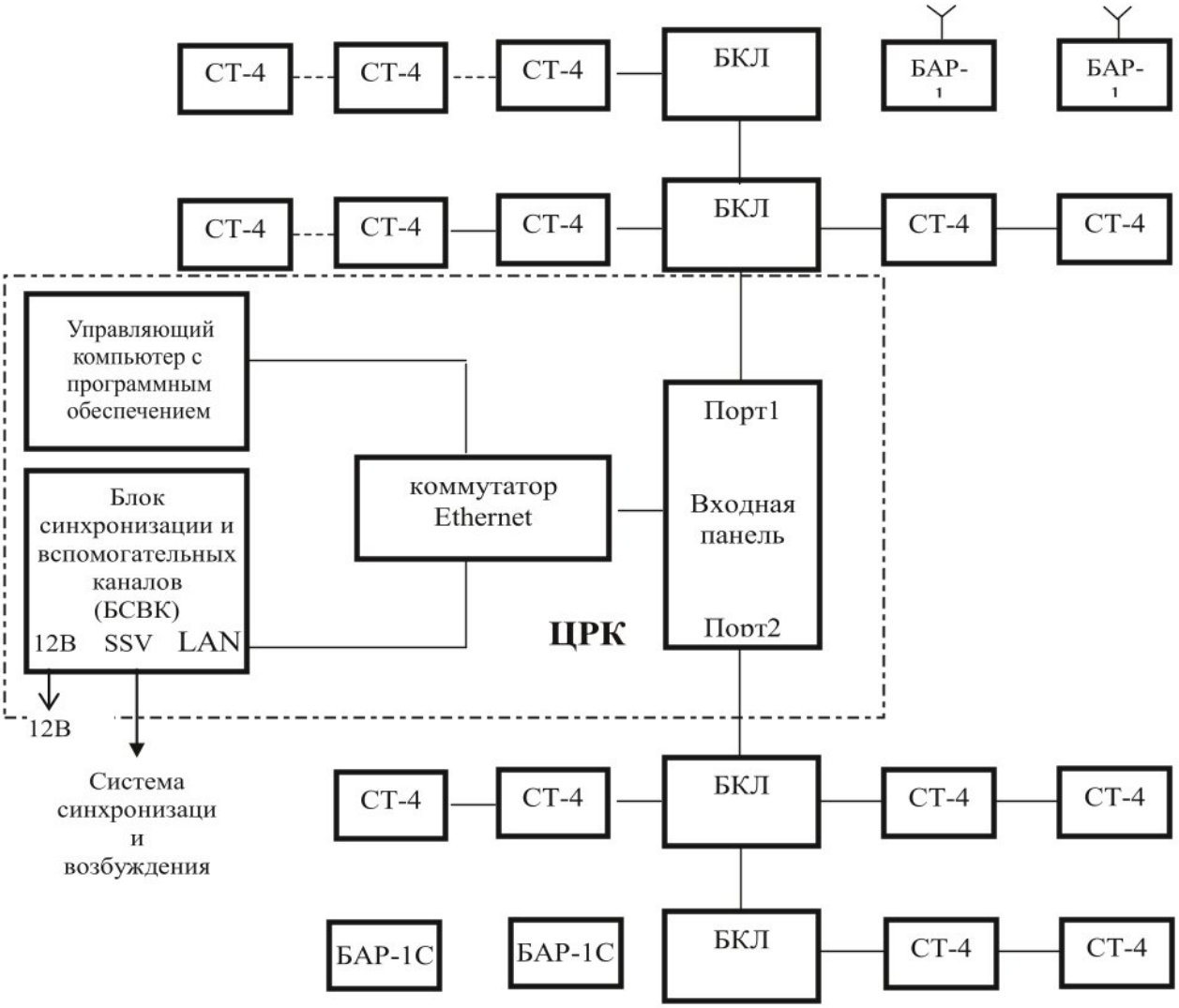
• диагностирование технического состояния подключенных к БКЛ устройств (СТ-4, БАР-1, БАР-1С) и сейсмоприемников;

• сохранение поступающей сейсмической и служебной информации во внутренней памяти блока при отсутствии или временной потере связи с ЦРК;

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

Секция телеметрическая 4х-канальная (СТ-4) состоит из 4-х одноканальных устройсв бора данных (УСД), последовательно соединенных между собой 4-жильным телеметрическим кабелем. Каждое УСД осуществляет усиление и преобразование входного аналогового сейсмического сигнала в цифровой 24-разрядный двоичный код. Полученные цифровые данные передаются в телеметрический канал связи. Встроенные средства диагностирования УСД формируют тестовые воздействия, необходимые для контроля его основных параметров.

Беспроводной автономный регистратор с внешним сейсмоприемником (БАР-1) осуществляет непрерывное во времени усиление поступающего на его вход



▲ *Рис. 1. Рис.1. Структурная схема Системы телеметрической сейсморегистрирующей «СКАУТ - НТ» .*

аналогового сейсмического сигнала с последующим преобразованием выборок этого сигнала в цифровой 24-разрядный двоичный код. Полученные цифровые данные запоминаются в памяти БАР-1. Синхронизация процесса дискретизации входного сейсмического сигнала осуществляется с помощью GPS/ГЛОНАСС-приемника.

Встроенные средства диагностирования формируют тестовые воздействия, необходимые для контроля основных параметров БАР-1.

Беспроводной автономный регистратор со встроенным сейсмоприемником (БАР-1С) осуществляет непрерывное преобразование колебаний геофона в аналоговый сигнал с дальнейшим преобразованием выборок этого сигнала в цифровой 24-разрядный двоичный код. Полученные цифровые данные запоминаются в памяти БАР-1С. Синхронизация процесса дискретизации входного сейсмического сигнала осуществляется с помощью GPS/ГЛОНАСС-приемника. Встроенные средства диагностирования формируют тестовые воздействия, необходимые для контроля основных параметров БАР-1С

Технические требования к УСД, входящему в секцию СТ-4 (табл. 3).

N	Наименование параметра	Значение
1	Режим сбора сейсмоданных	• в реальном времени; • пост обработка данных; • смешанный режим.
2	Тип канала обмена данными между центральной системой регистрации и наземным комплексом системы	• кабельный; • радиоканал.
3	Способы выполнения процесса регистрации сейсмоданных	• по команде; • непрерывный.
4	Максимальное число каналов в линии, 2мс	3000
5	Число телеметрических портов кабельных линий наблюдения	не менее 2
6	Максимальное число кабельных линий на один порт	32
7	Максимальное число кабельных каналов на один порт	10000
8	Шаг дискретизации	0,5; 1; 2; 4 мс
9	Тип источника сейсмического сигнала	• импульсный; • вибрационный.
10	Максимальное число суммирований	128

▲ *Табл. 1.Технические характеристики сейсмосистемы «СКАУТ - НТ»*

N	Наименование параметра	Значение
1	Количество подключаемых ветвей кабельных блоков сбора данных	2
2	Количество интерфейсов Ethernet подключения для создания гибкой структуры магистральных связей	3
3	Количество подключаемых внешних батарей	2
4	Радиус действия встроенного радиопередающего (WiFi) модуля	300 м
5	Диапазон напряжения питания	10.5 … 15 В
6	Мощность потребления	7 Вт
7	Диапазон рабочих температур	-40 … 70ºС
8	Габаритные размеры	150 х 230 х 310 мм
9	Масса	не более 4,1 кг

▲ *Табл. 2. Технические характеристики БКЛ.*

▼ *Табл. 3. Технические характеристики УСД. (Начало).*

N	Наименование параметра	Значение
1	Пределы допускаемой относительной погрешности измерения напряжения входного сигнала, приведенной к его максимальному значению	±0,5 %
2	Пределы допускаемой относительной погрешности измерения временных интервалов	±0,0005 %
3	Число двоичных разрядов аналого-цифрового преобразования, включая знаковый разряд	24
4	Период дискретизации	0,5; 1; 2; 4 мс
5	Входное сопротивление	(20±0,1) кОм
6	Максимальное напряжение входного сигнала	не менее 2,5В

N	Наименование параметра	Значение
7	Среднее квадратичное значение собственных шумов при максимальном усилении	не более 0,12 мкВ
8	Напряжение смещения нуля	не более 2 мкВ
9	Коэффициент подавления синфазного сигнала	не менее 96 дБ
10	Коэффициент нелинейных искажений	не более 0.0005%
11	Мощность потребления	не более 200 мВт
12	Класс защиты	IP68
13	Диапазон рабочих температур	-40...70°С

▲ *Табл. 3. Технические характеристики УСД. (Окончание).*

▼ *Табл. 4. Технические характеристики БАР-1 с внешним геофоном.*

N	Наименование параметра	Значение
1	Пределы допускаемой относительной погрешности измерения напряжения входного сигнала, приведенной к его максимальному значению	±0,3 %
2	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения временного интервала	±0,00001%
3	Число каналов	1
4	Число двоичных разрядов аналого-цифрового преобразования, включая знаковый разряд	24
5	Период дискретизации	0.25, 0,5; 1; 2; 4 мс
6	Входное сопротивление	(19,9 ± 0,1) кОм
7	Максимальное напряжение входного сигнала	не менее 2,5В
8	Среднее квадратичное значение собственных шумов при максимальном усилении	не более 0,12 мкВ
9	Коэффициент подавления синфазного сигнала	не менее 100 дБ
10	Коэффициент нелинейных искажений	не более 0.00035%
11	Продолжительность непрерывной работы регистратора от встроенной аккумуляторной батареи	не менее 600 часов
12	Класс защиты	IP68
13	Диапазон рабочих температур	-40...60°С
14	Габаритные размеры	не более 170 х 158 х119 мм
15	Масса	не более 2,1 кг

▼ *Табл. 5. Технические характеристики БАР-1С со встроенным геофоном.*

N	Наименование параметра	Значение
1	Пределы допускаемой относительной погрешности измерения напряжения входного сигнала, приведенной к его максимальному значению	±0,3 %
2	Пределы допускаемой относительной погрешности измерения временного интервала	±0,00001%
3	Число каналов	1
4	Число двоичных разрядов аналого-цифрового преобразования, включая знаковый разряд	24
5	Период дискретизации	0.25, 0,5; 1; 2; 4 мс
6	Входное сопротивление	(20 ± 0,1) кОм
7	Максимальное напряжение входного сигнала	не менее 2,5В
8	Среднее квадратичное значение собственных шумов при максимальном коэффициенте усиления	не более 0,12 мкВ
9	Коэффициент подавления синфазного сигнала	не менее 96 дБ
10	Коэффициент нелинейных искажений	не более 0.0005%
11	Сопротивление сейсмоприемника	(2,45 ± 0,12) кОм
12	Степень затухания собственных колебаний сейсмоприемника	(0.7 ± 0.12).
13	Собственная частота сейсмоприемника	(5 ± 0.5) Гц.
14	Коэффициент преобразования сейсмоприемника	(89.4 ± 8.9) В/м/с.
15	Коэффициент нелинейных искажений сейсмоприемника	не более 0.1 %.
16	Продолжительность непрерывной работы регистратора от встроенной аккумуляторной батареи: емкостью 15 А/ч емкостью 20 А/ч	 не менее 720 часов не менее 840 часов
17	Класс защиты	IP68
18	Диапазон рабочих температур	-40...60°С
19	Габаритные размеры	не более 110 х 110 х218 мм
20	Масса	не более 1,3 кг

Полевые опытно-промышленные испытания системы «СКАУТ-НТ»

В соответствии с соглашением между Акционерным общество «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 сопутствующего оборудования, предназначенных для проведения сейсморазведочных работ на суше, в транзитной зоне и континентальном шельфе Российской Федерации с использованием современных технологий и материалов было принято решение о проведении полевых испытаний сейсмосистемы «СКАУТ-НТ» в реальном режиме регистрации геофизической информации в сейсмопартии АО «Росгеология.

Для организации расстановки при проведении полевых испытаний использовано следующие оборудование:

1.Модули СТ-4 на 1600 каналов (400 секций по 4 канала с шагом 55м между каналами)

2.Блок коммутатора линии БКЛ-42шт., включая 5шт БКЛ с двойной внешней антенной для приёма информации от блоков БАР.

3.Блок синхронизации и вспомогательных анналов (БСВК)-1шт.

4.Беспроводной автономный регистратор с внешней антенной БАР-1- 400шт.

5.Беспроводной автономный регистратор со встроенным геофоном БАР-1С-100шт.

6.Оптоволоконная секция длиной 330м-14шт.

7.Кабель для подключения АКБ к БКЛ с зажимами типа «крокодил»- 45 шт.

8.Аппаратура центрального регистрирующего комплекса (ЦРК) с активной входной панелью-1шт.

9.Коммутатор Ethernet -1шт.

10.Планшеты -2шт

11.Панель заряда и считывания на 12 БАР-1С. 1шт.

12.Устройство зарядное для БАР -1 - 1шт

Целью испытаний являлась оценка соответствия технических характеристик сейсмосистемы «СКАУТ-НТ» заявленным в техническом задании на разработку, а также в процессе полевых испытаний проводилось сопоставление результатов с кабельной сейсмосистемой 428XL.

На первом этапе проводилось тестирование параметров и характеристик сейсмосистемы «СКАУТ-НТ» по параметрам, указанным в таблицах. По результатам тестов отклонений от заявленных характеристик не выявлено. Форматы текстовых файлов результатов тестирования признаны удовлетворительными. Есть легко устранимые замечания по удобству представления результатов тестирования для оператора. Формат данных соответствует международному формату SEGD-2.08058 .

На испытания было предоставлено 1600 кабельных каналов в одну линию при максимально возможном расчетном подключении 2500 каналов. Фиксация скорости передачи данных проводилась в режиме записи для импульсного и вибрационного источников при шаге дискретизации 1мс и 2 мс.

При подключении в линию 1584 каналов на одну ветвь от БКЛ время передачи данных с дальних каналов при 4 секундной записи и импульсном режиме составило18с, а при расстановке 3D время опроса каналов было значительно меньше, что свидетельствует о том, что основное время уходит на передачу данных по линиям, а время сбора данных с линий и их передача в ЦРК вносит меньший вклад в суммарное время цикла. То есть длительное время сбора информации при «длинной» расстановке накладывает ограничения на производительность работ при реализации сложных конфигураций расстановки и исключает возможность контроля качества записи в реальном времени.

Следовательно, требуется оптимизация алгоритма опроса УСД с целью сокра-



▲ *Рис. 2. Оборудование «Сейсмосистемы СКАУТ-НТ» на площади испытаний.*

щения времени передачи данных в ЦРК.

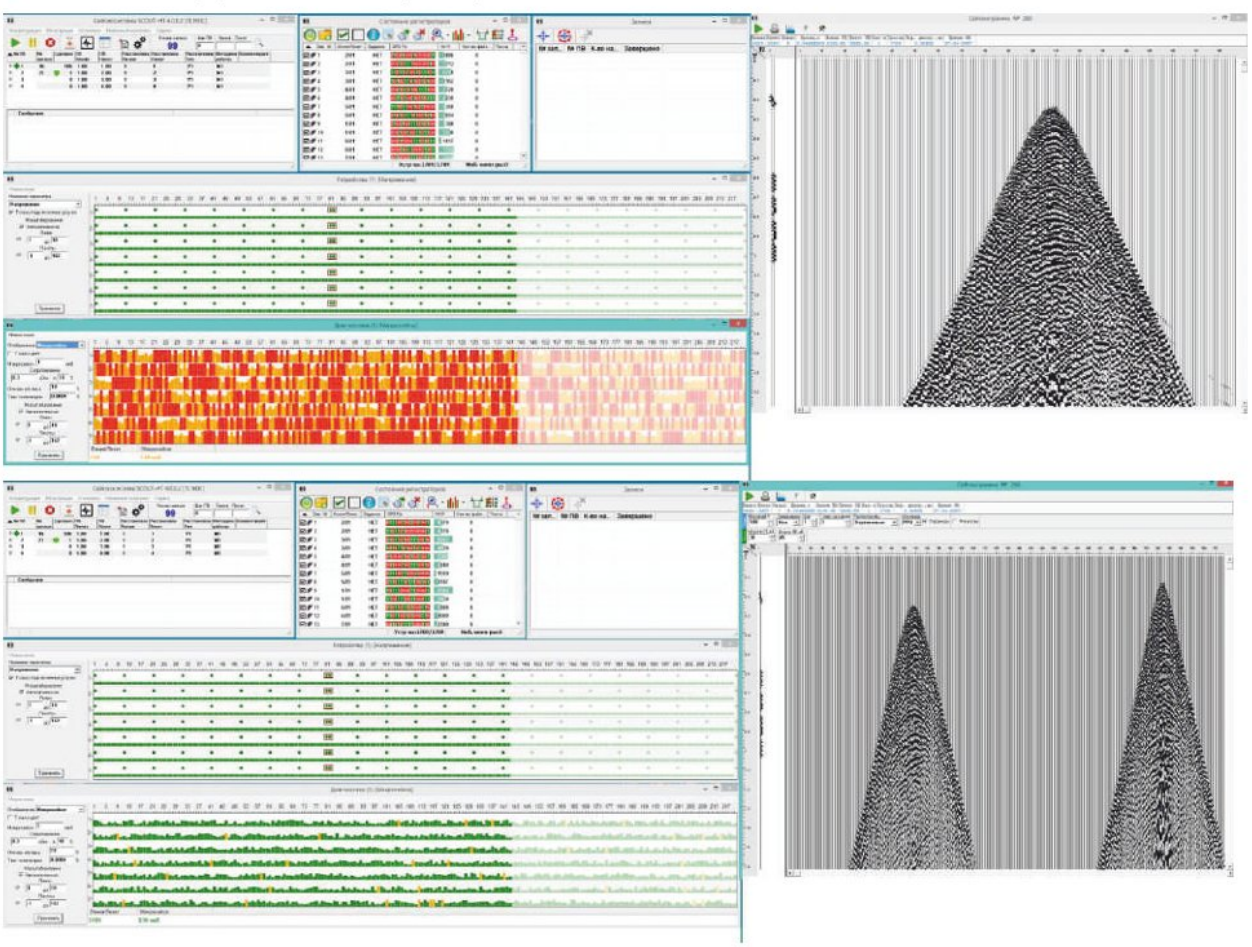
Также по рекомендации пользователей целесообразно внести в этикетку формата результаты последнего тестирования каналов.

Регистрация данных в производственном режиме.

Представленная на испытании сейсмосистема «СКАУТ-НТ» была проверена в производственном режиме на 2D профиле в пределах участка работ. При производстве работ были задействованы все типы приемных регистрирующих устройств тестируемого сейсморазведочного комплекса.

Регистрация проводилась одновременно на кабельную систему сбора УСД, автономные модули БАР-1 с внутренней и внешней Wi-Fi антеннами, БАР-1С и кабельную систему Sercel428 с подключенными одиночными геофонами. Длина расстановки - 10800 м. Блоки БАР-

▼ *Рис. 3. Интерфейс окна оператора «Сейсмосистемы».*



1,оснащенные радиомодулем, работали в автономном режиме без передачи данных по радиоканалу.

Регистрация проводилась в ветреную погоду (16 - 20м/с) при температуре + 12-+14°С. Для уменьшения влияния на запись шумов одиночные геофоны закапывались в грунт на глубину 40-50см. Автономные модули БАР-1С заглублялись таким образом, чтобы антенна GPS была на поверхности.

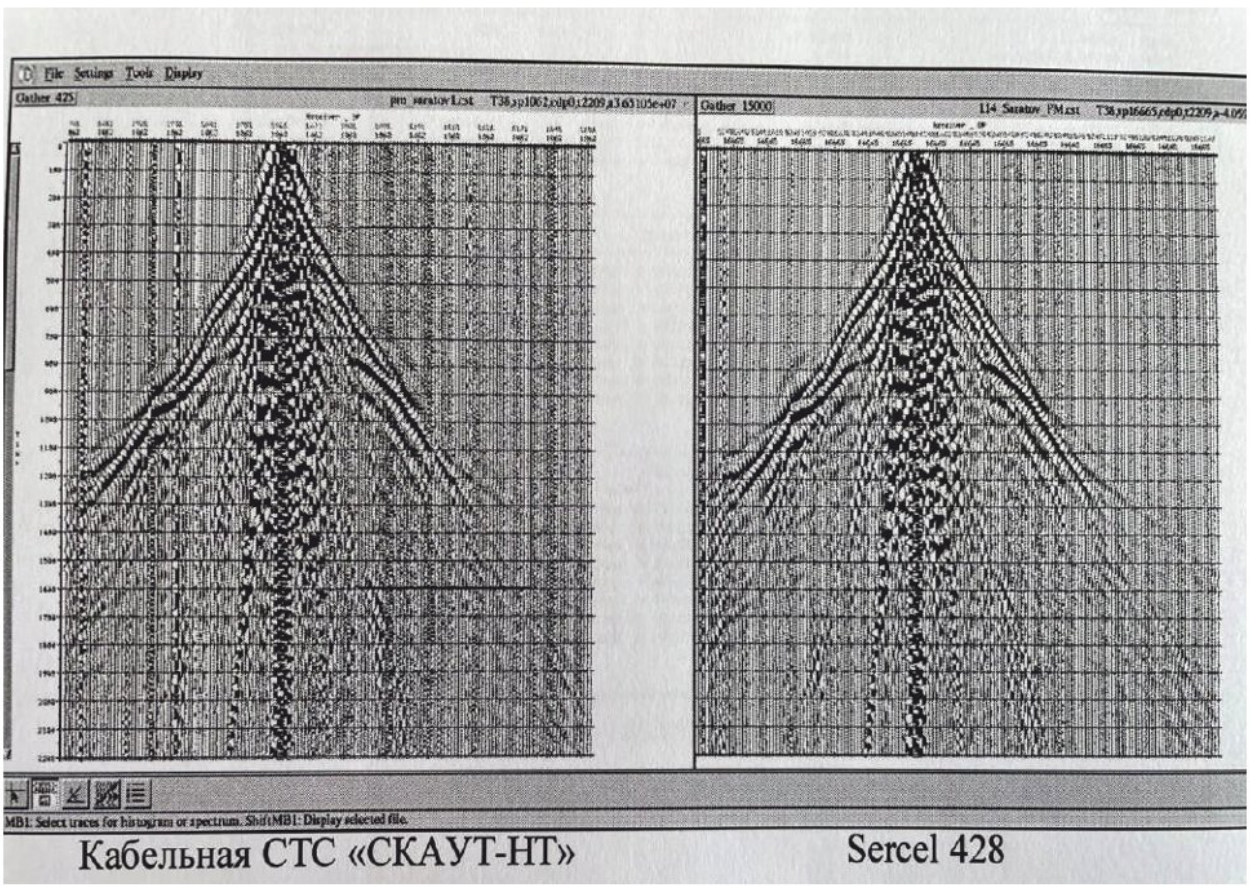
Основные технико-методические параметры ОПИ

Система наблюдения	центральная симметричная
Количество активных каналов	180
Шаг ПВ/ПП, м	50
Период дискретизации, мс	2
Длина записи, с	6
Тип источника	Nomad-65



▲ *Рис. 4. Сопоставление системы «СКАУТ-НТ» проходило с оборудованием Sercel SN428.*

▼ *Рис. 5. Сопоставление сейсмичсеких данных, зарегистрированных различными станциями.*



Количество источников в группе	3
Начальная частота свип-сигнала, Гц	6
Конечная частота свип-сигнала, Гц	96
Длительность свип-сигнала, с	12
Количество воздействий на ПВ	4
Всего зарегистрировано	155ф.н.

Полученные результаты, представленные на рисунке 5, свидетельствуют об идентичности материала, записанного системами «СКАУТ-НТ» и Sercel SN428. Спектры, полученные по реальным сейсмограммам, записанным обеими сейсмосистемами, имеют достаточную сходимость по частотам и амплитудам сигналов.

Выводы и рекомендации

1. С целью сокращения времени передачи данных в ЦРК, формирования файла SEGD, его визуализации и оценки качества необходимо оптимизировать алгоритм опроса модулей УСД.
2. Исключить переформирование и перезапись файлов SEGD при изменении типа процесса регистрации.
3. Реализовать в приложении «Сейсмомонитор» цветокодированную визуализацию уровня регистрируемого УСД сигнала.
4. Реализовать цветокодированную визуализацию и статистический анализ (процент удовлетворительных / неудовлетворительных результатов) инструментальных и сенсорных тестов.
5. Реализовать запись результатов тестов в этикетку формата SEGD.
6. В заголовки файла SEGD производственной сейсмической записи внести информацию о результатах последних произведенных тестов.
7. Предусмотреть фиксацию в протоколе работы (рапорте)даты и времени КОМ и даты и времени формирования файла SEGD.
8. Реализовать формирование сейсмограмм ОПП при выгрузке данных из автономных модулей БАР-1.
9. Реализовать привязку модулей БАР-1 к линии/пикету приема на основе данных позиционирования по GPS.

После доработки алгоритмических, программных и технических недочетов кабельно-бескабельный комплекс СТС «СКАУТ-НТ» может быть рекомендован к промышленному применению.

Выражаем благодарность сотрудникам сейсмопартии АО «Волгограднефтегеофизика» за добросовестное и оперативное выполнение работ по обеспечению испытаний сейсмосистемы «СКАУТ-НТ». Особая благодарность руководителю сектора Дирекции геофизических работ АО «Росгео» Трофимову АлексеюВладимировичу за объективное отношение к проведению испытаний и составлению информационного отчёта по Опытно-производственным испытаниям кабельно-бескабельной телеметрической сейсморегистрирующей системы «Скаут-НТ», которые выполнялись по программе испытаний утверждённой вице-президентом, директором по геофизическим работам АО «Росгео» Зариповым Салаватом Миссаровичем.

Подробнее об авторах



Гнатюк Александр Иванович
главный конструктор СКБ СП.
Автор нескольких изобретений и технических публикаций.
Почётный нефтяник РФ.



Тарасов Николай Васильевич
испольнительный директор АО «СКБ СП», к.т.н.
Почётный работник ТЭК и автор нескольких изобретений и публикаций.

«НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» – спецназ геофизических технологий

Махортов П.Р., ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО», г. Тюмень.

Китай является одним из мировых лидеров в области технологического развития за счет своей амбициозной инновационной стратегии и крупных инвестиций в научные исследования. Благодаря этим усилиям, Китай успешно продвигается вперед, создавая новые технологии и уверенно занимая позиции на мировой арене. По данным исследования Австралийского института стратегической политики (ASPI), Китай занимает первое место в 37 из 44 ключевых технологических областей, включая наноматериалы, робототехнику, радиочастотные коммуникации, оборонные и космические технологии.

Китай также активно развивает геофизические технологии, с учетом опыта самой крупной в мире геофизической компании BGP. Китайские специалисты-геофизики работают во любых климатических условиях по всему миру, что позволяет им добиться успеха в решении разнообразных задач, включая те, с которыми сталкиваются российские геофизические компании.

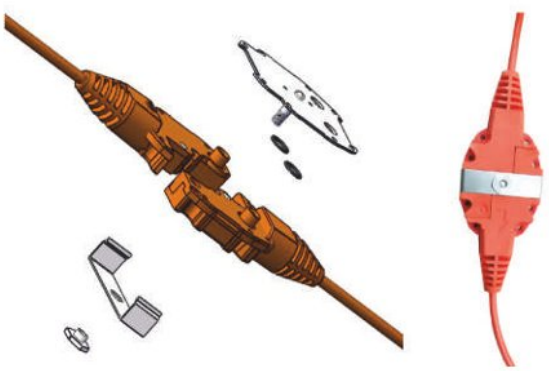
Анализируя запросы и потребности Российских компаний, учитывая полученный богатый опыт мировых лидеров ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» предлагает лучшие решения для отечественной геофизики.

Компания создана в 2007г. За время существования компании были реализованы многие проекты в различных сферах сейсморазведки по запросам российских компаний-партнеров. Офис компании ООО «НВГЕО» расположен в г. Тюмени, на складе всегда в наличии оборудование для аренды или реализации, большой ассортимент запасных частей к полевому сейсморазведочному оборудованию Sercel 408, 428, 508, Aram Aries, RT 2, группам геофонов и т.д. и другое технологическое оборудование, готовое к оперативной отгрузке в день обращения по звонку. ООО «НВГЕО» имеет собственное вспомогательное оборудование СМ 428, приборы для проверки, ремонта, диагностики и технического обслуживания реализуемой продукции. Дислокация компании позволяет эффективно осуществлять поставки оборудования и сопровождение проектов в любой точке России.

Найти оптимальное решение

Разнообразие проектов, требующих разного шага между каналами, дороговизна ремонта кабельных секций при нескольких порывах, определили запрос рынка на оборудование с переменной длиной кабельных звеньев. По запросу одной из лидирующих компаний России, ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» нашло такое решение - разборные кабельные секции системы Sercel XL 428. Это позволяет одним и тем же оборудованием работать на проектах с различными интервалами между ПП, регулировать количество каналов кабельной секции, выполн яя различные технические задания заказчика, а также дает возможность ремонтировать не всю «косу» целиком, а только ее часть.

▼ *Рис. 1. Схема соединения площадки кабельной секции Sercel XL 428.*




РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

на товарный знак (знак обслуживания)
№ 829647

SOLO

Правообладатель: Общество с ограниченной ответственностью «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО», 625043, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Дружбы, 37 (RU)

Заявка №: 2020751165
Приоритет товарного знака 17 сентября 2020 г.
Зарегистрировано в Государственном реестре товарных знаков и знаков обслуживания Российской Федерации 22 сентября 2021 г.
Срок действия регистрации истекает 17 сентября 2030 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

▲ *Рис. 2. Товарный знак SOLO.*

Разборные соединительные кабели звена могут использоваться как единая секция определённой длины с четырьмя каналами FDU или более. При ремонтных работах или иному требованию кабели звена могут быть разобраны на промежуточные (FDU-FDU) и концевые секции (FM4-FDU).

Добавление секций позволяет без лишних затрат увеличивать или уменьшать число каналов FDU в соединительной секции, а также дает значительное преимущество при ремонтно-восстановительных работах.

Полная гамма сейсмоприемников для любых задач

Множество задач, решаемых сейсморазведкой определило также многообразие типов сейсмоприемников. Можно уверенно сказать, что ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» готово поставить сейсмоприемники или группы сейсмоприемников по любому запросу.

Сейсмоприемники, предлагаемые геофизикам:



▲ *Рис. 3. Гидрофон-геофон, поставляемый ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО».*

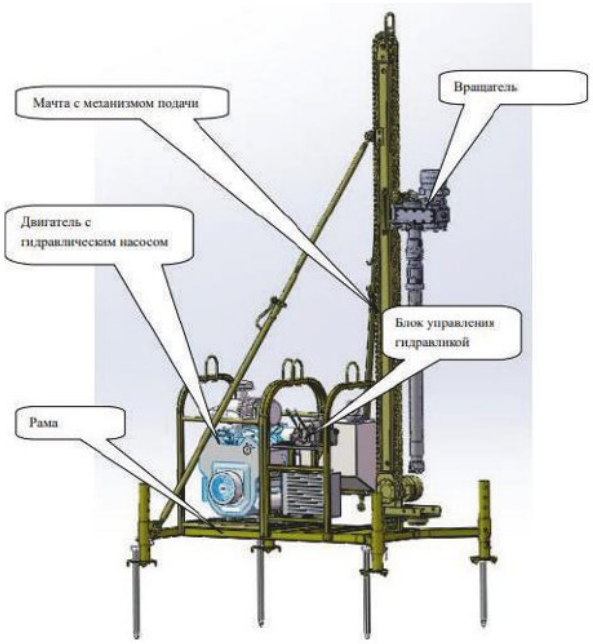
Geophone SG10	
Parameter	value
Natural Frequency, Hz	10±2,5%
Coil resistance, Ohm	350±2,5%
Sensitivity, В/м/с	22,8±2,5%
The degree of attenuation	0,680±5%
Harmonic distortion, tilt 0…15°	≤0,075%
The upper limit of the transmission frequency, Hz	≥240
Mass of movable part, g	8,4
Maximum mass displacement, mm	1,78
Weight, g	83
Element size, mm	Ø27,4x30,15
Warranty period of exploitation, years	3
Working temperature, °C	minus 40…+70
Working tilit, °	0…15
Insulation resistance, MOhm	≥100

Hydrophone HYD-2	
Parameter	value
Sensitivity, мкВ/мкБар	14±1,5 dB
Natural Frequency, Hz	10±10%
DC resistance, Ohm	155±10%
Polarity	SEG standard
Working depth, m	1,5…100
Insulation resistance, MOhm	≥100

▲ *Технические характеристики Гидрофона-геофона.*

- 0DX-4.5HZ-5Hz
- 20DX-8Hz
- 20DX-10Hz
- 20DX-14Hz
- 20DX-28Hz
- 20DX-40Hz
- 20DX-60Hz
- 20DX-100HZ
- одиночные геофоны YF-Solo 4,5Hz
- YF-Solo 5Hz
- YF Solo – 10Hz
- группы геофонов 3С 5-10Hz
- Широкополосные геофоны ZX-4, 4-500Hz, ZX-4(H) 4-500Hz.

Одиночные высокочувствительные сейсмоприемники YF Solo 5Hz в разнооб-



▲ *Рис. 4. Схема мобильного модульного бурового станка.*

разном исполнении заслужили высокую оценку пользователей при эксплуатации во всех регионах России. Наименование геофонов стали настолько связаны в сознании пользователей с компанией ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО», что компания зарегистрировала товарный знак SOLO для данного типа оборудования, широко востребованного на российском рынке.

Полученные сейсмические данные позволяют говорить о надежности и высоком качестве данного типа сейсмоприемника.

Часто популярность продукта на рынке оборудования привлекает внимание не только потребителей, но и не добросовестных производителей в результате чего появились копии, не соответствующие оригинальной продукции.

Низкочастотный геофон YF Solo 5-10Hz является продуктом интеллектуальной собственности Baoding Yongcheng Tianfeng Geophysical Equipment Co., Ltd.

На данную продукцию, технологию оформлен соответствующий патент права в КНР № ZL201410244088.1 от 26.04.2017 г. в РФ в соответствии с соглашением между



▲ *Рис. 5. Мобильные буровые установки, использованные на горном проекте ТНГ-Групп.*

компаниями патент №829647 от 17.09.2020 г.

Адаптировать под новые задачи

Несколько лет назад, готовя сложный проект, требующий бурения в условиях Кавказских гор, Андаманских островов, ведущая российская геофизическая компания обратилась с запросом на переносимое мобильное буровое оборудование. Переносных станков для бурения небольших скважин глубиной до 10-15 метров представленных на рынке много. Вот только бурить такими станками, весом до 50-60 кг можно лишь породы относительно легкие в бурении. Необходимо было искать иные технические решения.

▼ *Рис. 6. Станки TSP 40 готовятся к работам на о. Андаман.*





2 в 1 - с подключением внешнего сейсмоприемника геофона.

3 в 1 - со встроенным высокочувствительным датчиком

3 в 1 плюс - со встроенным высокочувствительным датчиком и внешним разъемом для с подключения группы геофонов.

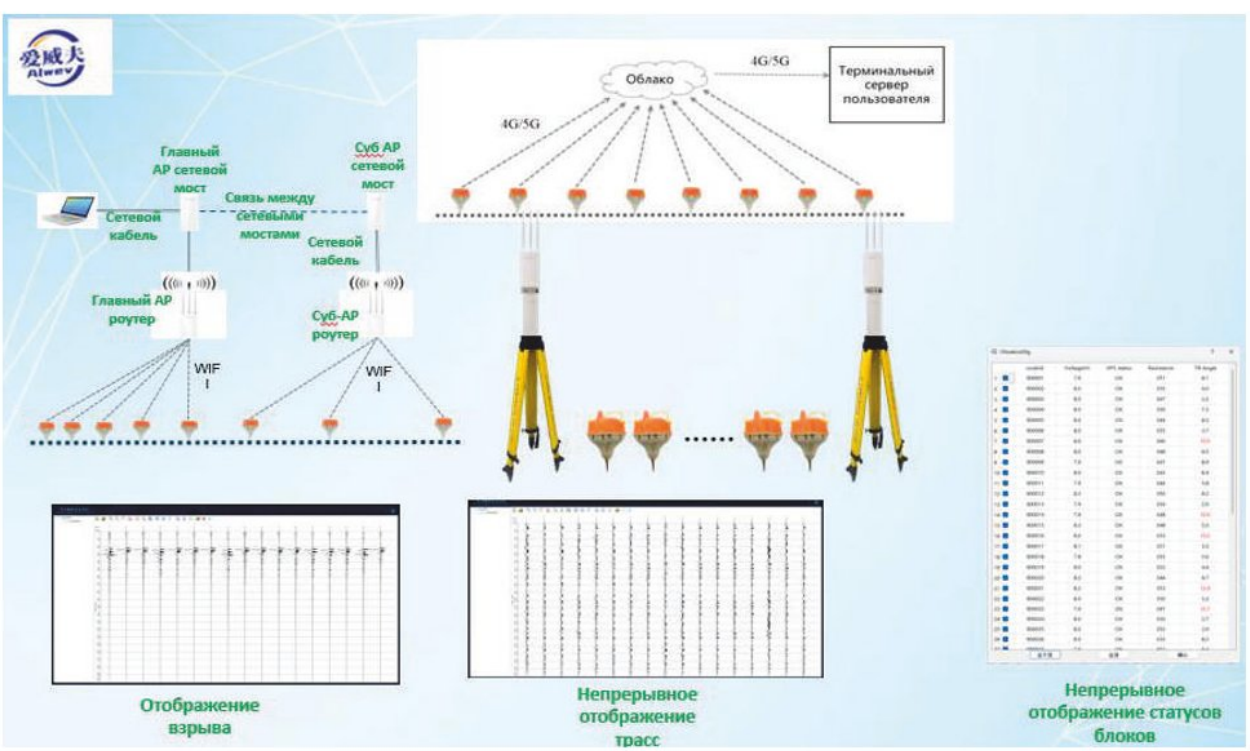
▲ *Рис. 7. Модификации системы Alwev.*

И такие решения были найдены и реализованы на базе китайских буровых установок типа TSP 30A, TSP 40. Реализованы «на базе» - потому что сами типовые установки не были приспособлены к таким сложным задачам. Специалисты компании «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» совместно со специалистами компании-заказчика выполнили модификацию блочных буровых установок для работ в горных условиях.

Буровые установки состоят из шести элементов, каждый из которых весом до 60 кг. На демонтаж и монтаж установки требуется не больше 40 минут. Сама переноска осуществима силами буровой бригады в количестве 5 человек. Бурение скальных пород осуществляется с продувкой. Компрессор входит в состав мобильной установки. Мачта с механизмом подачи, вращатель и рама соединены быстросъёмными штифтами-фиксаторами со шпильками. Двигатель с гидравлическим насосом и блок управления гидравликой фиксируются на раме путём установки в соответствующие пазы. Гидравлические шланги снабжены быстросъёмными разъёмами. Рис.4.

Суточная производительность на такой станок в горных условиях состави-

▼ *Рис. 8. Принцип работы системы Alwev с использованием стандартов сотовой связи передачи данных.*



ла от четырех до шести скважин глубиной 15 метров в породах 5-6 категории бурения.

Мобильная модификация бурового станка оказалась весьма эффективна не только в российских горах, но и в джунглях острова Андаман компанией использовались именно эти станки. Рис. 5,6.

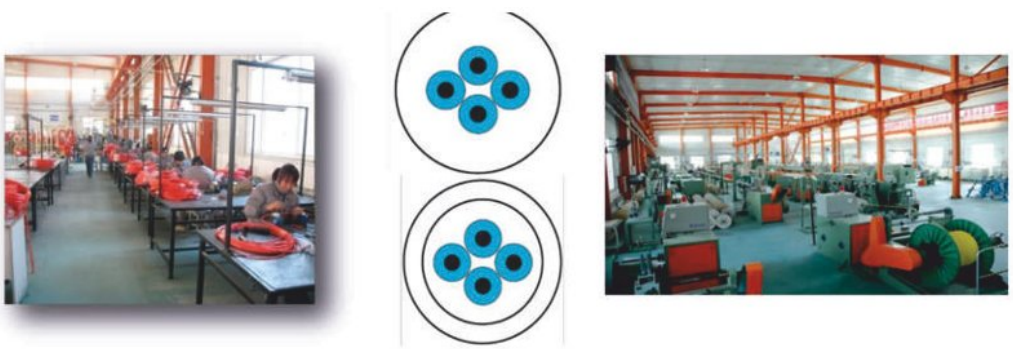
Технологии завтрашнего дня готовы к работе уже сегодня

Бескабельная система сбора сейсми-

Baoding Yongcheng Tianfeng Geophysical Equipment Co., Ltd.



Zhuozhou Chenjia Electronic Technology Co., Ltd



Zhuozhou Chenjia Materials Trading Co.



ческих данных Alwev в большом семействе нодальных систем отличается инновационным подходом с точки зрения многовариантности технических решений.

Во-первых, эта система выпускается в нескольких сочетаемых модификациях – с внешним подключением датчиков, со встроенными геофонами, с одновременным подключением и «три в одном» — со встроенным высокочувствительным датчиком и внешним разъемом для подключения группы геофонов. Рис.7.

Во-вторых, Alwev имеет несколько вариантов мониторинга данных online (рис. 8).

Надежные партнеры – главные факторы успешных решений

ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» является официальным представителем / дилером группы ведущих заводов-производителей КНР («Zhuozhou Chenjia Materials Trading Co., Ltd.», «Baoding Yongcheng Tianfeng Geophysical Equipment Co.,Ltd,» Zhuozhou Chenjia Electronic Technology Co., Ltd, CNPC Geophysical - BGP Researth & Development Center Integrated Seismic Processing and Interpretation System, ZRRLD Co., Ltd идр.) по производству и реализации сейсморазведочного, геофизического, нефтегазового и иного оборудования в России и странах СНГ.

При возникновении потребности в ином оборудовании, это позволяет осуществить с партнерами из КНР поставки практически любой продукции высокого качества по цене от производителя.

Заключение

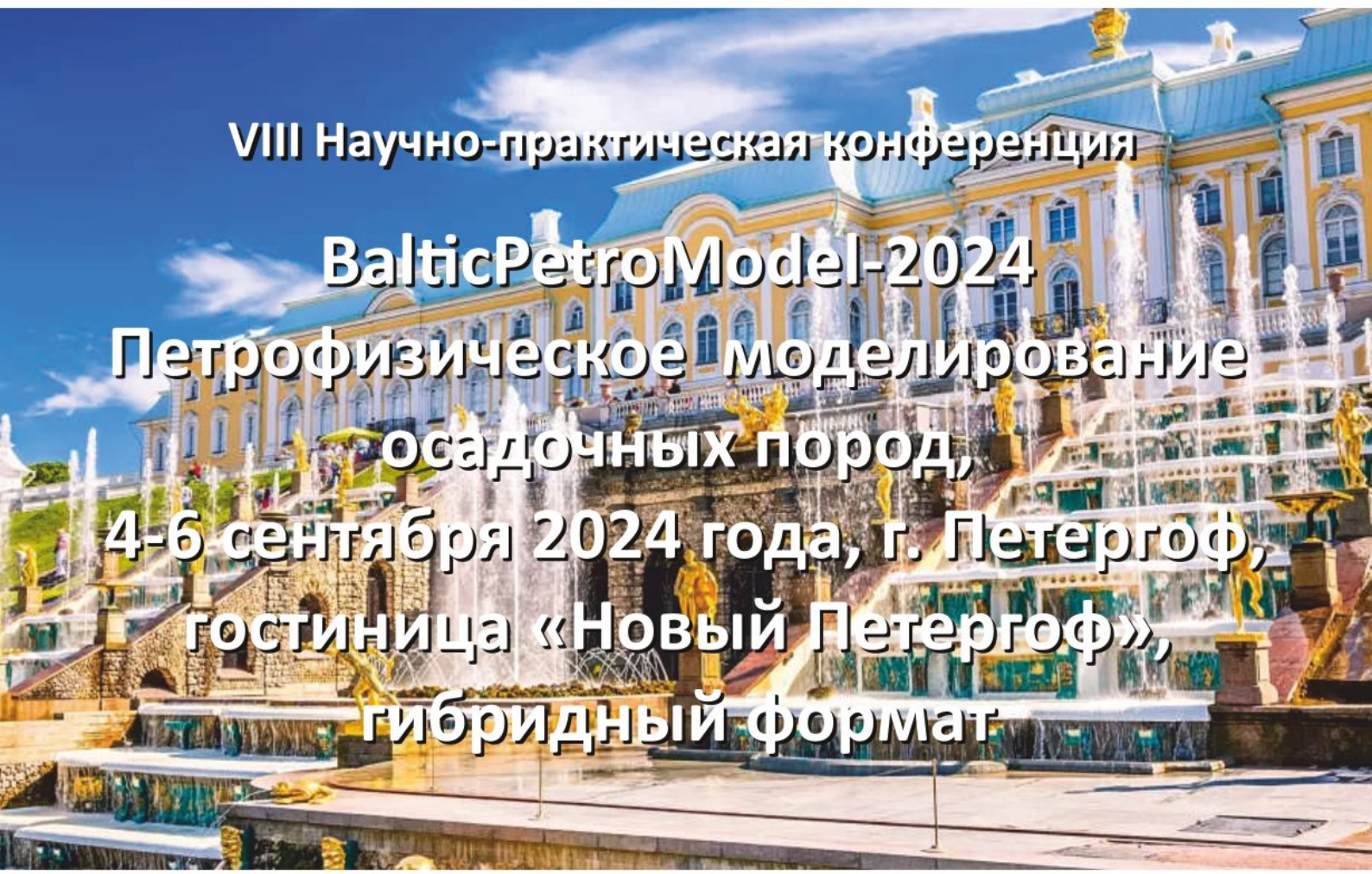
Представить в одном материале весь спектр оборудования и технологических решений, предлагаемых компанией «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» невозможно. Один рассказ про возможности партнеров компании занял бы не одну публикацию. Необходимо подчеркнуть главное – мы всегда ищем оптимальное решение задач наших партнеров. Главный принцип компании «НОВЫЙ ВОСТОГЕО» - строить долгие партнерские отношения со всеми контрагентами – именно в этом мы видим залог успешного долгосрочного взаимовыгодного сотрудничества, развития бизнеса, компании, главной задачей которой является поиск лучшего технологического решения для российских геофизиков, позволяющее снизить затраты на проведение выполняемых работ.

Подробнее об авторе



Махортов Павел Романович

Генеральный директор ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО»



VIII Научно-практическая конференция

BalticPetroModel-2024
Петрофизическое моделирование осадочных пород,
4-6 сентября 2024 года, г. Петергоф, гостиница «Новый Петергоф», гибридный формат

ПЕТРОМОДЕЛЬ - это площадка для обсуждения наиболее актуальных вопросов современной нефтегазовой геологии и геофизики, место встречи людей разных специальностей: геологов, геофизиков, геохимиков, математиков, программистов и всех тех, кто так или иначе связан с проблемой изучения физических свойств осадочных пород - в том числе пород-коллекторов - на разных масштабных уровнях: от микроструктуры керна до осадочного бассейна в целом, с использованием различных методов: от микроструктурной рентгеновской томографии до сейсморазведки и математического моделирования напряжённого состояния массива и фильтрации флюида.

BalticPetroModel-2024

Геомодель

www.geomodel.ru



8-Я НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПО РАЗВЕДКЕ НЕДР

ТЮМЕНЬ2024

Актуальные тренды технологического и операционного развития нефтегазовой отрасли

ОКОНЧАНИЕ ПРИЕМА ТЕЗИСОВ - 28 ИЮНЯ 2024 Г.

23-27 СЕНТЯБРЯ 2024 г. | ТЮМЕНЬ | РОССИЯ

Геомодель

РОЭК

ЛЮДИ. ТЕХНОЛОГИИ. ЗНАНИЯ



ТЕМЫ НАУЧНЫХ СЕССИЙ

1. Трудноизвлекаемые запасы
2. Методы увеличения нефтеотдачи
3. Строительство скважин – бурение и заканчивание
4. Техника и технологии добычи. Промысловый сбор и подготовка продукции
5. Испытание скважин и исследование пластов и пластовых флюидов
6. Разработка нефтяных месторождений
7. Цифровые технологии для нефтегазовой отрасли
8. Геологическое, гидродинамическое, интегрированное и геомеханическое моделирование
9. Геомеханика
10. Концептуальное проектирование и реинжиниринг
11. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений
12. Исследование кернового материала
13. Геология и геофизика месторождения
14. Промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды
15. Промысловая геофизика
16. Интенсификация добычи и ГРП для месторождений УВ

ОКОНЧАНИЕ ПОДАЧИ ТЕЗИСОВ - 1 ИЮЛЯ

15-17 ОКТЯБРЯ 2024 г. | Москва, Россия

www.geomodel.ru



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



– Что это за красные огни на болотах, Берримор?

– ГЕОТОМы, сэр

ГЕОТОМ

Сейсморегистрирующая бескабельная система: удаленное управление, контроль приемной расстановки и уровня микросейсм.

GEOS

Геофизические услуги и аренда оборудования

Холдинг «Геосейс»
Тел: +7 (495) 694-1940
E/mail: info@geoton.ru
www.geoseisholding.ru

сейстех

Разработчик системы ГЕОТОМ

ООО «Сейстех»
Тел: +7 (495) 737-9285
www.сейстех.рф

