ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

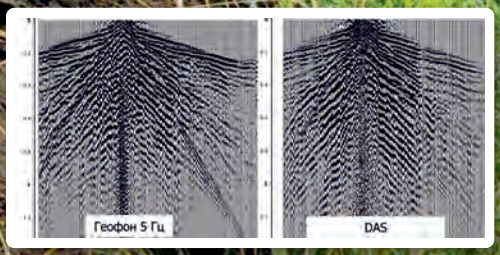
АПРЕЛЬ-ИЮНЬ

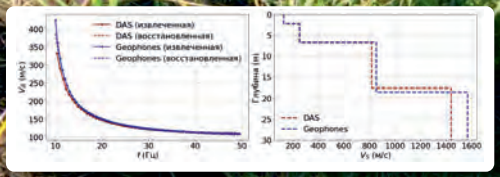
2/2025

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

ТЕХНОЛОГИИ будущих проектов





ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Новые разработки в области вибросейсморазведки

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

ЛУЧШИЕ В МИРЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РОССИЙСКОЙ ГЕОФИЗИКИ!



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



YF Solo 4.5 Гц
Высокочувствительные геофоны.



Литий ионная система питания 120 Ah



Alwev - Бескабельная система сбора сейсмических данных

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

ТЕМА НОМЕРА:
«Технологии будущих проектов»

СОДЕРЖАНИЕ:

Наши партнеры 5

КОЛОНКА РЕДАКТОРА
Главный редактор Слонов Д.Н. 6

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
Перспективы ВСП: ренессанс или вымирание?
Горбачев С.В., Оболенская А.А. 8

Применение волоконно-оптических измерительных систем в геологоразведочных работах
Слонов Д.Н. 18

Технология DAS – развенчание заблуждений и перспективы
Харасов Д.Р., Спиридонов Е.П., Наний О.Е., Ашкар Г.Х., Трещиков В.Н., Дучков А.А., Яскевич С.В., Яблочков А.В., Белов М.В. 24

Выбор оптимальных параметров низкочастотной генерации ЛЧМ сигнала с учетом поверхностных условий места проведения работ
Адиев Т.Р. 34

Свип-сигнал с 0 Гц. Миф или реальность?
Ягудин И.Р., Гафаров Р.М., Жужель А.С. 40

Искусственный интеллект для автоматизации управления виброисточниками в сейсмопартии и повышения ее эффективности
Махортов П.Р. 45

Мониторинг и доизучение полей рудника Октябрьский методами сейсмо- и электроразведки
Юров А.А., Чиркин И.А., Ризанов Е.Г., Киброев И.С., Бердюгин И.Н. 51

Опыт адаптивной фильтрации данных георадиолокации и сейсморазведки
Романов В.В,, Алтухов Е.Е,, Латышев К.А., Кауркин М.Д. 58

Разработка и практическая реализация алгоритма деблендинга с использованием SDK АЛЬТАИР-М
Литвачук А.В., Казанин Г.А., Казанина М.А., Шепелев А.А., Сафонов Д.А. 66

Применение гомоморфного алгоритма поверхностно-согласованной деконволюции при обработке сейсморазведочных данных и его сравнение со стандартными методами
Матвеев Н.М., Степанов П.Ю.. 72

Некоторые алгоритмы подавления регулярных волн в инженерной сейсморазведке
Романов В.В., Латышев К.А., Кауркин М.Д., Андреев Д.О. 85

АСР-М: Российское решение для эффективного управления вычислительными ресурсами
Чистяков И.А., Ляпин Н.В., Иванов П.Д. 92

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
Повышение эффективности вибросейсмических исследований в условиях Бухарской ступени
Кострыгин Ю.П., Урмонов А.Х. 96

Новая разработка АО «СКБ СП» «Система синхронизации для импульсных несинхронных источников» внедрена в промышленную эксплуатацию
Беляев В.Л., Вейхт Б.А,, Ливеровский И.Г. 101

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИДЕИ И РЕЗУЛЬТАТЫ
Основные направления ГРР в восточном Предкавказье: вчера, сегодня, завтра
Дагаева Н.И., Дагаев И.Л. 105

ОБРАЗОВАНИЕ
Кафедра разведочной геофизики и компьютерных систем встречает 95-летний юбилей Университета нефти и газа им. Губкина 112

НОВОСТИ И СОБЫТИЯ
Через тернии к успеху: Альтаир-М выходит на орбиту производственной эксплуатации 114

ГеоЕвразия 2024 124

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.
к.т.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.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:
25.06.2025

Дата выпуска:
30.06.2025

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!

Объявляя тему номера — «Технологии будущих проектов» мы надеялись на активное участие авторов, поскольку эта тема лучше всего отражает концепцию журнала, привлекая новых специалистов и расширяя аудиторию. В результате материалов было так много, что их хватило сразу на два выпуска. Один из них стал специальным, приуроченным к Технологическому дню ООО «ГПН ГЕО». Этот номер «Лаборатории новых технологий» вышел уже в мае. Второй традиционно публикуется в конце квартала. Получившийся номер отличается разнообразием, что свидетельствует о развитии идей и технологий в различных направлениях разведочной геофизики.

Прежде всего, хочу отметить материал компании «Т8» о вариантах применения распределенных волоконно-оптических датчиков (ВОД) для различных видов исследований. В том числе и в области развития технологии DAS (Distributed Acoustic Sensing), позволяющей обнаруживать изменения в окружающей обстановке (например, вибрации, движение) по всей длине кабеля, без использования отдельного датчика.

Применение ВОД обсуждалось и на круглом столе, прошедшем в рамках конференции «Геоевразия-2025». Репортаж о прошедшей дискуссии представлен в номере.

Конференция «Геоевразия-2025» прошла в мае на площадке Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе и собрала более 1000 участников. Стала ярким событием. Журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» выступал информационным партнёром мероприятия. Насыщенная программа, доклады, круглые столы, выставочная площадка объединили науку, образование и бизнес. В номере предоставлен отчет по конференции. А также обзор еще одного круглого стола, мероприятия с интригующим названием «ВСП: ренессанс или вымирание».

Компания «Башнефтегеофизика», активно развивающая вибросейсморазведочные технологии, представляет две статьи.

Первая — о выборе оптимальных параметров низкочастотной генерации ЛЧМ-сигналов с учетом поверхностных условий проведения работ. В ней рассматриваются особенности формирования сигнала и методы адаптации систем для повышения эффективности исследований. Вторая статья посвящена возможностям построения свип-сигнала с 0 Гц. Анализируются физические и технические ограничения, а также реальный опыт применения такого подхода, разбираются мифы и перспективы использования низкочастотных свипов.

Материал компании «Новый Восток-Гео» продолжает тему и представляет систему управления виброисточниками, основанную на применении искусственного интеллекта. Система управления автоматизирует процесс возбуждения сигнала, повышает эффективность сейсморазведки, оптимизируя режимы работы оборудования, улучшая точность геофизических исследований.

Компании «Фирма «Геосейс» и «Нори-

льский никель» представляют статью с результатами комплексного мониторинга рудника «Октябрьский» сейсмо- и электроразведочными методами. Основная задача исследования — обеспечение безопасности и эффективности горных работ посредством выявления водопроводящих трещин, участков повышенного напряжения, слабых зон горного массива и водотоки. В статье показана эффективность используемых методов и представлен опыт проведения мониторинговых работ в условиях сильных техногенных помех.

Тенденция увеличения доли российских технологий в геологоразведке все шире охватывает и сферу программных продуктов. Российский комплекс обработки сейсмических данных «АЛЬТАИР-М» был представлен рынку на симпозиуме в Тюмени. Программный комплекс проходит этап тестирования на реальных проектах ведущих нефтегазовых компаний, внедряется в рабочие процессы для обеспечения независимости российской геологоразведки. Журнал был приглашен для освещения события. В материале «Через тернии к успеху: Альтаир-М выходит на орбиту производственной эксплуатации» - рассказ о программном продукте и прошедшем мероприятии.

В разделе журнала «Геологические идеи и результаты» представлен материал Дагаевых Игоря Львовича и Натальи Игоревны в котором освещены основные направления геологоразведочных работ в Восточном Предкавказье. Авторы анализируют исторические особенности, современные подходы и перспективные стратегии развития региона. Освещаются ключевые этапы исследований, текущие планы и задачи на будущее для повышения эффективности геологоразведочных операций в этом регионе.

Продолжается подготовка к проведению конференции «Встречи на Волге», которая пройдет 16-19 сентября в г. Саратове. Регистрация делегатов и докладчиков производится на сайте встречинаволге.рф. Выпуск третьего номера журнала будет приурочен к открытию мероприятия. Тема следующего номера - «Морские и транзитные работы». Приглашаем авторов к рассказу о своих достижениях в этой и других сферах геологоразведки.

А пока – интересного вам прочтения журнала №2 за 2025 г. на тему «Технологии будущих проектов».



С уважением,
Главный редактор журнала

Дмитрий Слонов

Перспективы ВСП: ренессанс или вымирание?

Обзор Круглого стола на конференции «Геоевразия-2025»

- Горбачев С.В., член редакционной коллегии журнала «ПиСРГ»
- Оболенская А.А., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

15 мая 2025 года в Москве в рамках VIII Международной геолого-геофизической конференции и выставки «ГеоЕвразия-2025. Геологоразведочные технологии - наука и бизнес», в стенах Российского Государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (МГРИ) прошел круглый стол по теме «Перспективы ВСП: ренессанс или вымирание?». В мероприятии приняли участие более 60 специалистов, экспертов и руководителей организаций для обсуждения вопросов текущего состояния, проблем и перспектив метода вертикального сейсмического профилирования (ВСП) в России, а также тенденций мирового рынка.

Вопрос о целесообразности и эффективности ВСП в РФ периодически возникает у специалистов нефтяных и сервисных компаний. Существует ряд громких статей с примерами некорректности результатов ВСП, нерешенных задач проекта и т.д. Однако, есть множество примеров, где ВСП успешно решает поставленные задачи, помогает в геологоразведочном процессе, а также используется для решения сложных задач, возникающих при разработке месторождений. В 2024 году опубликована статья с анализом состояния и проблем ВСП в РФ [Горбачев, 2024], которая послужила началом работы по систематизации проблем и поиску решений для развития метода. В 2025 году было решено собрать мнения, ознакомиться с видением проблемы ВСП геологоразведочным сообществом, аккумулировать предложения по дальнейшим шагам развития метода ВСП.

Перед круглым столом был проведен онлайн-опрос, включающий в себя 23 вопроса, в результате которого получено более 70 ответов респондентов. Специализация участников опроса была разнообразной: 28% интерпретаторы, 20% обработчики, 13% менеджеры, 13% специалисты по ВСП, 12% геологи и 4% представители академической сферы. Среди них порядка 60% - работники сервисных компаний и образовательных организаций, остальные участники - сотрудники нефтяных компаний.

Ключевой вопрос круглого стола был сформулирован в его названии; на рисунке 1 представлена диаграмма распределения ответов. Видно, что равное количество респондентов (по 11%) выбрали ответы «ренессанс» и «вымирание», 59% затрудняются с ответом и 19% считают, что со временем направление будет сокращаться, то есть, фактически, исчезать. В общей сложности 89% опрошенных признают существование проблем метода. На вопрос о состоянии рынка ВСП в РФ только 3% респондентов ответили, что все хорошо, остальные отмечают те или иные проблемы.

▼ *Рис. 1. Результаты опроса: «Ренессанс или вымирание»?*





▲ *Рис. 2. Результаты опроса: области применения ВСП.*

Что касается осведомленности о методе ВСП, то большая часть респондентов знают о методиках и технологиях работ, только 20% не знакомы с ними, но хотят знать больше. Эксперты и компании-исполнители работ ВСП известны 70% респондентов, остальные желают узнать больше. Анализ ответов респондентов показывает недостаток соответствующей информации на рынке работ/услуг. На рисунке 2 представлена диаграмма ответов о направлениях применения метода ВСП. Можно видеть, что круг решаемых задач достаточно широкий, и участники опроса осведомлены о различных вариантах использования ВСП: для ГРР, сопровождения обработки, мониторинга месторождений и решения инженерных задач.

На вопрос: «довольны ли вы результатами работ ВСП?» половина участников ответила утвердительно, треть - недовольна, остальные не смогли однозначно ответить; скорее всего, у них есть опыт как положительных, так и отрицательных проектов. При этом 72% считают ВСП эффективным методом геологоразведки и мониторинга при разработке, 11% - неэффективным, 17% - затруднились с ответом. Среди вариантов повышения доверия к ВСП: методическую проработку предлагают провести 56%; ОМР и ОПР с демонстрацией результатов - 20%; 4% считают, что ничего менять не надо и 2% считают, что их доверие к методу утеряно навсегда. Фактически, 76% считают, что надо что-то делать и видят определенные методические и технические задачи, которые необходимо решить для изменения сложившейся ситуации.

С учетом современных реалий, отсутствия государственного заказа на ГРР и ВСП, основным заказчиком работ по ВСП являются нефтегазовые компании. При этом многие до сих пор считают, что государство и заказчик будут искать исполнителей, не учитывая современные тенденции рынка и необходимость самостоятельного продвижения сервиса (качественная реклама и продажи) специалистами сервисных компаний. Это приводит к отсутствию диалога между исполнителями работ и заказчиком при явном недостатке у заказчика представлений о возможностях, решаемых задачах и преимуществах метода. В результате у заказчика возникают проблемы с обоснованием необходимости и эффективности работ, а иногда просто отсутствует желание применять ВСП. Поэтому для развития метода крайне важна основательная совместная проработка вопроса применимости и целесообразности решения геологических задач при помощи ВСП с геологическими и техническими службами заказчика. Совместная работа предполагает выявление существующих проблем, корректную постановку задач и разработку предложений по методикам и технологиям ВСП на разных этапах поисково-оценочных, разведочных и эксплуатационных работ.

Следует отметить, что «заказчик» - понятие очень широкое, и большинство нефтегазовых компаний живут и работают по определенным стандартам, выпол-

няя этапы ГРР и разработки. Во-первых, это требования государства, которые прописаны в лицензионных обязательствах, программах поисково-оценочных работы и других документах проходящих экспертиз. Во-вторых, система собственных нормативных документов или описанных бизнес-процессов. Выполнение работ без отсылки к нормативным документам и их требованиям в нефтегазовой компании практически невозможно и даже может быть воспринято менеджментом компании в негативном ключе. С учетом вышеперечисленного возникают вопросы: прописаны ли в нормативных документах компании требования по выполнению ВСП? Является ли ВСП обязательным? Сократит ли его выполнение риски ГРР, риски на этапе разработки и т.д.? Чаще всего подобных требований нет, как нет и запроса на выполнение этого вида работ. Как следствие, нет и примеров решения существующих задач с помощью ВСП. И тогда вывод в сознании заказчика напрашивается сам – в ВСП нет необходимости.

И тут мы сталкиваемся с проблемой, что специалистов много, а кто из них заинтересован в ВСП? На рисунке 3 представлена примерная схема ключевых участников процесса ГРР и разработки в нефтегазовых компаниях. Тут необходимо помнить, что уже давно ГРР стало не просто направлением, а бизнесом, к которому предъявляются определенные «менеджерские» стандарты экономической, геологической и технической эффективности. Поэтому просто говорить о том, что ВСП важно и нужно — это недостаточный аргумент. Необходимы обоснованные оценки влияния работ на стоимость скважины, проекта, минимизацию рисков и осложнений и т.д. Так кто же среди многочисленных представителей заказчика действительно должен быть заинтересован в ВСП? Это явно не экономисты. Не буровики, так как ВСП осложняет работу по строительству скважины, требует дополнительных операций на буровой, может привести к рискам и осложнениям, потере оборудования и перебуриванию части ствола скважины. ВСП чаще всего идет после завершения бурения, полного каротажа и до начала испытаний, а это самое важное, и тут дополнительные непонятные работы выглядят очень нежелательными. То есть для буровика и операционного геолога по скважине работы ВСП – это, скорее, лишние проблемы и осложнения.

Нужно ли ВСП для разработчика? Для специалиста, не погруженного в сейсморазведку – нет. У него свои задачи, свои проблемы и риски. Тут ему нужна экспертная поддержка, так как у него есть сугубо специфические задачи, которые напрямую не всегда может решить сейсмика. Необходимо его технические задачи и проблемы перевести в геолого-геофизические и найти им решения сейсмическими методами, что непросто сделать без привлечения коллег из соседнего геологического блока. Поэтому для разработчика ВСП вероятнее всего не нужно.

Так мы подошли к основным участникам: это геолого-геофизическая служба или служба главного геолога. Среди специалистов есть петрофизики, геологи, геологи по скважинам, сейсмики-интерпретаторы, обработчики, сейсмики-полевики, есть даже главный геолог по конкретному месторождению, но кому из них необходимо ВСП? Если у вас поисково-оценочный этап, то ВСП с ближним пунктом возбуждения (ПВ) может быть полезно для корректного



▲ *Рис. 3. Схема ключевых участников процесса ГРР и разработки в нефтегазовых компаниях.*

перевода сейсмических данных из времени в глубину. Для решения более сложных задач необходимо применять предварительно обоснованные подходящие методики и технологии ВСП. Для, как правило, загруженных своей работой специалистов геолого-геофизических служб это дополнительная аналитическая трудоемкая работа. Возможно, по этой причине если ВСП и выполняется, то чаще всего в самой простой модификации ближнего ПВ, а выносные ПВ выполняются с параметрами, заданными в лучшем случае на основании опыта соседних объектов, а не в результате моделирования эффективной системы наблюдений. И даже по результатам выполнения многоазимутального ВСП заказчики чаще всего используют только закон «время-глубина» и изображения разрезов в разных азимутах в силу сложности загрузки ВСП в стандартные программные продукты по интерпретации [Хромова, 2025].

В итоге результаты ВСП могут быть эффективными при соблюдении всех условий: выбор методики и параметров полевых работ, адекватных геологическим задачам; выполнение качественных полевых работ; корректная обработка данных ВСП [Горбачев, 2024] и совместная интерпретация с привлечением доступных данных, полученных другими методами (ГИС и наземной сейсмики); соблюдение сроков, отсутствие задержек и НПВ (непроизводительного времени) на скважине, отсутствие нарушений ПБОТОС и т.д.

Однако на каждом этапе работ встречается много сложностей: технические проблемы, проблемы с программными продуктами, человеческий фактор, неэффективность работ, связанная с некорректно поставленными задачами и неправильно выбранными методами решения поставленных задач. В конечном итоге велика вероятность, что часть выполненных работ ВСП приведет к недовольству результатами и неутешительным выводам об эффективности самого метода.

Круглый стол по ВСП был проведен для того, чтобы озвучить наблюдаемые проблемы и противоречия и совместно попытаться найти решения.

В рамках круглого стола Григорий Аронович Шехтман представил истори-

ческие примеры, когда ВСП помогало решать различные задачи на этапах поиска, разведки и разработки, а также примеры современных результатов 3D ВСП и использования оптоволоконных технологий для изучения геолого-геофизических характеристик геологического разреза. Он уверен, что ВСП живо и будет жить, однако, нужно поднимать уровень осведомленности специалистов заказчика и развивать методическую и техническую базу метода [Шехтман, 2025].

Горшенин Александр представил результаты работ АО «Башнефтегеофизика» и их видение в развитии метода ВСП. В докладе демонстрируются примеры использования данных ВСП для решения различных задач в компании, в том числе на оптоволокне и мониторинг ГРП. Он считает, что ВСП — это уникальный инструмент, и у него много направлений для применения.

Антон Юров из компании «Геосейс» выступил с очень интригующим докладом: «ВСП Шредингера». Содержимое доклада – рассуждения о том, есть ли у нас ВСП или уже нет - было созвучным с темой круглого стола. Докладчик показал опыт выполнения работ на различных проектах и возможности современных методик для решения задач как на этапах ГРР, так и на этапе разработки месторождений полезных ископаемых, озвучив сложности, с которыми сталкиваются эксперты компании. Спикер предложил варианты развития, при которых метод будет жить и служить точным инструментом геолога. В том числе применять возможности методики ВСП для решения большего круга нефтегазовых и инженерных задач, а также более тесное комплексирование с наземной сейсморазведкой.

С очень важным обобщающим докладом выступил Сергей Черкашнев [Черкашнев, 2025], он представил аналитику и прогнозы по мировому рынку скважинной сейсморазведки, в том числе ВСП. Метод применяется для решения различных задач, есть тенденции к постоянному совершенствованию и повышению эффективности работ, в том числе за счет внедрения оптоволоконных технологий. При этом есть и проблемы с кадрами, с конкуренцией с другими методами, но направление живет и будет жить. Также в докладе были представлены обзор мирового рынка скважинного оборудования ВСП и сравнение этих комплексов с российскими аналогами. Отмечено, что, к сожалению, отечественные разработки пока отстают. Сергей сделал сравнительный анализ программных продуктов по обработке ВСП и оценил их качество, функциональность, удобство работы.

Качество результатов всех видов работ, методов и технологий во многом зависит от правильного их применения. Важнейшим этапом является планирование работ. Существует множество публикаций, работ по теме корректного решения сейсмических задач путем планирования работ с использованием сейсмогеологического моделирования. Метод ВСП тут не исключение, и, по нашему мнению, в связи со спецификой задач и методики наблюдения сейсмогеологическое моделирование является обязательным этапом планирования работ ВСП. На вопрос «используете ли вы моделирование при планировании работ?» только 16% ответили - да, 25% - иногда, 4% - нет, 55% - пропустить (этот ответ можно трактовать по-разному, но нам это видится как отсутствие осведомленности о необходимости моделирования). Соответственно, большинство не использует сейсмогеологическое моделирование при проектировании работ

ВСП, что включает в себя выбор модификации ВСП, проектирование эффективной системы наблюдений (положение ПВ в пространстве), оценку принципиальной возможности решения поставленных задач и т.д. Это является существенным упущением и приводит зачастую к некорректности выбора методик и технологий работ и, как следствие, неудовлетворительным результатам.

Очень важный и большой пласт задач применения ВСП связан с сопоставлением его с результатами обработки и интерпретации сейсморазведки 2D и 3D. Тут выделяется несколько направлений. ВСП — это независимый метод оценки в локальной зоне вокруг скважин. Поэтому, если есть расхождения между данными, то это повод задуматься, корректно ли выполнены процедуры обработки и интерпретации. Современные качественные данные ВСП могут быть использованы в качестве критерия оценки качества результатов обработки 2D- и 3D-данных наземной сейсмики. Это особенно актуально в связи с тем, что данные ВСП имеют более высокочастотный состав за счет меньшего пути пробега и поглощения сейсмической волны. Также ВСП является прямым методом увязки каротажа и сейсмики, давая дополнительную оценку контроля качества при наличии расхождений.

В своем докладе Алина Оболенская показала несколько наглядных примеров, когда данные ВСП позволяли по-другому взглянуть на сейсмические данные, выявить недочеты, обосновать необходимость переобработки и выполнить сравнительный анализ данных по результатам переобработки. Она утверждает, что ВСП является незаменимым инструментом при интерпретационном сопровождении обработки.

Очень интересным стал доклад опытного интерпретатора с широким кругозором - Инги Хромовой. В ее докладе: особенности использования ВСП при привязке, она показала, как качественные результаты ВСП помогают разобраться в сложном волновом поле и корректно идентифицировать пласты с повышением коэффициента корреляции на 15%. При этом важно, что только качественная экспертная переобработка данных ВСП позволила получить прирост геолого-геофизической информации, в то время как исходный вариант обработки данных ВСП вызывал множество вопросов при привязке данных. Также был представлен и описан личный опыт интерпретатора по загрузке результатов ВСП в интерпретационный софт, сформулированы пожелания к разработчикам софта. Эти наблюдения дают возможность обозначить одну из ключевых проблем: отсутствие в производственных интерпретационных софтах удобных инструментов для полноценной работы с данными ВСП.

В продолжение темы Михаил Попов представил свой доклад посвященный роли ВСП для задач повышения вертикального разрешения. Он показал оценку использования данных ВСП: 80% используют только «время-глубина» (чекшот), 10% - понимают ценность и стараются полностью использовать при обработке и интерпретации, 10% — это эксперты, которые детально могут работать с данными. Михаил представил свое видение роли ВСП при тюнинг-обработке (высокоразрешающей) и интерпретации. ВСП позволяет получить неискаженные зоны тюнинга или идентифицировать зоны интерференции, а также получить наиболее адекватный импульс и подготовить разрез для динамической интер-

претации. ВСП позволяет решать целый ряд задач, критичных для FWI, корректно выполнить оценку поглощения, параметров анизотропии и другие важные параметры. Михаил Попов считает, что широкое использование ВСП на этапе обработки и интерпретации (не только экспертами ВСП) позволит повысить не только качество обработки и интерпретации, но и сейсмических исследований и прогнозов в целом.

Уже достаточно давно за рубежом активно используется регистрация сейсмического сигнала на оптоволоконных кабелях, спущенных в скважины (DAS - Distributed Acoustic Sensing); данная технология получила широкое распространение для решения различных нефтегазовых задач на суше и шельфе, а также инженерных. В России уже появляются опытные работы DAS VSP, но еще есть проблемы как с самим оборудованием, так и с подходами к обработке данных. На рисунке 4 представлены результаты опроса по опыту использования оптоволоконных технологий в ВСП. Четверть опрошенных уже имеют положительный опыт, у 17% - неоднозначный опыт, 39% - хотели бы знать о модификации больше.

В своем докладе Хемраев Керим показал на модельных данных, как использование ВСП позволяет существенно улучшить глубинно-скоростную модель. Он считает, что классическое ВСП будет жить, но его применение будет невелико, при этом DAS VSP имеет большие шансы на развитие и активное внедрение.

▼ *Рис. 4. Результаты опроса: Сталкивались ли вы с DAS VSP?*



В докладе Сибирцева Александра с его коллегами о результатах обработки сейсмических данных 3D ВСП, зарегистрированных оптоволоконными измерительными системами, был представлен их опыт и описаны сложности, с которыми они столкнулись при обработке 3D DAS VSP. Фактически из обработки нескольких пунктов возбуждения эти работы превратились в обработку нескольких тысяч ПВ, при очень зашумлённых данных, отсутствии в ПО некоторых необходимых алгоритмов и модулей, которые пришлось самостоятельно разрабатывать. Такая обработка уже не занимает 2-3 недели, как при классическом ВСП, а выполняется как полноразмерная обработка сейсмических данных 3D и может занимать до полугода, что надо учитывать при планировании работ и ожидаемых сроков получения результатов.

Продолжая тему оптоволокна, можно сказать, что эта тема у многих на слуху, некоторые компании активно разрабатывают скважинное оборудование, и уже есть положительные примеры использования отечественных систем. Но есть и проблемы, в том числе с программными продуктами и подходами к обработке.

Так что же надо сделать для повышения эффективности и доверия к ВСП? Результаты ответов приведены на рисунке 5. Среди опрошенных 4% считают, что ничего делать не надо. 32% предлагают создавать консорциумы для совместного развития методической и технической базы метода, 30% - за централизованную работу, 15% - за привлечение экспертов. Фактически 77% опрошенных выступают за сотрудничество и совместную работу



▲ *Рис. 5. Результаты опроса: пути повышения качества и надежности ВСП.*



▲ *Рис. 6. Результаты опроса: о необходимости супервайзинга ВСП.*

по развитию методик, технологий, контроля качества. Эти результаты показывают, что респонденты заинтересованы в ВСП и видят перспективы его использования для разных задач.

По нашему опыту, одним из важных шагов по повышению эффективности ВСП является привлечение высококвалифицированных экспертов для сопровождения проектов, начиная с планирования полевых работ и до завершения обработки и интерпретации, а также качественного и количественного анализа результатов работ. На рисунке 6 представлены результаты опроса о важности привлечения супервайзеров на различных этапах ВСП: 63% считают это обязательным, 28% - иногда, согласны, если у вашей группы сейсмики есть опыт, и 4% опрошенных считают, что супервайзинг работам по ВСП не нужен. 68% считают, что нужен открытый тест по обработке и интерпретации ВСП.

Кроме анализа статуса, проблем и преимуществ самого метода ВСП, очень важно оценить наличие и уровень специалистов на рынке и наличие обучающих программ в ВУЗах. На рисунке 7 представлено мнение опрошенных: 9% считают, что специалистов достаточно, 1% - что они вообще не нужны, 45% - что специалистов недостаточно, 45% затрудняются с ответом. Можно сделать вывод, что примерно 90% отмечают нехватку специалистов ВСП. При этом 99% участников уверены, что в программах ВУЗов ВСП должно быть. На рисунке 8 представлены мнения о достаточности преподавания и о методах повышения уровня подготовки. Фактически ВСП читается в ВУЗах, но одно дело рассказать о теории метода, оборудовании, другое - сделать практикум, где молодые специалисты самостоятельно попробуют запланировать, обра-



▲ *Рис. 7. Результаты опроса: пути повышения качества и надежности ВСП.*



▲ *Рис. 8. Результаты опроса: достаточно ли образование в ВУЗах по ВСП.*

ботать, проинтерпретировать данные ВСП с увязкой с 2D- и 3D-данными. Поэтому необходимо обновление уровня образовательных программ в сочетании с практикумами и стажировками для работы с «живым» материалом.

Важный момент, который уже был ранее обозначен, это «Регламенты по ВСП». Есть ряд документов, в которых прописаны основные элементы выполнения проектов ВСП, но мало уделено внимания вопросам постановки и обоснованию задач, выбору методов ВСП для их решения, а также анализу полученных результатов. Многие документы ссылаются на геолого-техническое задание, которое лежит в основе, а как оно формируется, кто и как включает в него задачи и обосновывает методику - не описано. Поэтому возникает пропасть между постановкой задач, решаемых методом ВСП, и их практической реализацией. Тут нужны четкие инструкции с описанием возможных задач и проблем, которые могут возникать на разных этапах ГРР, разработки и инженерных работ, а также связь между методиками и технологиями ВСП как инструментом их решения. Необходимо иметь сборник примеров «лучших практик» по различным задачам, чтобы можно было оперативно оценить, выбрать и обосновать применение метода на начальном этапе, а далее привлекать экспертов для оптимизации схем работ.

На вопрос: «в каком формате наилучшим образом может происходить обмен опытом и знаниями?» мнения разделились между платными, бесплатными, очными и online-мероприятиями, а также статьями в журналах, но все поддерживают идею совместных обсуждений и представления результатов работ.

По итогам круглого стола хотелось бы отметить основные направления и темы

- Существуют достаточно серьезные проблемы относительно ВСП.
- При этом есть множество примеров эффективного применения ВСП для повышения качества и информативности геологоразведочных работ и решения различных задач разработки.
- Одной из основных проблем является нечеткая постановка геологических и технических задач перед ВСП.
- Отсутствие квалифицированных специалистов и экспертной поддержки при планировании и выполнении работ. Систему обучения и подготовки специалистов необходимо развивать и повышать ее качество.
- Нехватка навыков и опыта у интерпретаторов сейсмики с данными ВСП и проблемы стандартных интерпретационных программных продуктов.
- Проблему представляет отсутствие полной линейки российских программных продуктов по ВСП от планирования до интерпретации.
- При этом мировой рынок скважинной сейсморазведки и ВСП достаточно велик и стабильно развивается за счет постоянного совершенствования методик, технологий и подходов.
- Одним из наиболее быстро растущих направлений является использование оптоволоконных технологий (DAS) для ВСП.
- В России уже есть примеры применения DAS VSP, но их очень мало; не до конца проработаны вопросы планирования работ и алгоритмы обработки данных, а также оценка эффективности таких проектов.
- Ключевым моментом проблемы недостаточного использования методики ВСП является отсутствие «четких» схем применения ВСП для различных геологоразведочных задач и разработки, а также методических рекомендаций с примерами, лучшими практиками работ.
- Для решения описанных проблем

предлагается проводить регулярные мероприятий по обсуждению и проработке вопросов и проблем, с выработкой предложений и решений.

Благодарности

Модераторы круглого стола и авторы статьи выражают большую благодарность всем, кто принял участие в обсуждении тематики, опросе и круглом столе. Мы надеемся, что подобные мероприятия позволят нам плодотворно взаимодействовать в вопросах развития, повышения качества и эффективности ВСП, а также находить решения различных задач геологоразведочных работ и разработки месторождений.

Литература

1. Баранов К., Шевченко А., Королев А., Сибирцев А. Результаты обработки сейсмических данных 3D ВСП, зарегистрированных оптоволоконными измерительными системами // Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2025», Москва, 14-16 мая 2025.

2. Горбачев С.В. Состояние и перспективы ВСП // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №2, 2024, с 56-63.

3. Горбачев С.В., Оболенская А.А. Состояние и перспективы рынка обработки сейсмических данных в России // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №4, 2023, с 22-28.

4. Горшенин А., Ганиев Т. АО «Башнефтегеофизика» в условиях рынка скважинной сейсморазведки: от классических подходов до оптоволокна // Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2025», Москва, 14-16 мая 2025.

5. Попов М.М. Роль ВСП для задач повышения вертикального разрешения // Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2025», Москва, 14-16 мая 2025.

6. Хемраев К. Комбинирование наземной сейсмики и МВСП с большими выносами: новые возможности построения ГСМ и сейсмических изображений // Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2025», Москва, 14-16 мая 2025.

7. Хромова И.Ю., Черкашнев С.А., Архипов А. Особенности использования ВСП при привязке // VII Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2025», Москва, 14-16 мая 2025.

8. Черкашнев С.А. Тренды мирового рынка скважинной сейсморазведки, тенденции, оборудование и ПО // Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2025», Москва, 14-16 мая 2025.

9. Шехтман Г.А. Скважинно-наземная сейсморазведка // Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2025», Москва, 14-16 мая 2025.

10. Юров А. ВСП Шредингера // Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2025», Москва, 14-16 мая 2025.

Подробнее об авторах



Горбачев С.В.
к.т.н., член редакционной коллегии журнала «Приборы и системы разведочной геофзики».



Оболенская А.А.
к.ф-м.н., ведущий геофизик Управления сейсмических исследований ООО «ЛУКОЙЛ--Инжиниринг».

Применение волоконно-оптических измерительных систем в геологоразведочных работах

Обзор круглого стола, прошедшего на конференции «Геоверазия» 14.05.2025 г.



Слонов Д.Н.

Главный редактор журнала «Приборы и Системы Разведочной Геофизики».

Программа конференции «Геоевразия», прошедшей в мае 2025 года, была насыщена различными событиями, интересными докладами и обсуждениями, которые подтверждают развитие и внедрение новых технологий в отрасли. Одним из ключевых мероприятий стал круглый стол, посвящённый современным разработкам и перспективам применения оптоволоконных технологий, в частности системы Distributed Acoustic Sensing (DAS).

Для участия было подготовлено 15 докладов. Важным аспектом является то, что по сравнению с дискуссией, состоявшейся годом ранее, изменился вектор внимания — от научных изысканий и теоретических подходов к практическому использованию технологий. За последние годы DAS перестала быть только научным экспериментом, а стала перспективной, эффективной технологией, которая всё чаще применяется для решения задач в области геологоразведки и мониторинга инфраструктурных объектов. Использование распределенного оптоволоконного датчика выходит за рамки лабораторных исследований и трансформируется в удобный инструмент для выполнения широкого спектра задач: от мониторинга геологических процессов и сейсморазведки (как в скважинах, так и на поверхности) до контроля состояния различных инженерных объектов.

В связи с этим наш журнал подготовил краткий обзор прошедшего круглого стола, в котором выделены основные моменты, определяющие дальнейшее развитие этой технологии и возможности её использования для расширения методов геофизических исследований.

Программа круглого стола – доклады и авторы:

Программа круглого стола включала доклады, освещающие различные аспекты технологии и практического опыта применения Волоконно-Оптических Датчиков (ВОД), многие из которых вызывали горячее обсуждение.

Принцип работы технологии был представлен в целом ряде сообщений. Он основан на использовании оптического волокна в качестве чувствительного элемента (Рис. 1.). В основе метода лежат следующее физические процессы:

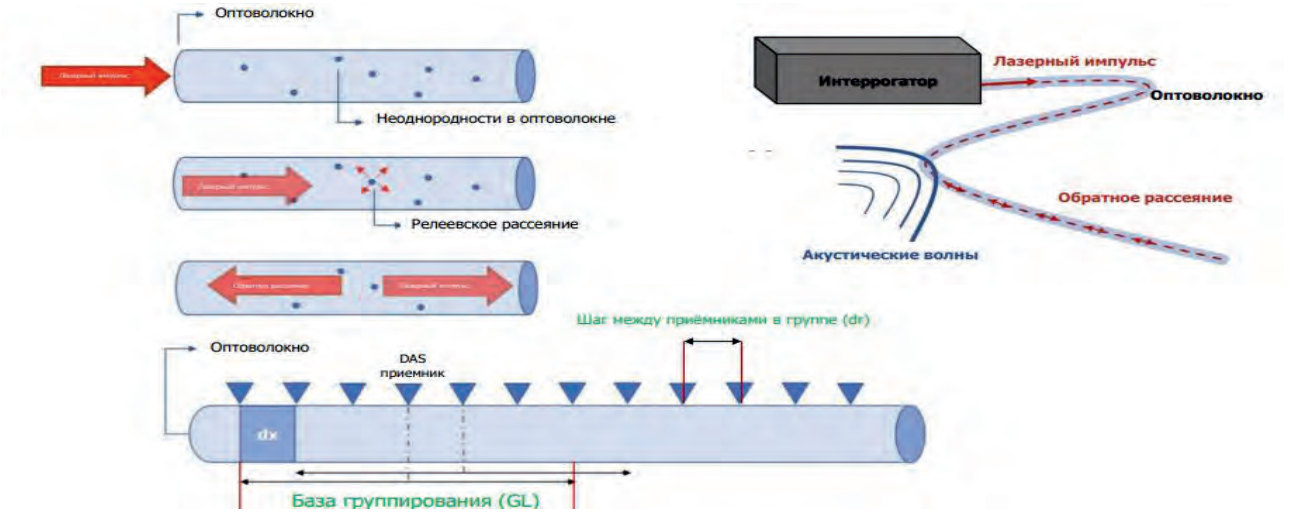
• В оптическое волокно через лазерный источник, интеррогатор, подается световой сигнал.

• В оптическое волокно из оптоэлектронного блока DAS, иногда называемого интеррогатором, направляется импульс лазерного излучения.

• При воздействии акустических или вибрационных волн на волокно происходит изменение его физических характеристик, таких как длина или индекс преломления.

Внешние воздействия, такие как акустические и сейсмические волны, приводят к изменению физических характеристик оптического волокна, а именно к изменению оптической длины.

• Указанные воздействия приводят к динамическим изменениям фазы Рэлеевского рассеяния. Регистрация изменений фазы рассеянного света лежит в основе



метода когерентной рефлектометрии и, соответственно, метода DAS.

• Анализируя временную задержку и изменение сигнала, можно определить местоположение и амплитуду акустической или вибрационной активности вдоль всей длины оптического волокна. С учетом изменения сигнала можно определить форму и амплитуду акустической или вибрационной активности вдоль всей длины оптического волокна, а по анализу временной задержки точно определить местоположение сигнала.

• Таким образом, распознаются и анализируются сейсмические или другие акустические события по всему протяжению волокна — от нескольких сотен метров до десятков километров.

Данный метод позволяет получать распределённые данные о вибрациях по всей длине волокна с высокой точностью и без применения отдельных датчиков в каждой точке.

В ходе доклада «Линейка специализированных распределенных ВОД для геофизических исследований» компания ООО «Петрофайбер» продемонстрировала, что оптимальные параметры и характеристики DAS могут существенно варьироваться в зависимости от типа геологических и геофизических задач (Табл. 1.).

Один и тот же прибор не всегда подходит для проведения работ в различных условиях — будь то поверхностные исследования, ВСП на суше или на шельфе, а также для целей сейсмического мониторинга.

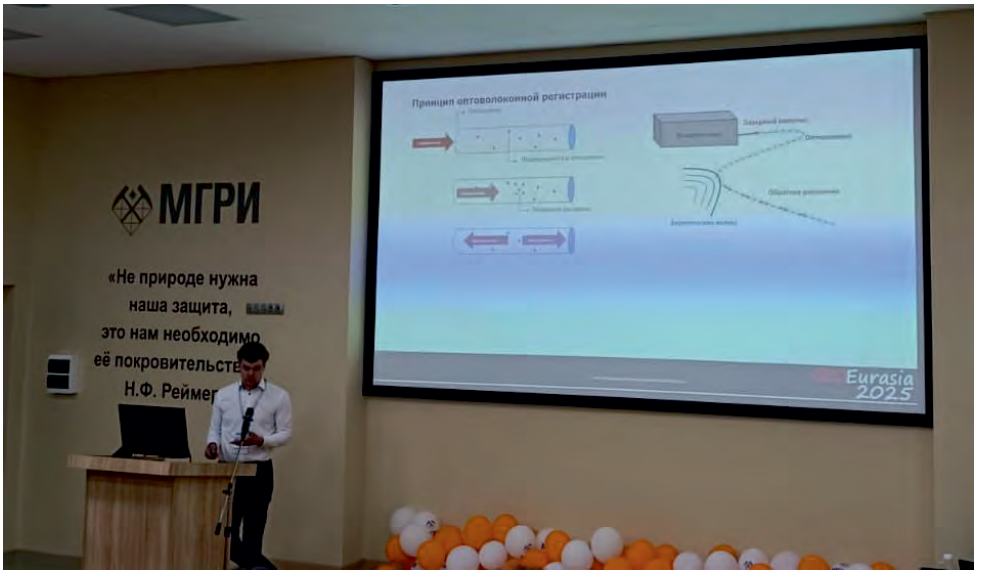


Рис. 1. Принцип оптоволоконной регистрации. Доклад Гордич Е.А. ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Параметры	ВСП, инженерная геология	Геологические исследования	Сейсмический мониторинг
База измерения (Gauge length)	1-2 метра	5-15 метров	>25 метров
Интенсивность сейсмических воздействий	Высокая	Средняя/слабая	Слабая
Спектр полезных сигналов	40-1000 Гц	20-100 Гц	0.01-40 Гц
Длина чувствительного элемента	меньше 1-2 км	ок.10 км	более 25 км
Влияние замираний (fading)	замирания допустимы	замирания недопустимы	не важно
Возможность накопления сигнала	присутствует	отсутствует	отсутствует
Требования к стабильности частоты лазерного источника	Мобильные	Умеренные	Критические

▲ *Табл. 1. Вариации технологии DAS для различных задач.*

Для того, чтобы технология вышла из стадии НИР, стала тиражируема и отчуждаема от авторов необходимы понятные и удобные средства измерения. В нескольких доклада компания Т8 представила свои перспективные разработки и практический опыт работ. Об этом в докладах «Распределенный акустический датчик "Агидель" с регулируемой базой измерения для геофизических задач» и «Применение DAS систем «ДУНАЙ» и «АГИДЕЛЬ» в задачах геофизики».

Отмечены преимущества станции нового поколения DAS «Агидель»:

- Регулируемые база измерения / пространственное разрешение (от 0.2 м);
- Подавленные низкочастотные шумы и зоны «замирания»;
- Работа со стандартными волокнами (в отличие от Silixa Carina System);
- Обладает режимом регистрации от внешней синхронизации (от импульса >1 В);
- Сочетании со спиральным кабелем позволяет регистрацию Р-волн, приходящих под различными углами относительно профиля;
- Наличие режима регистрации по внешней синхронизации позволяет производить многократную запись для последующего усреднения.

Вопросам аппаратуры посвящен также доклад ИРЭ РАН «Сканирующий рефлектометр для измерения деформаций, температуры и вибраций»

Опыт

Число практических примеров применения ВОД растет кратно из года в год. Практически во всех доклада освещался практический аспект применения технологии. Группа авторов ГИ УФО РАН, г. Пермь представила сообщение «Оптоволоконный сейсмоакустический мониторинг на Верхнекамском месторождении

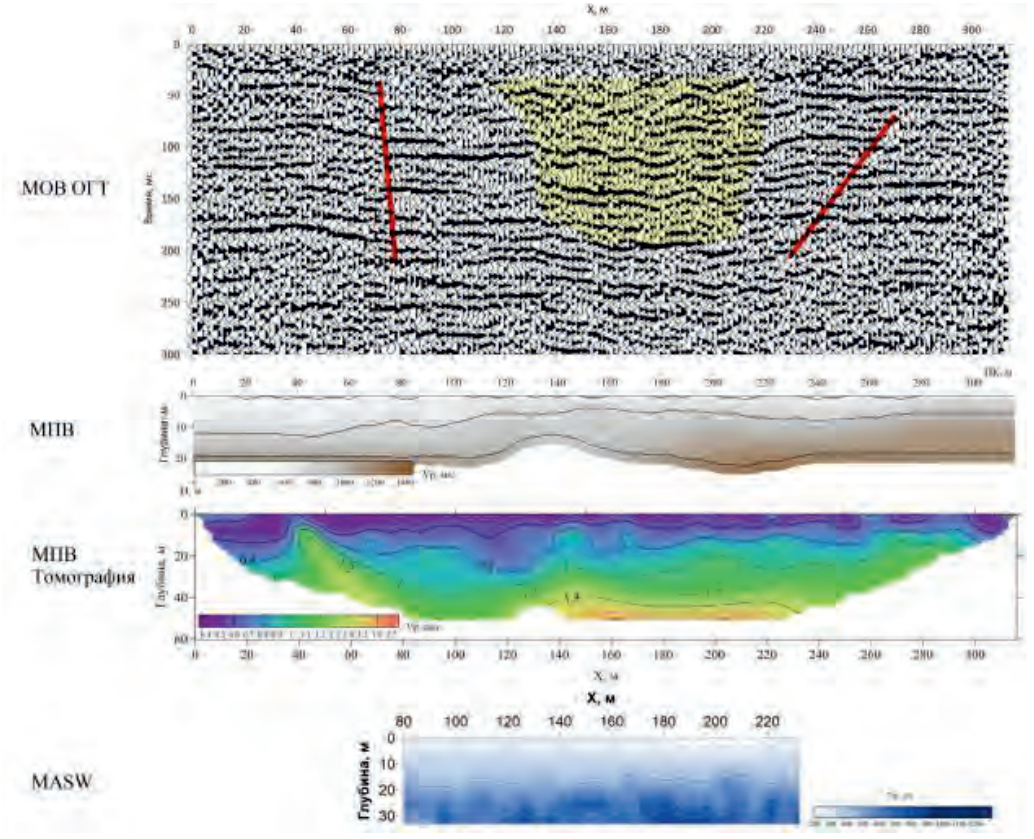


Рис. 2. Результаты обработки данных DAS в системе мониторинга месторождения калийных солей. Из доклада Чугаева А.В.

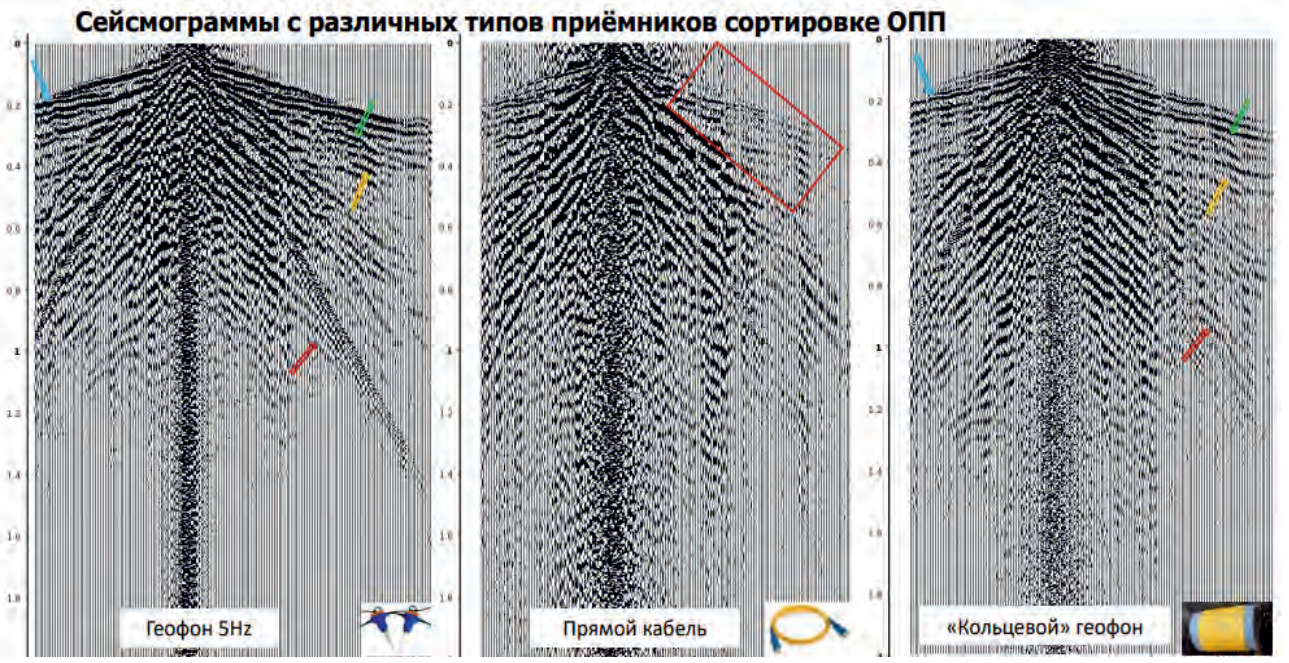
солей», где технология DAS является частью мониторинга потенциально опасной с точки зрения возникновения провалов зоны месторождения. Результаты наблюдений сопоставимы с данными других методов. Рис. 2.

Информация о практических кейсах применения ВОД представлена в докладах «Сейсмические исследования в интересах инженерной геологии в транзитной зоне с использованием DAS», (ООО "Петрофайбер", ПИИ СПбГУ, МГУ имени М.В. Ломоносова) «Опыт обработки данных DAS с волоконно-оптических измерительных систем в глубоких обсаженных скважинах и перспективы применения» (ООО "ПГС-Геотехнологии", ИНГГ СО РАН, ООО "Т8 Сенсор", ООО "Петрофайбер") .

Яркое выступление Гордич Е.А. «Опытные работы по выбору оптимальной конфигурации оптоволоконных регистрирующих систем» было посвящено решению задачи адаптации технологии DAS к задачам «большой сейсморазведки». Автор испытывал различные конфи-



Рис. 3. Подготовка кольцевых геофонов ВОД. Из доклада Гордич Е.А.



▲ *Рис. 4. Сейсмограммы с различных типов приемников в сортировке ОПП. Из доклада Гордич Е.А.*

гурации оптоволоконных датчиков, пытаясь максимально приблизить данные, регистрируемые ВОД к информации, получаемой стандартными сейсмоприемниками, используемыми в отрасли.

Несмотря на неоднозначность представленных результатов, очевидно, что потенциал для широкого внедрения ВОД в «большую» сейсмику есть (Рис.4).

Для дальнейшего продвижения технологии необходимо «Развитие опытных полигонов для тестирования DAS технологий в интересах геологоразведочной отрасли» - об этом в докладе Потемка А.К. (МГУ имени М.В. Ломоносова, ООО "ЦАСД МГУ").

Выход технологии, использующей измерительную аппаратуру, из этапа НИОКР, требует решения вопросов стандартизации и метрологии средств измерения. Совместный доклад ИНГГ СО РАН и ООО "Т8" «Полевое и лабораторное тестирование DAS регистраторов» демонстрирует пример подхода к решению этих задач.

Все участники круглого стола в ходе возникающих обсуждений докладов, признают, что у технологии применения ВОД уже сегодня есть свои уникальные задачи, успешно решаемые, дающие свои отличные результаты. Ряд докладов был посвящен данному вопросу:

- «Опыт регистрации землетрясений DAS с оптическим кабелем» (ИОФ РАН, ИО РАН,ООО "Петрофайбер"),
- «Перспективы применения DAS систем в мониторинге объектов инфраструктуры» (АО “ИнфраСенс”),
- «Интеграция DAS с другими сенсорными сетями для комплексного мониторинга» (ООО “Сенсорные Решения”, ПАО “Транснефть”);
- «Моделирование и анализ данных DAS для прогноза сейсмических событий» (Физический институт РАН)

Заключение

В заключение обсуждения перспектив развития технологии DAS можно отметить, что применение распределённого акустического структурированного оптоволоконного сенсора открывает широкие возможности для соверше-

нствования и оптимизации геофизических исследований. В частности, ожидается значительное снижение затрат на полевые этапы сейсморазведочных работ при одновременном увеличении плотности измерений, что позволит получать более детальные и точные данные. Использование оптоволоконных кабелей для реализации ВСП и 3D-ВСП способствует сокращению расходов и повышению эффективности выполнения работ.

Кроме того, расширение полосы пропускания сигнала до десятых Гц открывает новые возможности для обнаружения и анализа низкочастотных сейсмических событий. Важным направлением является развитие перманентного мониторинга объектов, таких как месторождения и подземные газохранилища, что позволит быстро реагировать на изменения и повысить безопасность эксплуатации. Внедрение автоматизации процессов, таких как смотка и размотка оборудования, также снизит риск опасных операций и улучшит условия труда. В целом, дальнейшее развитие технологий DAS позволит кардинально повысить эффективность, безопасность и точность геофизических исследований, создавая условия для новых приложений и расширяя возможности современной геофизики.

Рынок ждет появления новых технологий. И в этих ожиданиях технология использования волоконно-оптических датчиков может стать интересными направлением развития отрасли.

И разговор об этом наверняка продолжится и на «Геоевразии – 2026»!

Технология DAS - развенчание заблуждений и перспективы

Харасов Д.Р.[1], Спиридонов Е.П.[1], Наний О.Е.[1,2], Ашкар Г.Х[1], Трещиков В.Н.[1], Дучков А.А.[3], Яскевич С.В.[3], Яблоков А.В.[3], Белов М.В.[2]

[1] Группа компаний Т8, г. Москва.

[2] Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, г. Москва.

[3] Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.

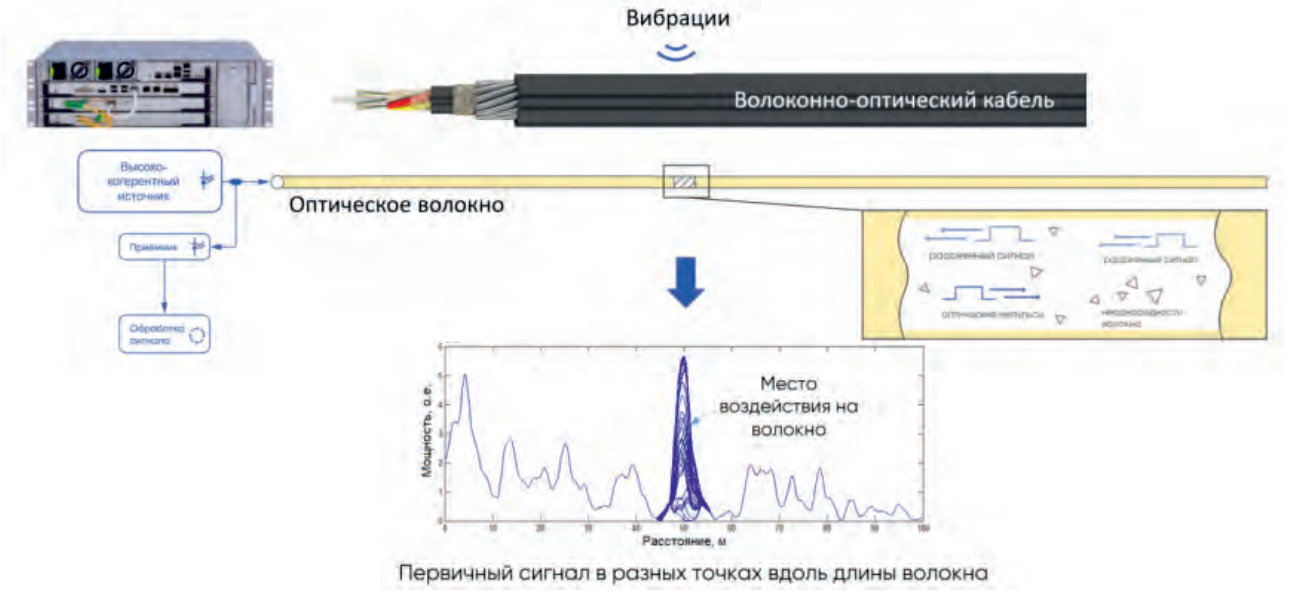
О группе компаний Т8

Группа компаний Т8 является одним из ведущих игроков на российском рынке оптоволоконных систем. В компании успешно реализуется стратегия внедрения инновационных решений в области передачи информации и систем мониторинга. Т8 обладает внушительным научно-техническим потенциалом: более 500 сотрудников, из которых более 100 — разработчики, 5 докторов наук и 30 кандидатов наук, В рамках национального проекта поддержки высокотехнологичных компаний Т8 занимается развитием волоконных сетей, передающих информацию со скоростью до 800 Гбит/с на один канал и до 38,4 Тбит/с на одно волокно. С применением оборудования компании Т8 было построено свыше 130 000 км магистральных волоконно-оптических линий по всей России. Одним из направлений деятельности Т8 является разработка оптоволоконного распределённого акустического датчика (DAS) и его внедрение для решения задач сейсморазведки, сейсмологии, мониторинга нефтегазовых и инфраструктурных объектов.

Т8 работает с многими ведущими вузами, институтами РАН, отраслевыми компания для создания таких тестовых полигонов и проведения полевых испытаний DAS для задач геофизики. Только за 2024 г. проводились совместные мероприятия с ИФЗ им. О. Ю. Шмидта РАН, Томским политехническим университетом, Передовой Инженерной Школой НГУ, ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН, Геологическим факультетом МГУ им. Ломоносова, Горным институтом УрО РАН, компаниями ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг", АО «Башнефтегеофизика», ПАО «Татнефть», ООО «ТНГ-АлГис».

Рис. 1. Направления деятельности группы компаний Т8.





▲ *Рис. 2. Принцип работы распределённого акустического датчика*

Принцип работы DAS и его применения в геофизике

Распределённые акустические датчики (DAS — Distributed acoustic sensing) — это современная технология, которая позволяет превращать оптическое волокно в цепочку датчиков вибраций [1]. В DAS блок опроса (интеррогатор) посылает короткие лазерные импульсы в оптоволокно и регистрирует фотоприёмным устройством рассеянный назад свет. Чаще всего волокно используется в составе волоконно-оптического кабеля (ВОК), которое обеспечивает необходимые прочностные параметры и защищает от агрессивных условий среды. Микроскопические деформации или акустические колебания ВОК, такие как сейсмические волны или движения грунта, изменяют распределение неоднородностей в сердцевине оптического волокна, что приводит к изменениям в интерференционном сигнале обратного рассеяния [2]. Измерение временной задержки позволяет точно локализовать место воздействия, а измерение приращения фазы света вдоль длины — количественно оценить динамическую деформацию вдоль всей длины волокна. В результате каждый участок волокна функционирует как автономный датчик.

В DAS сигнал на выходе фотоприёмного устройства оцифровываются с помощью аналогово-цифрового преобразователя с частотой порядка 100 Мвыб/с (мегавыборка в секунду), что позволяет получать данные через каждый 1 м вдоль длины волокна. **Однако тут есть первое заблуждение: реальное**

▼ *Табл. 1. Соответствие между длительностью импульса, полосой сигнала и пространственной разрешенностью.*

Длительность импульса, нс	Полоса сигнала после демодуляции, МГц	Пространственная разрешенность вдоль длины волокна, м
10	100	1
50	20	5
100	10	10
200	5	20

пространственное разрешение, которое эквивалентно шагу базы группирования точек приема, определяется не шагом дискретизации, а длительностью оптического импульса и полосой электрического сигнала (см. таблицу 1). Также надо учитывать конструкцию и геометрию прокладки ВОК. Об этом будет ниже.

За счёт низких потерь мощности света в оптическом волокне (~3 дБ на 15 км в одном направлении) распределённые акустические датчики (DAS) могут обеспечивать работу на десятки километров одним интеррогатором. Например, в [3] испытания показали возможность определять относительное растяжение волокна на уровне $0{,}3 \cdot 10^{-9}$ на расстояниях до 130 км без доступа к электропитанию на всей длине волокна. При наличии доступа к электропитанию вдоль длины кабеля дальность работы DAS можно увеличить до 300 км в одном направлении с помощью каскада оптических усилителей через ~50 км [4]. Это позволяет использовать DAS для мониторинга протяженных объектов таких как охраняемыми периметры, магистрали, железные дороги [5], трубопроводы [6]. Подтверждена работоспособность [7] системы обнаружения утечек в подземном трубопроводе с помощью DAS. Принцип работы системы был основан на обнаружение волны отрицательного давления при разгерметизации.

У российских геофизиков есть второе заблуждение: технология DAS еще совсем «сырая». На самом деле это не давно не так. Активное внедрение DAS для задач геофизики активно ведётся с середины прошлого десятилетия [8-10], а сама технология DAS давно вышла за пределы «лаборатории». На международном рынке присутствует около десятка иностранных производителей интеррогаторов DAS. На международном рынке лидирующие позиции по использованию собственных DAS-систем в геофизике занимают Silixa, APsensing, а в России группа компаний Т8 (ООО «Т8» и ООО «Т8 Сенсор») и группа компаний ПетроФайбер. DAS системы уже могут применяться для решения задач сейсмологии [11-13], вертикального сейсмического профилирования (ВСП)[14], в том числе 3D-ВСП [15], шумометрии скважин [16], Кроме вышеперечисленного ведутся работы над внедрение технологии DAS для наземной сейсморазведки [17], донных исследований геологических структуры морского дна [18]. Нефтесервисные компании оценили преимущества DAS и регулярно используют их при решении ряда задач. Например, у компании Schlumberger есть решение Optiq Seismic на базе технологии DAS для различных видов ВСП, в том числе 3D и 4D.

Сравнение с традиционными сейсмоприёмниками

Сравнение DAS и традиционных сейсмоприёмников («стандартные» геофоны) по основным параметрам показано в Таблице 2.

Стоит отметить, что оптоволокно в DAS совмещает в себе одновременно чувствительный элемент и систему телеметрии - передачи информации в точку сбора. При этом энергоснабжение необходимо лишь в местах расположения интеррогаторов. Это является выгодным отличием от телеметрических сейсмических систем, где питанием должны быть обеспечены все модули оцифровки аналогового сигнала датчиков. Например, в задаче непрерывного мониторинга на морском дне в прибрежных зонах, где «время жизни» современной донной станции ограничено энергетической ёмкостью источника её пита-

Параметр	Распределённые акустические датчики (DAS)	«Стандартные» геофоны
Пространственная плотность	Непрерывный, интервал 1 м	Дискретный, интервал 5-50 м
Количество компонент	Однокомпонентный (осевая деформация)	1С или 3С
Стоимость/трудозатраты развёртывания	Низкая стоимость при повторных съемках (волокно устанавливается один раз)	Высокая стоимость при повторных съемках (мобилизация и установка для каждого измерения)
Повторяемость при последующих измерениях	Высокая, фиксированное положение датчиков (устанавливается один раз)	Ниже (идентичность повторной установке практически недостижима)
Электропитание	Не требуется	Требуется
Устойчивость к условиям (темп./давление/ЭМП)	Высокая (до 200°C при использовании высокотемпературного волокна, 20,000 psi) Невосприимчивость к ЭМП, долгий срок службы (15+ лет)	Ограниченная, восприимчивость к ЭМП
Измеряемый параметр	Деформация/скорость деформации	Скорость/ускорение движения частиц
Механизм связи с средой в наземной сейсморазведке	Внедрение в грунт (на глубину 10-15 см.)	Внедрение в грунт
Механизм связи с средой в транзитной зоне и морской сейсморазведке	Погружение на дно, буксирование	Погружение на дно, буксирование
Механизм связи с средой в скважинной сейсморазведке	Цементация, крепление, каротажный кабель	Зажимы
Применимость в наклонных/горизонтальных скважинах	Отличная (с учетом использования спирального ВОК)	Ограниченная/затруднённая
Интеграция с другими датчиками	Возможно комбинирование с оптоволоконными датчиками температуры и статического натяжения в одном кабеле	Нет

▲ *Табл. 2. Сравнение сейсморазведочных методик с использованием DAS и «стандартных» геофонов.*

ния. Благодаря оптоволокну есть возможность организовать передачу данных на большие расстояния (десятки километров) без влияния электромагнитных наводок, типичных для кабельных сейсмических систем. При перманентной установке ВОК можно осуществлять периодический или постоянный геофизический мониторинг. Для ряда применений DAS можно использовать с уже существующей кабельной инфраструктурой. Например, в течение февраля 2024 г. по всему миру было развёрнуто 32 профиля наблюдений землетрясений. с помощью DAS, где в большинстве случаев использовались ВОК от волоконно-оптических линий связи [11-13]. С их помощью было зафиксировано 156 землетрясений магнитудой более 5 баллов.

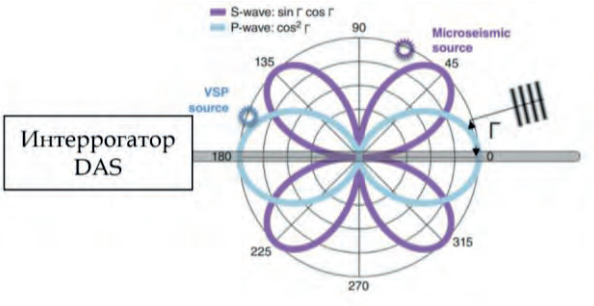
Несмотря на свои преимущества, DAS обладает определёнными ограничениями.

Во-первых, частота опроса волокна ограничена сверху временем обхода света до конца чувствительного волокна и обратно. Так для линии 5 км максимальная частота опроса волокна с помощью типового DAS равняется 20 кГц, а для линии 50 км уже 2 кГц, что вполне сравнимо с частотой дискретизации традиционных сейсмостанций для инженерной и большой наземной сейсморазведки. Существуют методы, где это ограничение на частоту опроса DAS обходится за счёт дополнительной частотной модуляции оптического импульса [20], но, насколько известно авторам, в коммерческие интеррогаторы DAS пока технология не внедрена. Ограничения по частоте опроса нужно принимать во внимание и оценивать ожидаемый частотный диапазон измеряемых сигналов, особенно в шумометрии.

Во-вторых, чувствительность современных ВОК ниже, чем у традиционных геофонов, а динамический диапазон имеет сложную зависимость как от частоты и амплитуды самого сейсмического сигнала, так и параметров режима опроса — частоты и длительности импульсов и используемого алгоритма вычисления полезного сигнала [21, 22].

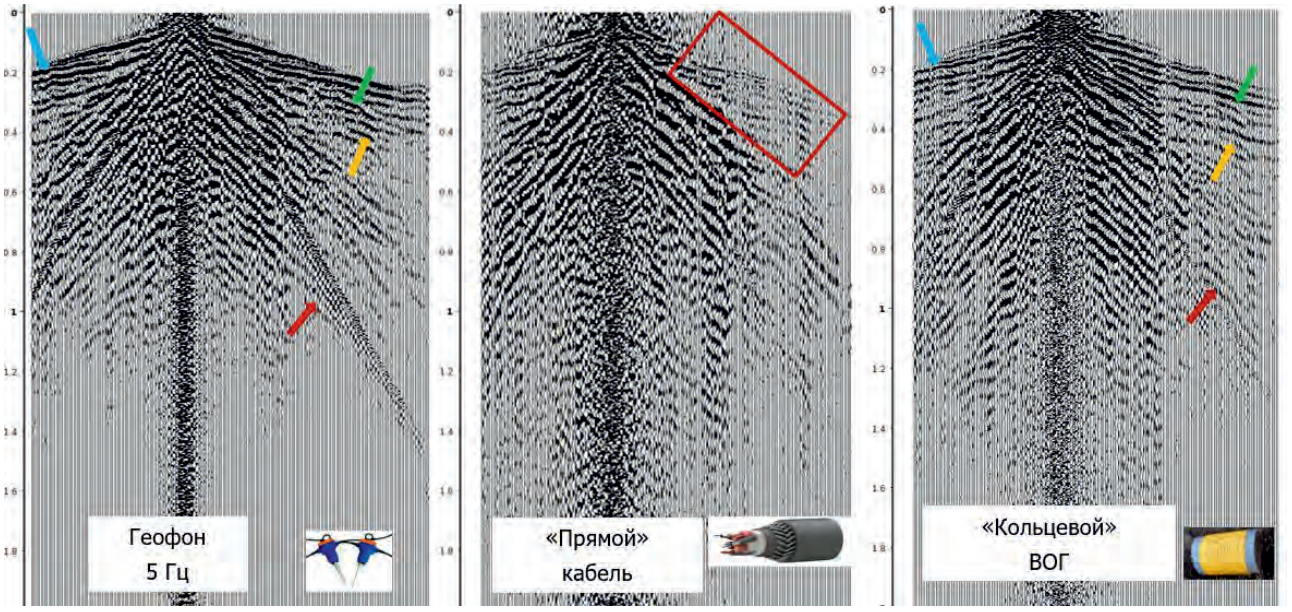
В-третьих, в отличие от геофона, который фиксирует точечный сигнал в одной конкретной точке, DAS измеряет растяжение волокна на базе измерения порядка длины импульса, т.е. обычно 5-20 м. Из-за этого отклик на разных частотах зависит от скорости звука в среде и базы измерения. Также важным фактором является качество установки: если волокно или ВОК плохо контактирует с землей или колонной, то его чувствительность падает. Например, в [23] авторы показали, что полностью несвязанное волокно на поверхности земле способно регистрировать сейсмическую энергию на расстоянии до ~10 м от источника, в то время как закрепленное и утяжеленное волокно регистрирует сигналы на расстоянии нескольких десятков метров. Большое значение имеет и конструкция ВОК: насколько он хорошо передаёт растяжение на волокно.

В-четвертых, оптоволокно восприимчиво в основном к деформациям вдоль оси волокна. Из-за этого продольные волны, подходящие под углом к ВОК, регистрируются хуже (см. Рис. 3), а при перпендикулярном падении Р-волны чувствительность прямого волокна приближается к нулю.



▲ *Рис. 3. Диаграмма направленности чувствительности прямого волокна к продольным (P) и поперечным (S) волнам. Адаптировано из [9].*

При этом необходимо отметить, что большинство из вышеперечисленных недостатков возможно компенсировать с помощью применения волоконно-оптических геофонов (ВОГ) специальной конструкции, которые соединены ВОК. ВОГ представляет собой волокно или тонкий кабель, свёрнутый в кольцо или вытянутый овал. Дополнительно волокно может быть намотано на чувствительное к механическим колебаниям основание. В таком случае ВОГ представляет собой дискретный датчик – аналог классического геофона. На Рис. 4 показаны сейсмограммы общего пункта приёма



▲ *Рис. 4. Сейсмограммы ОПП, которые были получены с помощью классического геофона 5 Гц, DAS с прямым ВОК и DAS с «кольцевым» ВОГ.*

(ОПП), которые были получены с помощью: классического 5 Гц вертикального геофона, DAS с «прямым» волокном в ВОК и DAS с «кольцевым» ВОГ. Если на «прямом» кабеле отраженных продольные волн ожидаемо не было зафиксировано, то с помощью ВОГ впервые были качественно зарегистрированы продольные отраженные волны для наземной сейсморазведки.

Для ВСП использование DAS с ВОК с прямым волокно приемлемо [14], так как отраженные волны приходят под небольшим углом (исключение дальние пункты возбуждения). Так как DAS измеряет показания со всей длины ВОК, то время необходимое на проведение работ значительно (в разы) сокращается. В 2024 г. с помощью интеррогатора DAS «Дунай» были записаны данные ВСП/НВСП. После обработки и интерпретации данных были получены глубинные и временные разрезы.

В отличие от ВСП в большой наземной сейсморазведки использование ВОК с прямым волокном не подходит, так как волны будут приходить перпендикулярно волокну в кабеле. **Из-за этого существует заблуждение, что технология DAS совсем не применима для наземной сейсморазведки.** Для того, чтобы регистрировать волны, падающие перпендикулярно, можно использовать ВОК со спиральной намоткой волокна [23-25]. Угол намотки, при котором в теории достигается круговая диаграмма направленности, составляет 54,7°. Альтернативным методом является использование вместе с интеррогатором DAS волоконно-оптических геофонов (ВОГ).

Полигоны для тестирования DAS

Создание полигонов, где можно сравнивать показания разных DAS между собой, а также с показаниями классических сейсмоприёмников - очень важно для внедрения технологии DAS и является необходимым дополнением к модельным расчетам и лабораторным исследованиям.

В сентябре 2024 году были проведены испытания систем "Дунай" и "Агидель" на геофизическом полигоне геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова в д. Александровка. База является колыбелью для геофизиков Московского

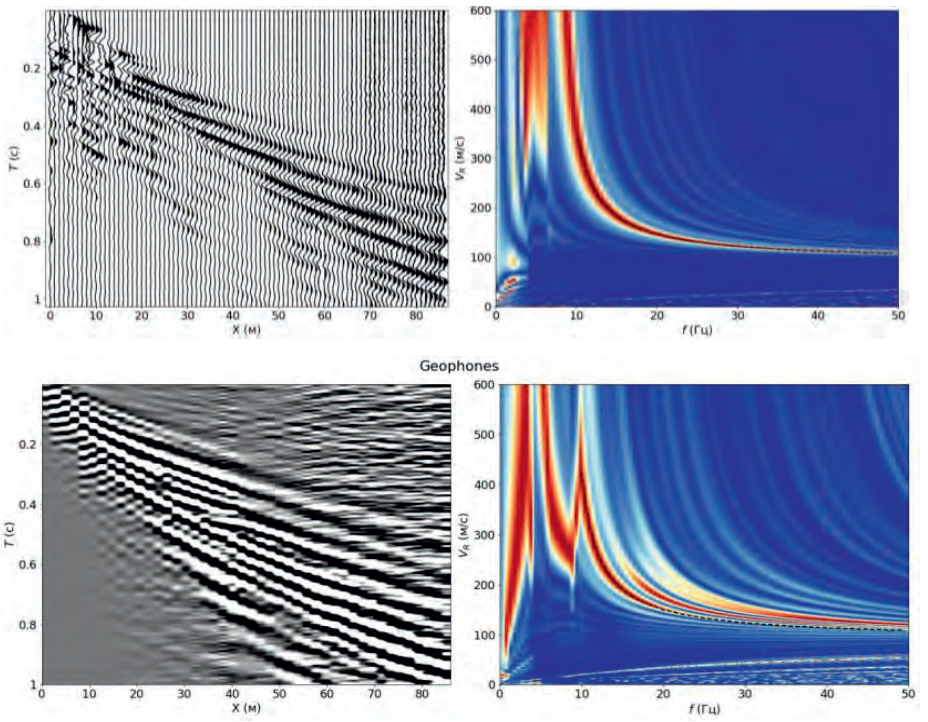


Рис. 5. Сейсмограммы для прямого кабеля DAS (сверху) и косы геофонов (снизу) и соответствующая им дисперсия поверхностных волн (справа).

университета, а также надежной зоной проведения испытаний и геофизических практик для многих ВУЗов. Полигон отличается повышенной изученностью самых разных методов геофизики, а теперь, и технологии распределенного акустического зондирования. В ходе работ были выполнены съемки скважинным методом вертикального сейсмического профилирования и наземным методом анализа поверхностных волн. Съемки осуществлялись на оптические волокна прямой и витой конфигурации, с использованием источников различного типа (кувалда, искровой источник и др.). Наземные испытания сопровождались регистрацией на классические наземные геофоны с горизонтальной и вертикальной ориентациями.

Похожие испытания проводились в геофизической обсерватории «Ключи» ИНГГ СО РАН. На начальном этапе анализировалось волновое поле для прямого кабеля (см. Рис.5) Показано, что по наблюдаемой волновой картине наблюдается дисперсионная кривая близкая к результатам наблюдений при помощи геофонов. Эта кривая далее может быть использована для изучения разреза методом MASW. Также использовались ВОК с различной геометрией укладки в траншею: прямая, кольцевая, зигзагообразная в различных плоскостях. Показано (Рис. 6.), что укладка искривлённого кабеля в траншею позволяет при помощи DAS получить записи преломленной волны, которая поляризована ортогонально профилю наблюдений.

В ходе испытаний на обоих полигонах показано, что данные DAS с базой измерения 1 м подходят для изучения верхней части разреза методом многоканального анализа поверхностных волн (MASW). Для этого достаточно обычного ВОК с прямым волокном и стандартной укладкой в траншею. Скважинные измерения с помощью оптоволокна согласуются с результатами традиционных методов.

Также, с целью доказательства возможности применения DAS для мониторинга состояния ледового покрова, в феврале 2024г в акватории Клязьминского водохранилища были проведены тестирование интеррогатора DAS "Дунай" совместно с Институтом физики

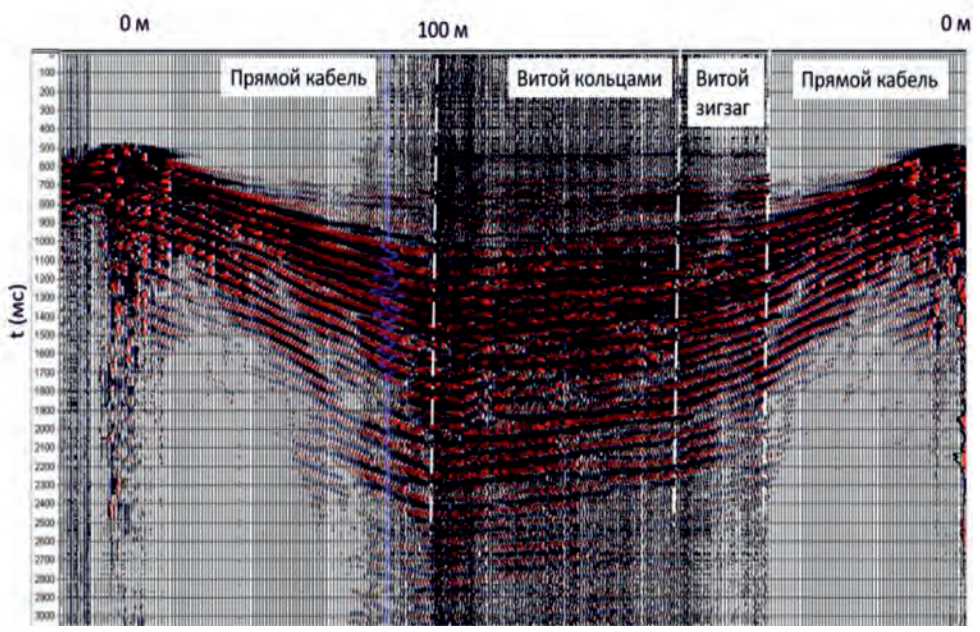


Рис. 6. Совмещенная сейсмограмма для прямого (левая часть) и искривленного оптоволоконного кабеля (правая часть).

Земли имени О. Ю. Шмидта РАН [27]. К интеррогатору подключались волокно в виде «колец», вмороженных в снег в двух перпендикулярных плоскостях, с помощью которых регистрируются разные компоненты. Были проанализированы сигналы, генерируемые активными источниками, и показано, что при хороших условиях связи и соответствующих параметрах наблюдения возможно наблюдать широкополосное распространение продольных и поперечных волн во льду, как и при использовании обычных геофонов. Затем полученные дисперсионные кривые инвертированы с помощью байесовских методов (MCMC) для вывода функции плотности вероятности целевых свойств льда (толщина и эффективный модуль Юнга).

Рис. 7. Схема укладки волокна в двух перпендикулярных плоскостях.



Заключение

В настоящий момент распределённые акустические датчики (DAS) начинают широко использоваться и как эффективное дополнение к традиционным сейсмическим методам, и как их полная замена. DAS может обеспечить высокую плотность каналов и устойчивость к электромагнитным помехам используя стандартные волоконно-оптические кабели. Однако DAS имеет свои особенности: меньшая чувствительность по сравнению с традиционными сейсмоприёмниками, некруговая диаграмма направленности прямого волокна. Несмотря на это, DAS уже активно применяется для ВСП, а наиболее результативной областью считается 3D time-lapse ВСП.

Мы показываем в работе примеры данных DAS в реализации наземных наблюдений с разрешением 1 м и пример их использования для анализа верхней части разреза методом MASW. Если перманентно установить ВОК в основание или фундамент объекта, то можно организовать периодический мониторинг его состояния. Применение DAS в большой наземной сейсморазвед-

ке осложнено необходимостью использования специальных оптоволоконных конструкций, однако видится перспективным за счёт возможного кратного увеличения плотности. Показаны примеры сейсмограмм ОПП, записанных с помощью DAS с ВОГ, на которых были зарегистрированы отраженные продольные волны для наземных наблюдений.

Компания Т8 предлагает комплексные решения в области DAS (интеррогаторы «Дунай» и «Агидель»), различные варианты конструкций ВОК с прямой, спиральной намоткой волокна или точечных датчиков на базе концентрированных в одном месте намоток волокна, а также программное обеспечение для обработки и анализа данных, визуализации и интеграции с существующими системами. Опыт в мониторинге объектов, таких как периметры и трубопроводы, подтверждает эффективность решений. Недавние проекты совместно с академическими и промышленными партнёрами демонстрируют высокое качество данных при использовании DAS в ВСП, 3D-исследованиях и мониторинге.

Авторы выражают благодарность Гордичу Евгению Александровичу за ценные замечания.

Литература

1. Официальное сайт Т8 Сенсор. https://t8-sensor.ru/ [Электронный ресурс].

2. Shatalin S. V., Treschikov V. N., Rogers A. J. Interferometric optical time-domain reflectometry for distributed optical-fiber sensing //Applied optics. – 1998. – Т. 37. – №. 24. – С. 5600-5604.

3. Dudin A. S. et al. 130-km-sensing-range Single-ended High-sensitive Distributed Acoustic Sensor based on Phase-senstive OTDR assisted by Remote Optically Pumped Amplifier //2024 International Conference Laser Optics (ICLO). – IEEE, 2024. – С. 249-249.

4. Fan C. et al. 300 km ultralong fiber optic DAS system based on optimally designed bidirectional EDFA relays //Photonics Research. – 2023. – Т. 11. – №. 6. – С. 968-977.

5. Кудюкин В. В., Кузнецов В. И., Хатламаджиян А. Е. Программно-аппаратный комплекс волоконно-оптической сенсорики для систем мониторинга на железнодорожном транспорте //Труды АО" НИИАС". – 2021. – С. 59-64.

6. Грознов Д. И. и др. " Дунай"-система мониторинга активности в охранной зоне трубопровода //Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – №. 4 (36). – С. 51-53.

7. Кислицын В.О., Оленев В.А., Миронов О.В., Галочкин А.О., Трещиков В.Н., Наний О.Е. , Слободсков Д.О., Дурягин В.Н., Саяпин Д.Ю., Стельмашук А.В. Натурные испытания и проверка характеристик оптоволоконной системы обнаружения утечек нефтегазопроводов. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10 (1):108–122.

8. Parker T., Shatalin S., Farhadiroushan M. Distributed Acoustic Sensing–a new tool for seismic applications //first break. – 2014. – Т. 32. – №. 2.

9. Li Y., Karrenbach M., Ajo-Franklin J. (ed.). Distributed acoustic sensing in geophysics: Methods and applications. – John Wiley & Sons, 2022.

10. Willis M. E. Distributed acoustic sensing for seismic measurements–what geophysicists and engineers need to know. – Society of Exploration Geophysicists, 2022.

11. Wuestefeld A. et al. The global DAS month of February 2023 //Seismological Research Letters. – 2024. – Т. 95. – №. 3. – С. 1569-1577.

12. Спиридонов Е.П., Наний О.Е., Никитин С.П., Кислов К.В., Старовойт Ю.О., Бенгальский Д.М., Трещиков В.Н. Международный эксперимент Global DAS Month: предварительные результаты анализа данных // Наука и технологические разработки. 2023. Т. 102. № 4. С. 75-87. DOI:

10.21455/std2023.4-5

13. Никитин С.П., Кислов К.В., Старовойт Ю.О., Бенгальский Д.М., Спиридонов Е.П., Харасов Д.Р., Фомиряков Э.А., Наний О.Е., Трещиков В.Н. Возможности и перспективы использования распределенных оптоволоконных датчиков в геофизике // Приборы и техника эксперимента. 2023а. № 5. С. 153–158. DOI:10.31857/S00328 16223050191

14. Mateeva A. et al. Advances in distributed acoustic sensing (DAS) for VSP //SEG Technical Program Expanded Abstracts 2012. – Society of Exploration Geophysicists, 2012. – С. 1-5.

15. БАРАНОВ К. В. и др. Учредители: Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское геофизическое общество //ГЕОФИЗИКА. – №. 1. – С. 2-14.

16. Zulic S. et al. Comparison of amplitude measurements on borehole geophone and das data //Sensors. – 2022. – Т. 22. – №. 23. – С. 9510.

17. Bakulin A., Alfataierge E., Pevzner R. Evaluating HD weathering surveys and surface seismic with DAS in a sand dune environment //Second International Meeting for Applied Geoscience & Energy. – Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists, 2022. – С. 621-625.

18. Алексеев А. Э. и др. Применение распределенного акустического датчика для сейсмических исследований с помощью оптической косы //Приборы и техника эксперимента. – 2023. – №. 5. – С. 141-145.

Optiq Seismic Fiber-optic borehole seismic solution

19. https://www.slb.com/-/media/files/rpev-reservoir-performance-evaluation/product-sheet/optiq-seismic-ps.pdf [Электронный ресурс].

20. Wakisaka Y. et al. Sampling rate enhancement and fading suppression of Φ-OTDR with frequency division multiplex technique //Journal of Lightwave Technology. – 2022. – Т. 40. – №. 3. – С. 822-836.

21. van den Ende M. et al. An analysis of the dynamic range of Distributed Acoustic Sensing for Earthquake Early Warning //Seismica. – 2025. – Т. 4. – №. 1.

22. Cunzheng F. et al. Large dynamic range optical fiber distributed acoustic sensing (DAS) with differential-unwrapping-integral algorithm //Journal of Lightwave Technology. – 2021. – Т. 39. – №. 22. – С. 7274-7280.

23. Harmon N. et al. Surface deployment of DAS systems: Coupling strategies and comparisons to geophone data. Near Surface Geophysics, 20 (5) [Электронный ресурс].

24. Chugaev A. V., Tarantin M. V. Amplitude-frequency response of a helically-wound fiber distributed acoustic sensor (DAS) //Mining Science and Technology (Russia). – 2023. – Т. 8. – №. 1. – С. 13-21.

25. Чугаев А. В. Опыт применения распределенных оптоволоконных акустических датчиков со спиральным волокном для выполнения малоглубинных скважинных сейсмических исследований //Инженерная и рудная Геофизика 2023. – 2023. – С. 637-644.

26. Чугаев А. В. и др. НАЗЕМНАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА НА ОТРАЖЕННЫХ ВОЛНАХ С ПОМОЩЬЮ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ОПТОВОЛОКОННЫХ ДАТЧИКОВ АКУСТИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ //Фотон-экспресс. – 2023. – №. 6 (190). – С. 288-289.

27. МЕТОД СЕЙСМОАКУСТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПАРАМЕТРОВ ЛЕДЯНОГО ПОКРОВА , Д.А. Преснов, Е.П. Спиридонов, М.В. Костенко, А.С. Шуруп, «Наука и технологические разработки» 2025

Выбор оптимальных параметров низкочастотной генерации ЛЧМ сигнала с учетом поверхностных условий места проведения работ

Адиев Т.Р., АО «Башнефтегеофизика», г.Уфа.

Аннотация. Важность наличия низких частот в волновом поле сложно переоценить. Расширение частотного диапазона слева - эффективный способ существенно повысить динамическую разрешенность записи. Однако даже современные вибрационные источники сталкиваются с механическими ограничениями конструкции при генерации сверхнизких частот, а отходить от стандартных ЛЧМ сигналов для расширения частотного диапазона готов не каждый заказчик. В связи с этим возникает необходимость максимально эффективно использовать доступные ресурсы, адаптируя их работу к внешним условиям.

В статье показан пример оптимизации генерации низких частот в зависимости от поверхностных условий в ходе производственных работ. Также даны общие рекомендации и предложены шаги для оценки допустимых параметров работы источника в режиме низкочастотной генерации.

Введение

Вибрационные источники упругих колебаний с гидравлической системой возбуждения ограничены в возможности генерировать сверхнизкие частоты. Это связано с техническими ограничениями оборудования, такими как значения реактивной массы, объемный расход насоса, максимальное смещение поршня и другими параметрами. Все аспекты, связанные с работой механических частей источника, хорошо изучены и описаны, но довольно редко рассматривается влияние поверхностных условий на его работу. Между тем, поверхностные условия оказывают значительное влияние не только на максимальное возможное усилие источника, но и на форму кривой нарастания усилия в зависимости от частоты. Это, в свою очередь, определяет минимальную частоту, при которой источник достигает максимальной мощности.

В ходе эксперимента был использован вибрационный источник «Батыр» СВ-30/150 (Рис. 1), производства АО «Башнефтегеофизика» (г. Уфа, Россия) совместно с ОАО «Сейсмотехника» (г. Гомель, Белоруссия).

Данная модель, являясь одной из лидирующих на российском рынке по своим техническим характеристикам, имеет частотный диапазон от 1 Гц до 180 Гц (рис.1). Под этим подразумевается, что источник может начинать генерацию с 1 Гц, но лишь с некоторым усилием, иногда

Рис. 1. Технические параметры сейсмовибратора «Батыр» СВ30-150.



Модель	СВ30-150
Пиковое усилие,	268.8 кН
Рабочий диапазон частот	1(4.6)-180 Гц
Реактивная масса	5000 кг
Ход реактивной массы	11 см

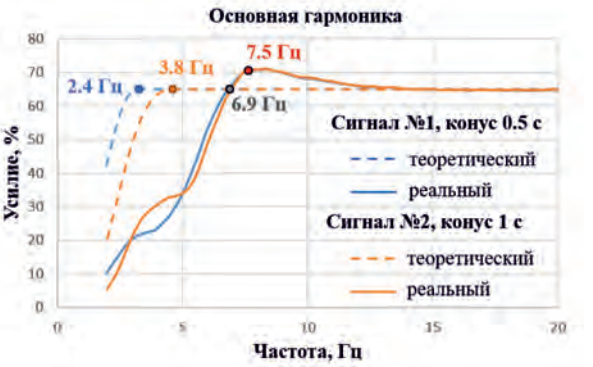
значительно отличающегося от максимального.

Полевой эксперимент

На территории Астраханской области входе производственных работ был произведен эксперимент по оценке минимальной частоты выхода вибратора на полную мощность. Для этого были заданы неестественные параметры линейного свип-сигнала, заведомо недостижимые гидравлической системой установки. Частотный диапазон 1-40 Гц, длительность 14 с, тем самым скорость развертки частоты составила около 2.8 Гц/с. Для испытания взяли два начальных конуса: 1 с (сигнал № 1) и 0,5 с (сигнал № 2).

Производственное усилие было установлено на уровне 65 %, что должно обеспечивать выход на полную мощность на частотах 3,8 Гц (теоретический сигнал № 1) и 2,4 Гц (теоретический сигнал № 2) (Рис. 2). Однако в реальных условиях усилие в 65 % было достигнуто обоими сигналами при частоте около 6,9 Гц, с пиковым значением усилия в 70 % на частоте 7,5 Гц.

Незначительное изменение формы нарастания амплитуды основной гармоники при различных параметрах свип-сигнала свидетельствует о том, что данные кривые иллюстрируют максимально возможное физическое усилие, которое



▲ *Рис. 2. Основная гармоника свип-сигналов с различными параметрами.*

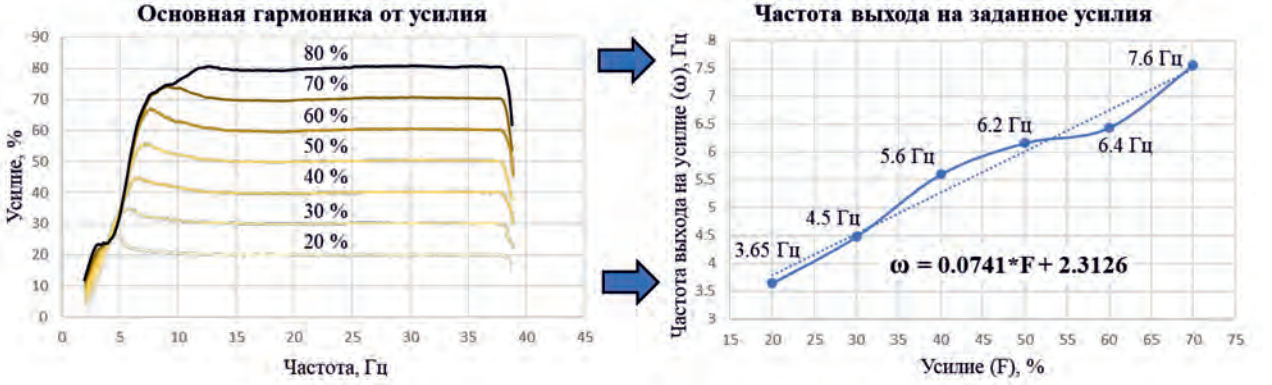
может выдавать сейсмовибратор СВ-30/150 при данных поверхностных условиях.

Для уточнения зависимости выхода на заданное усилие от частоты были проведены дополнительные замеры основной гармоники сигнала (левый график на рис.3) с варьированием усилия от 20 % до 80 % с шагом 10 % для сигнала № 2 (1 – 40 Гц, 14 с, начальный конус 0,5 с).

Таким образом, для данной местности, характеризующейся превосходными поверхностными условиями (твердая и упругая почва, рис. 4), частота выхода на заданное усилие (ω) в интервале 20 % – 70 % может быть выражена линейной зависимостью: ω = 0.0741* F + 2.3126. Для производственного усилия в 65 %, принятого основным, минимальная частота составляет 6,9 Гц.

Кроме того, если провести анализ физических ограничений вибратора, определенных ранее опытным путем, и

▼ *Рис. 3. Форма основной гармоники в зависимости от усилия.*





▲ *Рис. 4. Поверхностные условия места проведения эксперимента.*

параметров основной гармоники сигнала Force производственного свипа (см. таблицу 1), можно отметить, что потенциальная потеря амплитуды в частотном диапазоне от 2 до 10 Гц достигает более чем двукратной величины (левый график на рис.5).

Учитывая физические ограничения источника, был разработан теоретический низкочастотный (НЧ) сигнал (см. таблицу 1), который наиболее эффективно передает энергию в низкочастотном диапазоне и при этом физически осуществим на данном типе вибратора, в пределах отрабатываемой площади (см. правый график на рис. 5). Разница в уровнях усилий между теоретическим НЧ-сигналом, достигающим максимального усилия на частоте 9 Гц, и теоретическим производственным сигналом (Pilot), который достигает максимального усилия на частоте 13 Гц, составляет до двух раз в диапазоне частот от 2 до 13 Гц (правый график на рис. 5). При этом изменения параметров между сигналами минимальны (см. табл. 1).

Параметры	Производственный	Теоретический НЧ
F нач.	3 Гц	2 Гц
F кон.	120 Гц	120 Гц
Длительность	14 с	14 с
Конус нач.	1 с	0.75 с
Конус кон.	0.5 с	0.5 с
Тип сигнала	ЛЧМ	ЛЧМ

▲ *Табл. 1. Сравнение параметров свип сигналов.*

Выбор оптимальных параметров генерации низких частот

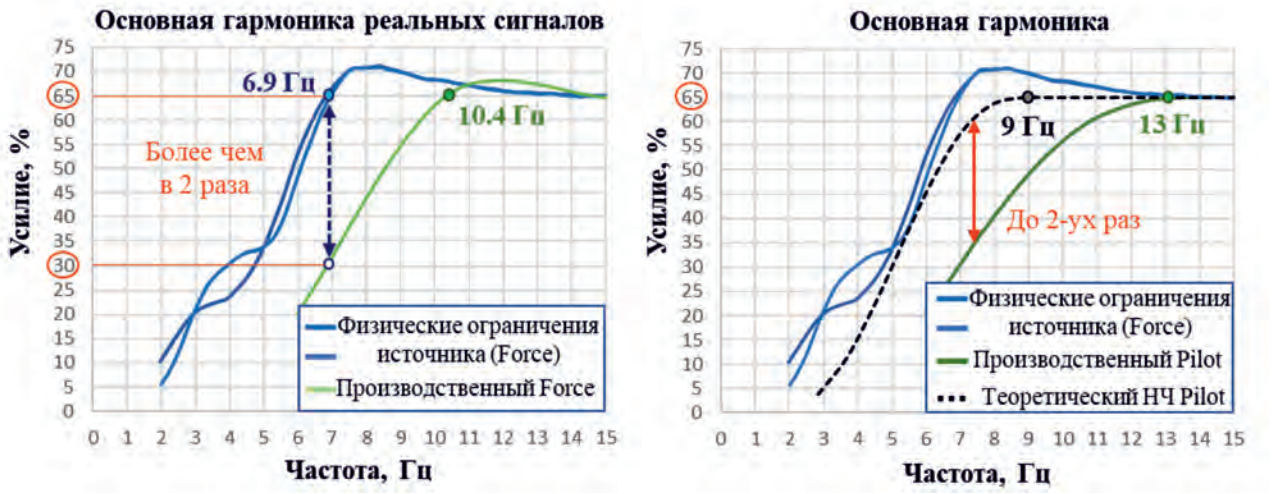
Отталкиваясь от формы теоретического НЧ сигнала, было сформировано два набора сигналов длительностью 14 с:

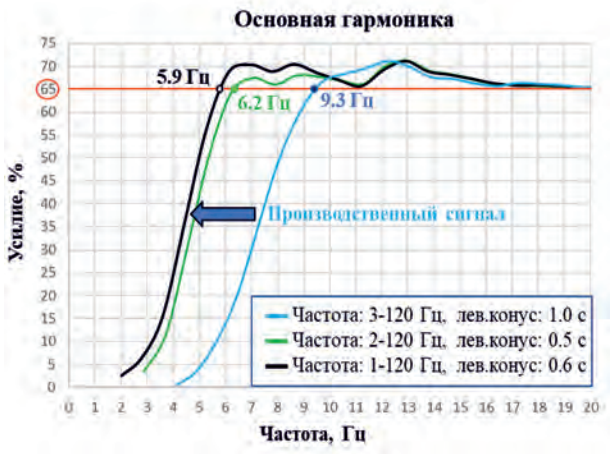
• Частотный диапазон 2-120 Гц, левый конус: 0.75 с, 0.6 с, 0.5 с.

• Частотный диапазон 1-120 Гц, левый конус: 0.75 с, 0.6 с, 0.5 с.

Входе полевого эксперимента наиболее выигрышными по приросту инфор-

▼ *Рис. 5. Основные гармоники реальных (Force) и теоретических сигналов (Pilot).*





▲ *Рис. 6. Основная гармоника сигналов Force.*

мативности оказались два свипа:

1) Частотный диапазон 2-120 Гц, левый конус 0.5 с.

2) Частотный диапазон 1-120 Гц, левый конус 0.6 с.

Сравнение основных гармоник Force сигналов приведено на рис.6. С помощью сигнала №1 получилось расширить частотный диапазон посылаемого сигнала в сторону низких частот на 3.4 Гц, в сравнении с производственным свипом, повысив энергию закачивания низких частот до 10 Гц местами до 4 раз и уменьшить минимальную частоту выхода на максимальное усилие с 9.3 Гц до 5.9 Гц при заданном усилии в 65%, что даже превышает в лучшую сторону полученные ранее оценки минимального значения этого параметра (рис. 3). Этот эффект объясняется улучшением поверхностных условий в сравнении с прошлым экспериментальным ПВ.

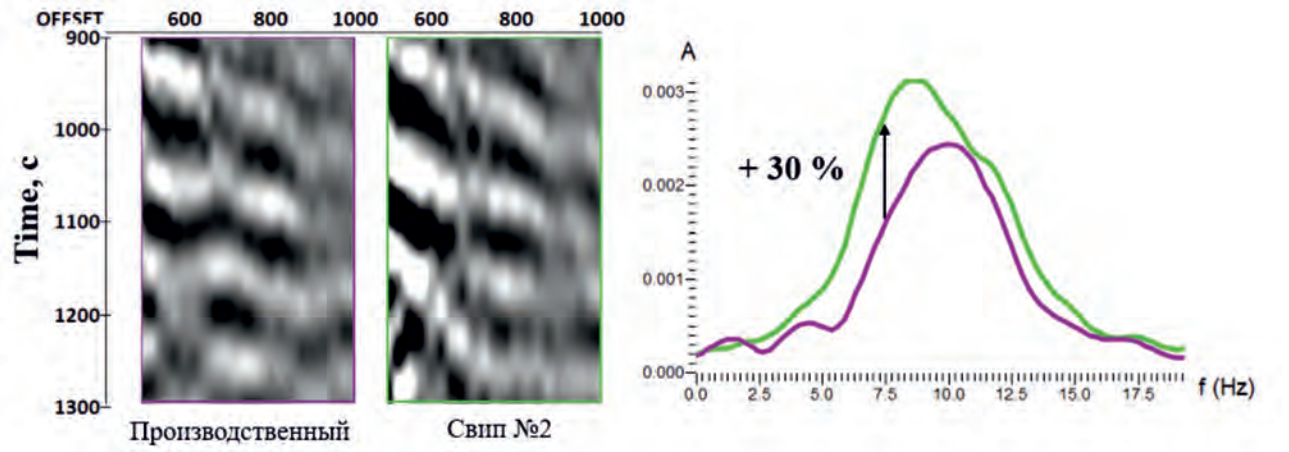
В ходе работы осуществлялся контроль вибрационных источников в соответствии с параметрами, установленными в процессе производственных работ (см. табл. 2). Свип-сигнал №1 полностью удовлетворяет всем требованиям и показателям, его параметры лишь незначительно отличаются от параметров свип-сигнала №3, используемого в производстве.

На данной территории использовались сейсмические приемники с центральной частотой 5 Гц, при этом частоты ниже этого уровня подвержены искажению и снижению амплитуды. Это приводит к менее значительному абсолютному приросту по энергии при регистрации сигнала по сравнению с энергией его генерации.

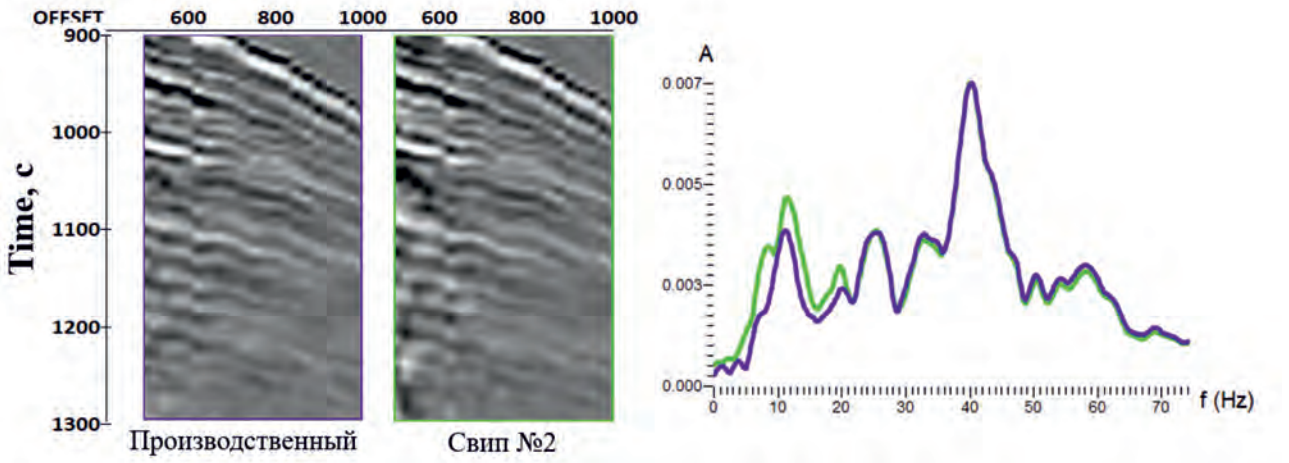
Для опробования был выбран свип-сигнал №2, дающий наибольшее приращение амплитуды низких частот и при этом находящийся в допуске по всем параметрам отвечающих за качество работы вибрационного источника. Амплитуда (Mean 1D RMS) полезного сигнала, вычисляемая в окнах в качестве атрибута, характеризующего качество данных, увеличилась на 30% для частот ниже 10 Гц (рис. 7). В то же время расширение частотного диапазона в сторону

▼ *Табл. 2. Контроль вибрационных источников.*

Параметры	Средняя сила (%)	Пиковая сила (%)	Средняя фаза (град)	Пиковая фаза (град)	Среднее искаж. (%)	Пиковые искаж. (%)
Допустимые	**62-68**	**-**	**от -15 до 15**	**5**	**30**	**50**
№1. 2-120 Гц, л.конус 0.5	64	69	1	7	11	31
№2. 1-120 Гц, л.конус 0.6 с	64	71	1	3	11	24
№3. 3-120 Гц, л.конус 1 с	64	69	1	2	11	17



▲ *Рис. 7. Амплитуда сигнала после ФНЧ 10 Гц в окнах расчёта полезного сигнала.*



▲ *Рис. 8. Амплитудный спектр в окнах расчёта полезного сигнала.*

низких частот не оказало негативного влияния на уровень амплитуды в остальной части частотного спектра (рис. 8).

Методика выбора оптимальных параметров генерации низких частот

На максимальное возможное усилие и форму кривой нарастания усилия в зависимости от частоты, оказывают значительное влияние поверхностные условия, которые могут существенно изменяться от одной площади к другой. В связи с этим предлагается не использовать однозначно прописанное в технической документации значение выхода на максимальное усилие, а каждый раз перед началом работ, вычислять параметры низкочастотной генерации для конкретных поверхностных условий по следующей методике:

1) Проводится испытание гидравлического вибратора с использованием недостижимого для гидравлической системы источника сигнала с первых герц (рекомендуемое максимальное усилие при переборе не более 70%, для избегания повреждения механических узлов источника).

2) Фиксируется основанная гармоника отработанного сигнала Force, которая характеризует максимальное физически возможное усилие источника на данной поверхности в зависимости от частоты.

3) На основе данного графика строятся теоретические свип-сигналы, чьи параметры не будут противоречить выявленным ограничениям установки, но при этом будут максимально к ним приближены.

4) Свип-сигналы отрабатываются на наиболее характерных участках площади. Выбирается свип-сигнал показавший наибольший прирост информативности, при котором параметры работы установки остаются в допуске.

5) Выбранный свип-сигнал тестируется дополнительно на участках с самыми неблагоприятными поверхностными условиями. В процессе тестирования изучается возможность уменьшения усилия для компенсации негативного влияния условий грунта.

Выводы

В ходе ОМР работ получилось сдвинуть частотный диапазон сигнала на несколько Гц в сторону низких частот, при этом сейсмическая установка по всем принятым параметрам контроля находилась в допуске.

Следуя предложенной методике, можно определить и настроить наиболее эффективные параметры для генерации низкочастотного сигнала, адаптированные под любую модель современных гидравлических источников и любые типы поверхностных условий. Такой подход позволяет учитывать все ограничения оборудования, а также вариативность характеристик площадных условий. В результате становится возможным обеспечить оптимальную закачку низких частот, что существенно повышает качество получаемого сейсмического материала

Подробнее об авторе



Адиев
Тимур Рустемович

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

Свип-сигнал с 0 Гц. Миф или реальность?

Ягудин И.Р., Гафаров Р.М., Жужель А.С., АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа.

Введение

Применение вибрационных источников при сейсморазведочных работах (СРР) всегда сопровождались вопросами, связанными с технологией их использования. Один из важных и нерешенных вопросов сейчас связан с рабочим частотным диапазоном свип-сигнала, излучаемого вибрационным источником, а именно с ограничением по низким частотам. Если в спектре взрывного источника имеется полный частотный диапазон, то нижняя частота развёртки вибрационного источника ограничена на аппаратном уровне. В связи с этим ограничением получили развитие методики, позволяющие задавать свип-сигнал с низких частот за счет ограничения мощности излучения, увеличения тейперинга свип-сигнала. В данной статье показан альтернативный подход для излучения низкочастотной составляющей сигнала с 0Гц.

Физические ограничения в конструкции вибрационных источников

Дадим краткую информацию о текущих ограничениях уже существующих вибрационных систем, рассмотрим с чем связаны данные ограничения. Минимальная и максимальная частота развертки свип-сигнала зависимы от аппаратной части источника. Так, уменьшение нижней частоты развёртки свип-сигнала связана с ограничением в конструктивной части источника, таких как ход реактивной массы Zmax, вес реактивной массы m, производительность Q насоса, перемещающего рабочую жидкость, S – площадь поршня возбудителя вибрации и Fmax – максимальное усилие, развиваемое возбудителем вибрации, и описывается формулами [1]:

$$\omega_{min} = \frac{1}{\pi}\sqrt{\frac{F_{max}}{2Z_{max}\cdot m}}$$

$$\omega_{min} = \frac{F_{max}S}{m*Q*\pi\sqrt{2}}$$

Нижняя частота развертки определяется минимальной из представленных выше формул. Также имеется обратная зависимость верхней частоты развёртки свип-сигнала от хода реактивной массы Zmax, производительности Q насоса (E-объемный модуль упругости рабочей жидкости):

$$\omega_{max} = \frac{QE}{2\pi*F_{max}*Z_{max}}$$

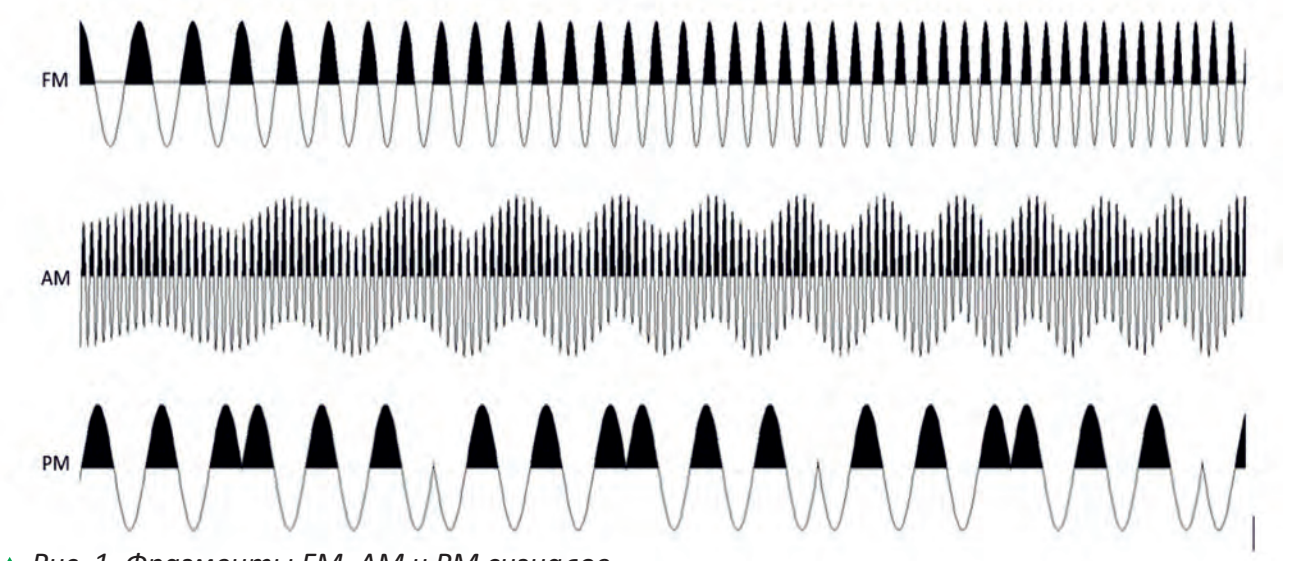
Таким образом, согласно классическому представлению о работе вибрационного источника, возникают условия, выполнение которых на данный момент невозможны из-за ряда ограничений, описанных выше. Из вышеизложенного следует, что частотная развертка свип-сигнала на вибрационном источнике имеет ряд физических, т.е. аппаратурных ограничений, особенно для низких частот, которые весьма важны при обработке сейсмических данных.

Модуляция свип-сигналов

Существует 3 базовых способа передачи информации в радиосвязи (рис. 1.):

1. Частотная модуляция (FM) – это модуляция, где информация представлена в виде изменения частоты излучаемого сигнала при неизменной амплитуде несущего сигнала $A(t) = A_0\cos(\omega_0 t + {+}m\int F(t)dt)$ (m – коэффициент частотной модуляции);

2. Амплитудная модуляция (AM) – это модуляция, где информация пред-



▲ *Рис. 1. Фрагменты FM, AM и PM сигналов.*

ставлена в виде изменения амплитуды при неизменной частоте и фазе сигнала $A(t) = A_0[1 + mF(t)]\cos(\omega_0 t + \varphi_0)$ (m-индекс модуляции от 0 до 1);

3. Фазовая модуляция (PM) – это модуляция, где информация представлена в виде изменения фазы сигнала при неизменной амплитуде $A(t) = A_0\cos(\omega_0 t + + mF(t) + \varphi_0)$ (m – коэффициент фазовой модуляции).

Для генерации свип-сигналов вибрационными источниками, которые используют гидравлическую систему преобразований, применяется частотная модуляция, при которой происходит изменение несущей частоты по закону управляющего сигнала.

Амплитудно – Частотно модулированные свип-сигналы

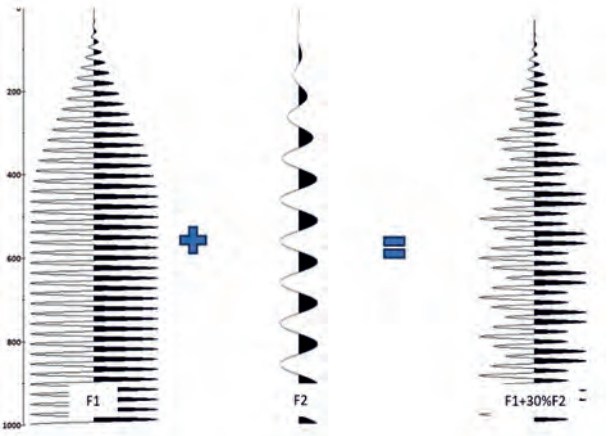
Смодулируем амплитудно-частотный (АЧ) свип-сигнал путем суммирования во временной области двух FM свип-сигналов, с непересекающимися частотными развертками, чтобы однозначно идентифицировать данные сигналы на волновом поле коррелограммы.

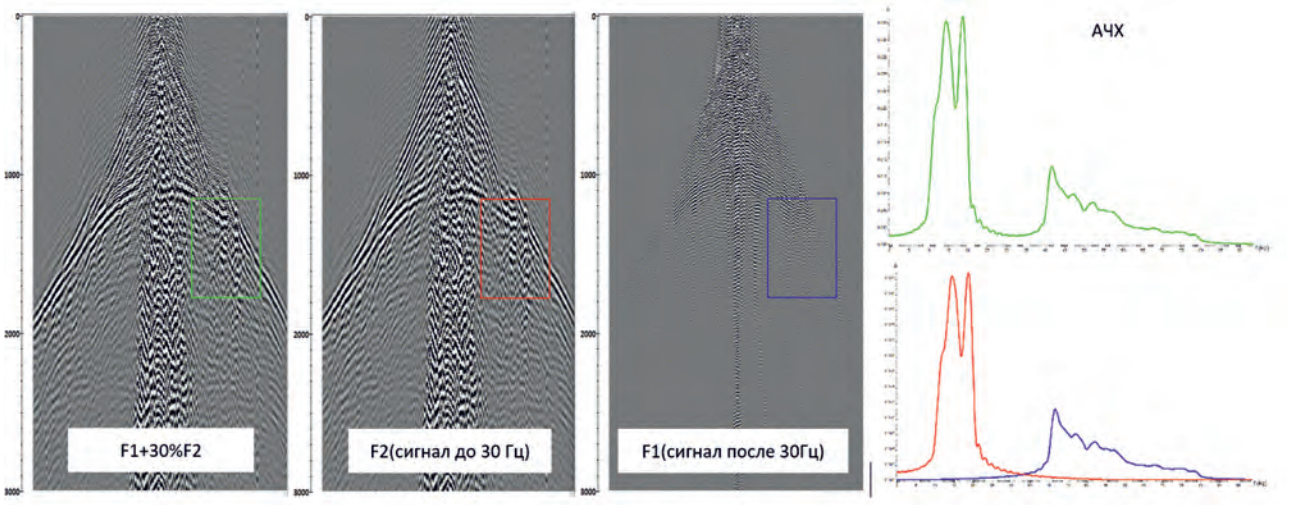
Первый свип-сигнал с частотами F1 = fн-40/fк-80 Гц, а второй свип-сигнал с частотами F2 = fн-10/fк -20Гц. Длина и конусность свип-сигналов одинакова.

Просуммируем данные сигналы в области амплитуд так, чтобы сигнал F2 составлял всего 30% от первоначальной максимальной аплитуды F1+30%F2, т.е. получим AFM свип-сигнал, где основная информация свип-сигнала закодирована как в изменении амплитуды, так и в изменении частоты несущего сигнала, что позволяет передавать больше информации за единицу времени. Такой сигнал можно описать математически как комбинацию синусоидальных функций, где амплитуда управляется одним сигнальным параметром, а частота — другим (рис. 2)

На рисунке 3 показано реальное волновое поле полученной коррелограммы для нашего составного AFM свип-

▼ *Рис. 2. Фрагменты полученных FM и AFM свип-сигналов.*





▲ *Рис. 3. Полученные волновые поля и их АЧХ. Исходное волновое поле слева (F1+30%F2) (зеленый спектр). В середине волновое поле в частотном диапазоне до 30Гц (красный спектр). Справа волновое поле в частотном диапазоне после 30Гц (синий спектр).*

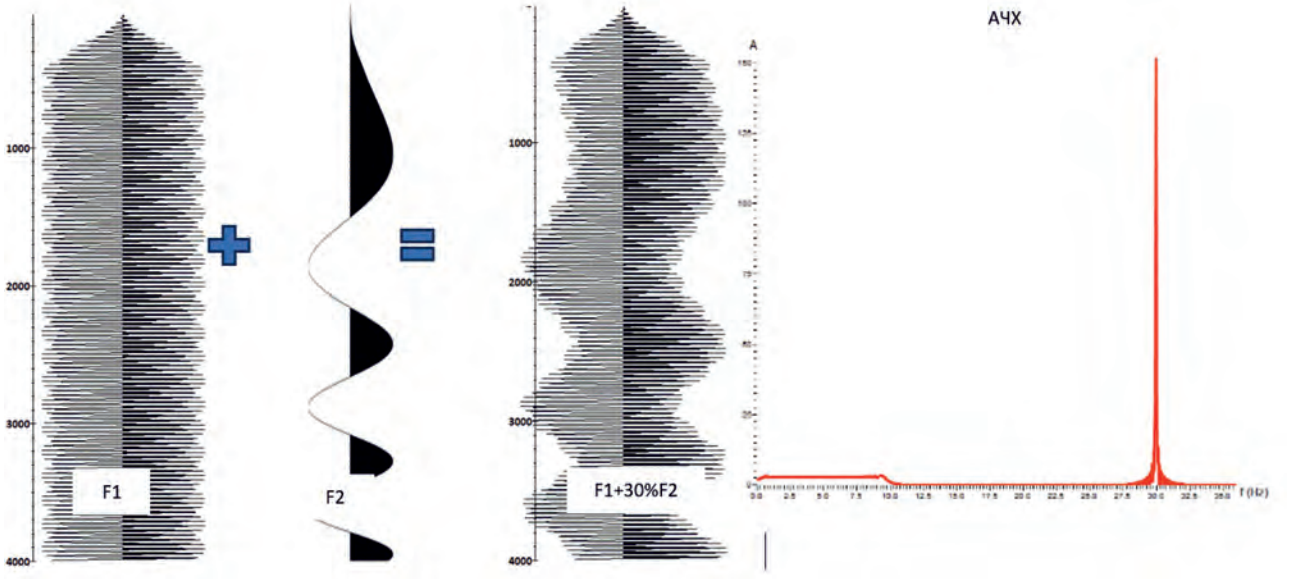
сигнала. Применим полосовую фильтрацию к полученной коррелограмме и выделим сигналы отдельно для F1 и F2 свип-сигналов. На полученных частотных срезах в выделенных окнах АЧХ показаны спектры свип-сигналов, излученного при частотной и амплитудной модуляции. Это показывает возможность излучения вибрационными источниками составных свип-сигналов в AF области.

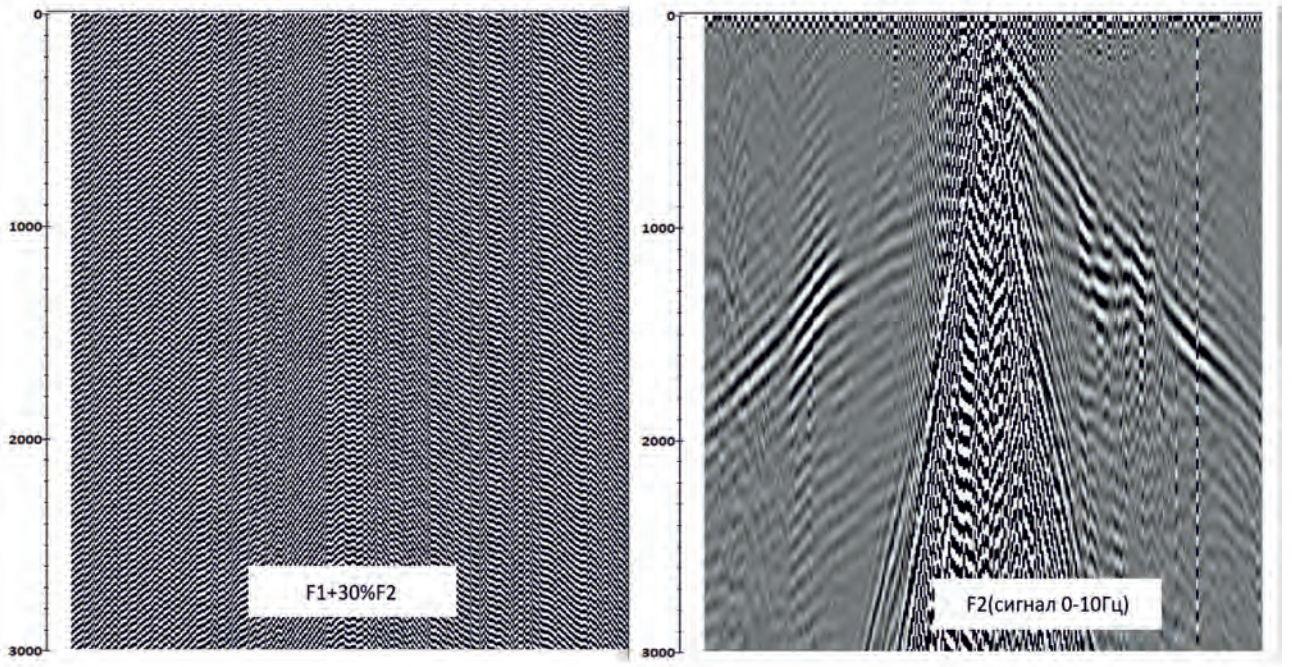
Мы выяснили, что вибрационный источник может излучать не только частотно- модулированные, но и амплитудно-частотные модулированные свип-сигналы.

Для возможности излучения низких частот смодулируем в области FM моночастотный свип-сигнал с частотой F1=30Гц и свип-сигнал F2=fн-0/fк-10Гц. Просуммируем их в амплитудной области и получим составной AFM свип-сигнал F1+30%F2 (рис. 4.)

На рисунке 5 показано реальное волновое поле полученной коррелог-

▼ *Рис. 4. Фрагменты полученных FM и AFM свип-сигналов. АЧХ, полученного составного AFM свип-сигнала.*





▲ *Рис. 5. Волновое поле коррелограммы. Слева исходная нефильтрованная коррелограмма, справа фильтрованная коррелограмма режекторным фильтром 30Гц.*

раммы для нашего составного AFM свип-сигнала. Для выделения низкочастотной составляющей свип-сигнала 0-10Гц удалим фильтром моночастоту в 30Гц. На полученной отфильтрованной коррелограмме отчетливо проявляется волновое поле коррелограммы для свип-сигнала F2, излученного амплитудной модуляцией. Это показывает возможность излучения вибрационными источниками низкочастотных составных свип-сигналов в AF области.

Низкочастотные AFM свип-сигналы

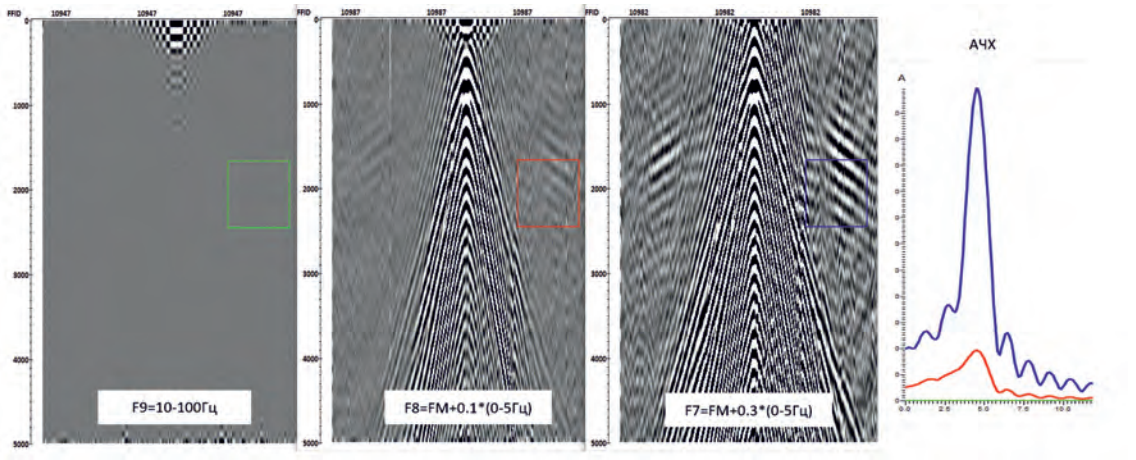
Для изучения возможности использования низкочастотных AFM свип-сигналов в производстве были опробованы следующие параметры составных свип-сигналов (Таблица 1).

При сравнении полученных волновых полей коррелограмм (рис. 6.) для пунктов №7, 8 и 9 после применения фильтра низких частот (ФНЧ) 5/7Гц на волновом поле видно, что на свип-сигнале №9 (10-100Гц) никакой полезной информации нет, однако на волновых полях №7 и №8 отчетливо проявляется низкочастотная составляющая свип-сигнала, излученного амплитудной модуляцией, что подтверждается на спектрах АЧХ.

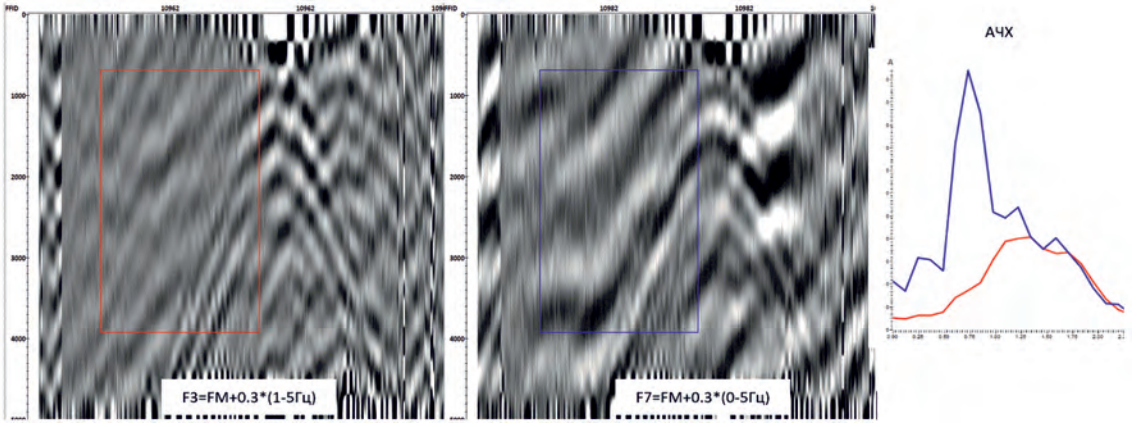
При сравнении полученных волновых полей коррелограмм (рис. 7.) для свип-сигналов №3 и №7 после применения ФНЧ 1/2Гц, отчетливо наблюдается низкочастотная составляющая до 1Гц на свип-сигнале №7 (0-5Гц), как на волновом поле коррелограммы, так и на спектрах АЧХ.

▼ *Табл. 1. Список составных свип-сигналов.*

	FM область		AM область		
№	Fн, Гц	Fк, Гц	Fн, Гц	Fк, Гц	Энергия, %
1	10	100	1	10	30%
2	10	100	1	10	10%
3	10	100	1	5	30%
4	10	100	1	5	10%
5	10	100	0	10	30%
6	10	100	0	10	10%
7	10	100	0	5	30%
8	10	100	0	5	10%
9	10	100	-	-	-



▲ *Рис. 6. Волновые поля коррелограммы после применения ФНЧ-5/7Гц. Слева волновое поле коррелограммы для свип-сигнала №9 (зеленый спектр), в середине для №8 (красный спектр), справа для №7 (синий спектр).*



▲ *Рис. 7. Волновые поля коррелограммы после применения ФНЧ-1/2Гц. Слева волновое поле коррелограммы для свип-сигнала №3(красный спектр), справа для №7(синий спектр).*

Выводы

Большинство вибрационных источников на данный момент имеют ряд фундаментальных ограничений, связанных с аппаратной частью, не позволяющих существенно расширять рабочий частотный диапазон свип-сигнала в сторону низких частот. Предложенный в данной статье метод позволит обойти ограничение источников в области частотной модуляции за счёт добавления низкочастотной составляющей свип-сигнала в области амплитудной модуляции, т.к. необходимый частотный диапазон составляет всего от 0 до 5Гц. Низкочастотная часть свип-сигнала не должна обладать высокой энергией, т.к. поглощение ВЧР будет минимальным, что позволит задавать энергию в АМ части свип-сигнала до 5-10 % от энергии основного FM несущего свип-сигнала, заданного в частотной области.

Литература

1. Кострыгин Ю.П. Вибросейсмический и кодоимпульсный способы сейсмической разведки. Краснодар: Просвещение-Юг, 2014. 494 с.

2. Жуков А.П. Шнеерсон М. Б. Сейсморазведка с вибрационными источниками. Тверь: ГЕРС, 2011.412с.

3. Першин В.Т. Формирование и генерирование сигналов в цифровой радиосвязи. Минск: Новое знание, 2015г.614 с.

Искусственный интеллект для автоматизации управления виброисточниками в сейсмопартии и повышения ее эффективности

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

Китай занимает ведущие позиции в мировом технологическом пространстве благодаря своей стратегии развития и инвестированию в научные исследования. Страна делает значительный прогресс в создании новых технологий и занимает ключевые позиции в таких областях, как наноматериалы, робототехника, радиочастотные коммуникации, оборонные и космические технологии. Согласно данным Австралийского института стратегической политики (ASPI), Китай лидирует в 37 из 44 ключевых технологических направлений, что подтверждает его развитие в широком спектре отраслей.

Развитие геофизических технологий у Китая также активно продолжается, опираясь на опыт крупнейших мировых компаний в этой сфере. Китайские специалисты-геофизики работают в различных климатических условиях по всему миру, что позволяет им решать широкий спектр задач, в том числе и те, с которыми сталкиваются российские геофизические компании.

Важным аспектом современного развития является применение цифровых технологий в сейсмической разведке, включая использование искусственного интеллекта для контроля и оптимизации процессов. Цифровая сейсмическая партия как инструмент позволяет повысить точность и эффективность проведения геофизических исследований.

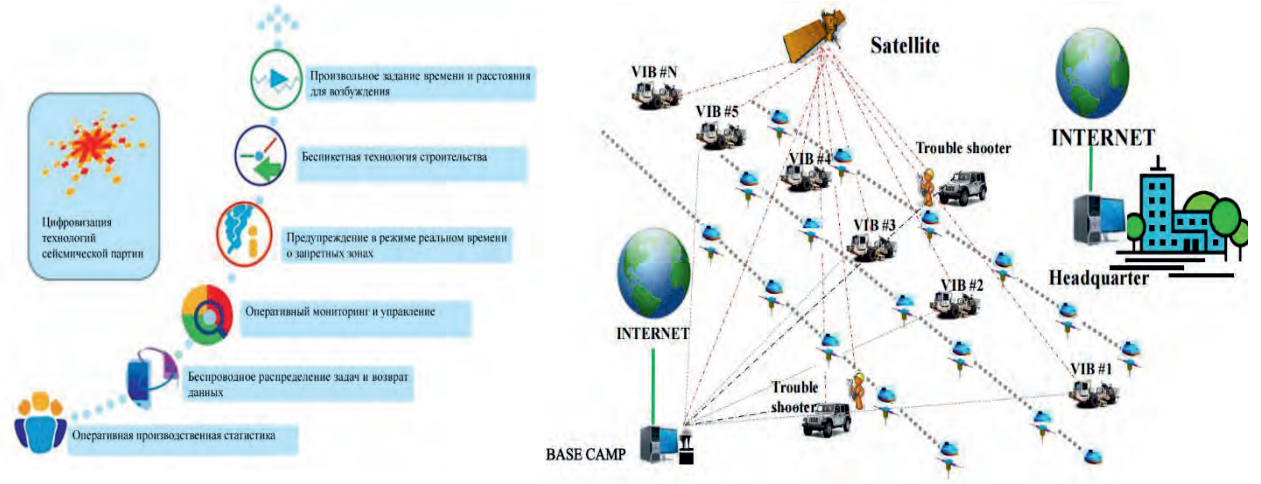
Компанию ООО «Новый ВостокГео», созданную в 2007 году, можно рассматривать как пример отечественного предприятия, интегрирующего эти современные подходы и развивающего решения в области цифровых технологий и искусственного интеллекта для геофизической практики.

Инновационная система управления виброисточниками (DSS), использующая Искусственный Интеллект

Система DSS (Decision Support System) является основой системы управления сейсмической партии, представляет собой систему управления процессом сбора данных, которая использует беспроводные радиомодемные связи для автоматизации и объединения всех стадий проведения сейсмических исследований. Эта система обеспечивает передачу информации в реальном времени, позволяя специалистам и обслуживающему персоналу получать актуальные данные, контролировать работу оборудования и обмениваться информацией без задержек.

Цифровая система позволяет осуществлять удалённое управление всеми компонентами — от сбора и обработки данных до контроля качества. В её состав входят такие функции, как автоматический сбор данных с различного оборудования и источников возбуждения, применение методов планирования и управления проектом (PMP), постоянный мониторинг качества получаемых данных, а также контроль за запретными зонами и другими ограничениями в реальном времени.

Дополнительно система использует технологии GPS для точной геолокации оборудования и источников возбужде-



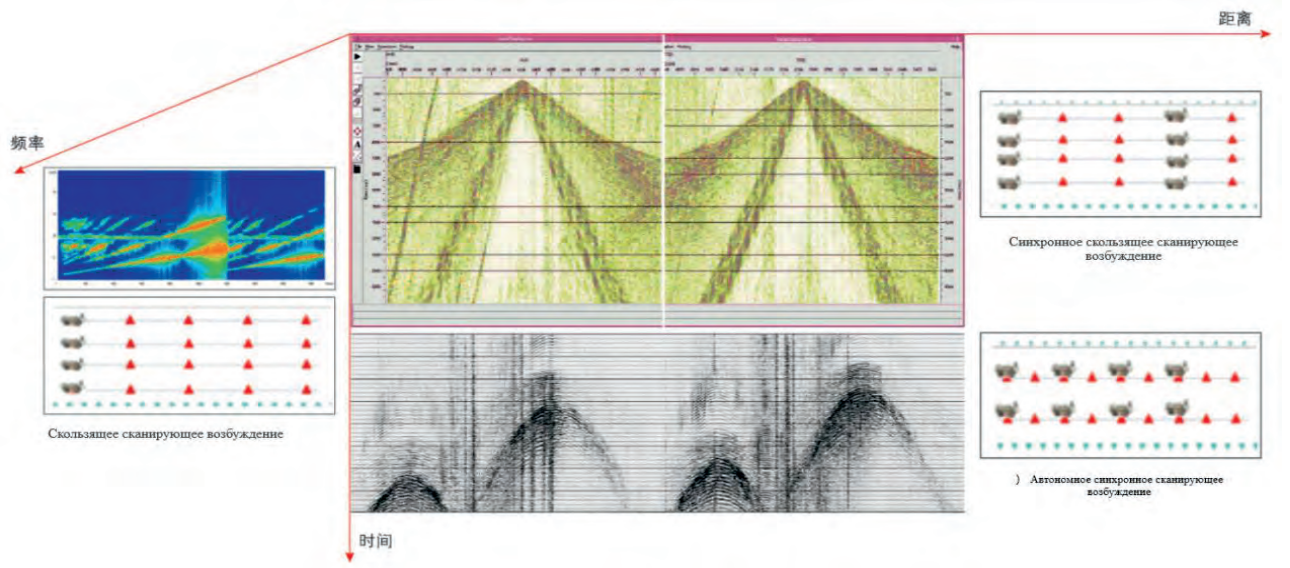
▲ *Рис. 1. Принцип организации цифровой платформы управления виброисточниками (DSS).*

ния, а радиомодемные каналы обеспечивают надёжную передачу данных, что особенно важно в условиях ограниченной или сложной инфраструктуры. В целом, эта цифровая платформа повышает эффективность работы сейсмических партий, обеспечивает прозрачность процессов и позволяет быстрее реагировать на возникшие ситуации или отклонения в ходе исследования.

Гибкое управление временем и расстоянием для возбуждения вибрационных источников осуществляется с помощью высокоточной GPS-навигации и точной синхронизации времени. Эти технологии позволяют задавать произвольные параметры возбуждения, что особенно важно при выполнении разнообразных задач в полевых условиях. Благодаря такой системе, исследователи могут точно настраивать момент начала и продолжительность возбуждения, а также контролировать расстояние между источниками и точками измерения. Это обеспечивает большую гибкость при планировании и проведении сейсмических работ, а также позволяет адаптировать процессы под конкретные условия местности и целей исследования, повышая эффективность и точность результативных измерений.

Для реализации таких возможностей используется кастомизированное комбинированное возбуждение вибрационных источников — это система, которая специально настроена и адаптирована под конкретные условия и задачи исследования. Термин "кастомизированное" означает, что алгоритмы и параметры работы источников разрабатываются индивидуально, с учетом особенностей региона, технических требований и целей эксперимента. Такой подход включает создание уникальных программных и аппаратных решений, которые позволяют максимально точно управлять режимами возбуждения, интегрировать различные типы источников и получать лучшие результаты.

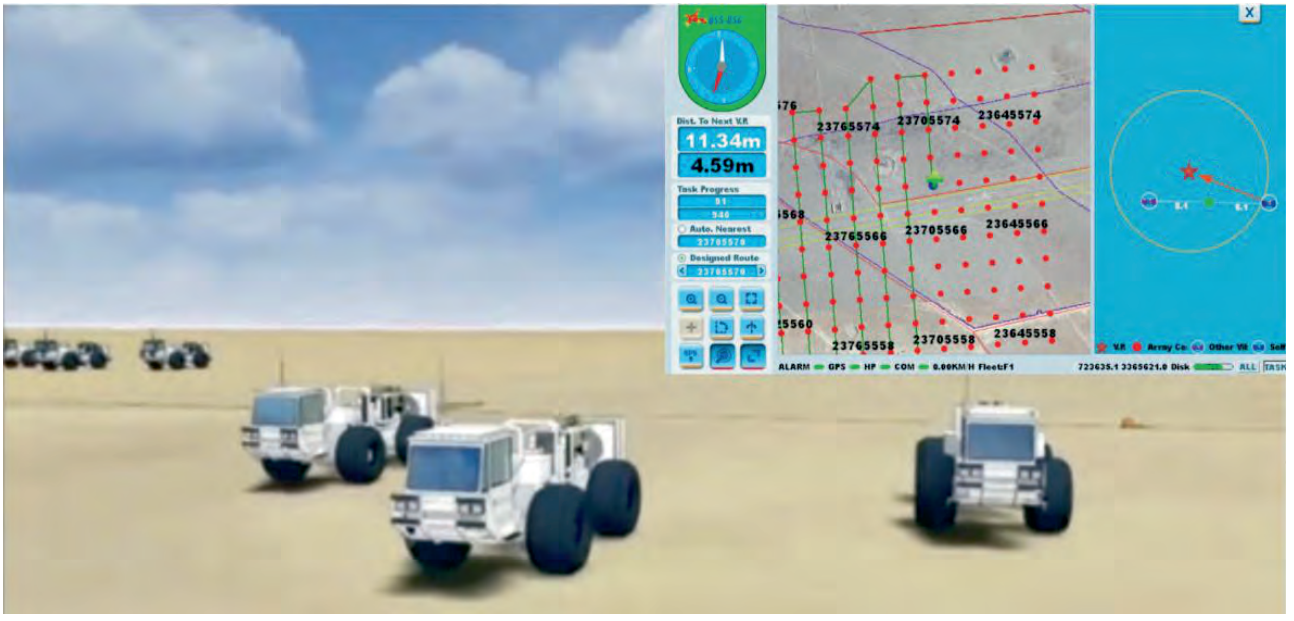
Эта система работает в трех областях — в временной, пространственной и частотной, что позволяет полностью контролировать режимы возбуждения и обеспечивать её синхронность. Такой подход дает возможность получать более точные данные за счет оптимальной настройки параметров и минимизации ошибок, связанных с временными сдвигами или геометрическими расхождениями между источниками.



▲ *Рис. 2. Кастомизированная система управления виброисточниками.*

Использование автономной навигации на базе высокоточных дифференциальных технологий помогает повысить точность и надежность выполнения различных задач, особенно в сложных условиях полевых работ. В сочетании с маршрутным управлением это обеспечивает более точное следование заданным маршрутам и возможность корректировать движение в режиме реального времени. Сенсорный интерфейс делает управление более удобным и позволяет операторам легко вносить настройки, отслеживать текущий статус и получать необходимую информацию без использования сложных командных панелей или специальных навыков. Такой подход помогает автоматизировать процессы и, по крайней мере, снижает вероятность ошибок, вызванных человеческим фактором. Благодаря этому системы могут способствовать более эффективному выполнению работ в различных условиях. Основываясь на высокоточной технологии позиционирования в реальном времени реализовано звуковое предупреждение о приближении к запретным зонам.

▼ *Рис. 3. Визуализация в режиме реальном времени информации о виброисточниках.*



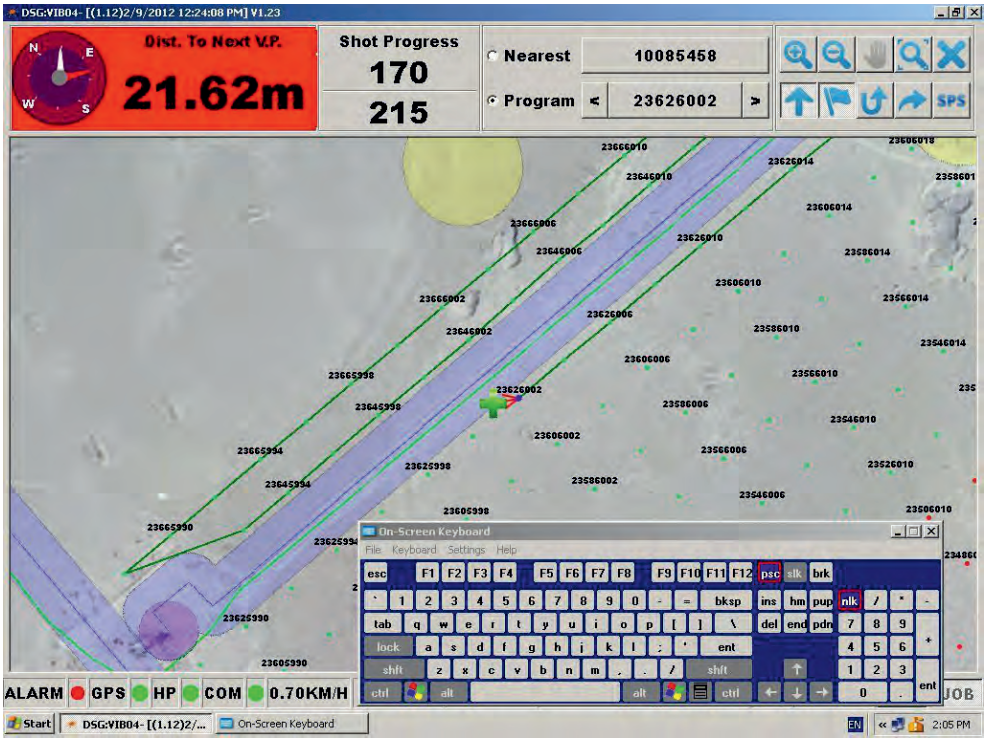
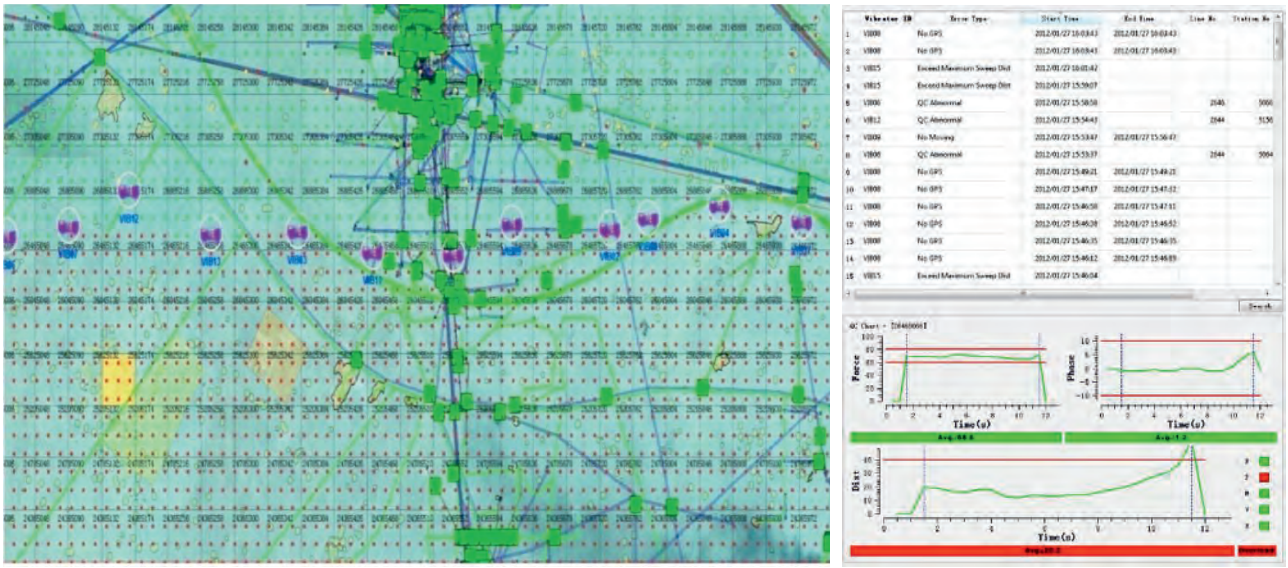


Рис. 4. Визуализация запретных зон на экране оператора.

Эта система позволяет контролировать качество выполнения работ и управлять несколькими возбуждающими источниками в режиме реального времени. Она осуществляет постоянный мониторинг состояния GPS-оборудования, что помогает поддерживать точность локализации и своевременно обнаруживать возможные сбои или отклонения. Также система проверяет качество сканирования и других параметров, обеспечивая своевременную диагностику и корректировку работы источников. Кроме того, она координирует работу всех источников возбуждения, оптимизируя их взаимодействие так, чтобы максимально повысить эффективность проведения мероприятий и соответствовать запланированным графикам. Такой комплексный подход способствует усовершенствованию производственного процесса, уменьшению ошибок и повышению точности выполнения исследований или работ.

Рис. 5. Визуализация информации о работе виброисточника.



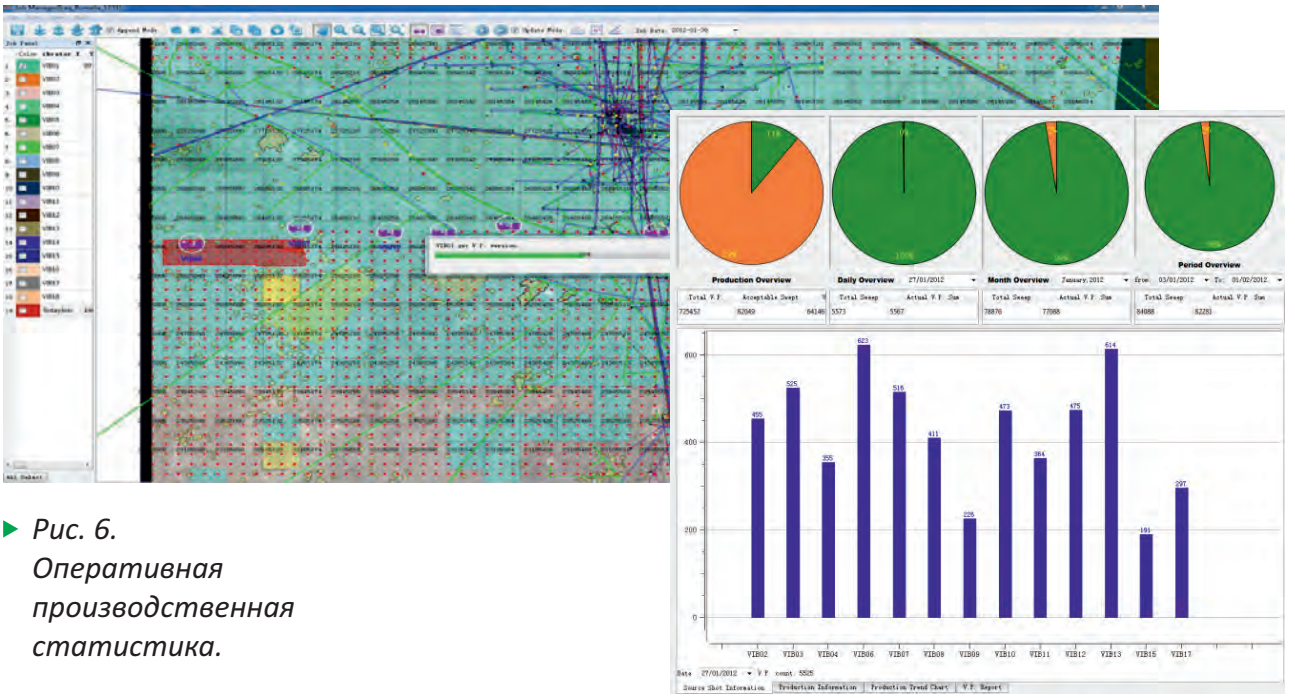


Рис. 6. Оперативная производственная статистика.

На основе спутниковых снимков высокого разрешения, технологии аэрофотосъемки с БПЛА или GIS-слоёв по необходимости реализовывается интерактивное распределение задач с возможностью их оперативного создания, копирования и редактирования, а также беспроводная передача данных через радиомодемные каналы.

Система DSS обеспечивает проведение статистического анализа в режиме реального времени. Это позволяет формировать важную для принятия решений информацию о текущем состоянии проекта и производственных процессов. Благодаря таким функциям, специалисты могут быстро получать данные, анализировать их и использовать полученные указания для оценки эффективности работ, выявления возможных проблем и своевременного принятия необходимых мер. Таким образом, система помогает создавать надежную информационную базу, которая способствует более обоснованному управлению и улучшению качества выполнения проектных задач.

Заключение

В заключение можно сказать, что система цифрового управления сейсмопартией (DSS) имеют значительный потенциал для дальнейшего развития и внедрения в российской практике. Их способность быстро анализировать большие объемы данных и помогать руководителям принимать обоснованные решения делает их важным инструментом в условиях растущей конкуренции, в тренде цифровизации экономики.

Табл. 1. Сопоставление основных характеристик систем управления вибраторами.

№	Система управления сейсмическими источниками	Поддержка UHP	Потребление мощности радиомодема	Дальность радиосвязи (без ретрансляции)	вид радиосвязи	Интеллектуальное переключение частот	Реальное время распределения задач вибратора
1	DSS	√	5 Вт	25km	полный дуплекс	√	√
2	VE464	×	10 Вт	12km	полудуплекс	×	×

В России есть все предпосылки для активного использования DSS: это и технологическая инфраструктура, и необходимость повышения эффективности управленческих процессов, грамотный и квалифицированный пользователь. Применение DSS таких систем сможет способствовать повышению прозрачности, оптимизации ресурсов и повышению конкурентоспособности отечественных предприятий и организаций.

Компания «Новый Восток Гео» осуществляет поставки систем управления, что позволяет специалистам внедрять современные решения и совершенствовать процессы в рамках российских предприятий, обеспечить их устойчиве. адаптацию в российском контексте.

Подробнее об авторе



Махортов Павел Романович

Генеральный директор ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО»

Мониторинг и доизучение полей рудника Октябрьский методами сейсмо- и электроразведки

Юров А.А.[1], Чиркин И.А.[1], Ризанов Е.Г.[1], Киброев И.С.[2], Бердюгин И.Н.[3]
1 – ООО «Фирма «Геосейс»
2 – Заполярный филиал ПАО «ГМК «Норильский никель»
3 - ООО «НН Технические Сервисы»

Аннотация: В статье представлены результаты работ комплексного мониторинга рудника Октябрьский, включающего результаты сейсмо- и электроразведочных работ. Основной целью работ являлось обеспечение безопасности и эффективности горных работ. Основные задачи: определение наличия, развития и возникновения водопроводящих трещин в вышележащий водоносный горизонт, определение очагов повышенного напряжения и ослабленных участков горного массива, определение водопотоков. Показана эффективность применяемых методов для решения поставленных задач, получен успешный опыт выполнения мониторинговых работ в условиях наличия сильных техногенных помех.

Ключевые слова: Мониторинг, микросейсмический, электроразведка, трещиноватость, рудник, горные выработки, водопроводимость

Введение

При разработке рудных месторождений первостепенное значение имеет безопасность проведения подземных работ, основной угрозой которых являются обрушение и затопление горных выработок. Для предотвращения данных событий необходимо выявлять признаки их будущего проявления и контролировать развитие ситуации по этим признакам.

Возникновение подобных чрезвычайных событий на рудниках связано, в основном, с перераспределением открытой трещиноватости в геосреде на площади разрабатываемого месторождения. Здесь в результате естественных и, прежде всего, техногенных воздействий (проходка, взрывы, сбросы и др.) появляются очаги аномального напряжённо-деформированного состояния (НДС) среды, которые характеризуются более интенсивной открытой трещиноватостью и микросейсмической активностью. Разрядка подобных очагов происходит за счёт формирования мегатрещин, вдоль которых происходят подвижки горных пород. Если это происходит вблизи выработки, то возможно её обрушение. Кроме того, подобные трещины могут «пройти насквозь» пласты-экраны и дойти до водонасыщенных пластов, что обеспечит проникновение воды в выработки и приведёт к её заводнению.

Таким образом основным признаком возможного развития негативной ситуации при проведении подземных работ на рудных месторождениях является усиление интенсивности трещиноватости вблизи горных выработок. Прогноз подобных ситуаций, оценка вероятности их возникновения и проведение необходимых профилактических мероприятий возможно только при наличии информации о распределении открытой трещиноватости и в геосреде, которую можно получить по сейсмическим волнам двух типов: рассеянным и микросейсмической эмиссии. Для этого выполняется комплекс сейсмический исследований в активном и пассивном режимах наблюдений соответственно. На данном объекты были использованы технологии

«Сейсмический локатор бокового обзора» – СЛБО и «Сейсмолокация очагов эмиссии» – СЛОЭ. Водозаполнение зон трещиноватости определяют по данным электромагнитного мониторинга (ЭММ), оценивая изменения электропроводности геосреды и определяя интенсивность и направления движения водных потоков.

Методы

В ходе мониторинга применялись такие геофизические методы как сейсмо- и электроразведка в активном и пассивном режимах.

Мониторинг сейсмическими методами целевого участка рудника «Октябрьский» подразумевал:

1. Проведение полевых сейсморазведочных работ в активном режиме (с использованием наземных источников) до и после техногенного воздействия и далее с необходимой цикличностью по технологии СЛБО, основанной на выделении волн рассеянного отражения (РО), определяющих индекс открытой трещиноватости геосреды.

2. Проведение полевых сейсморазведочных работ в непрерывном пассивном режиме (без использования наземных источников) в течение всего периода мониторинга по технологии микросейсмического мониторинга, основанной на выделении волн микросейсмической эмиссии (МСЭ), определяющих зоны активного трещинообразования.

Электроразведка основана на измерении удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород. Водоносные горизонты характеризуются пониженным УЭС по сравнению с вмещающими породами, что помогает выявлять их положение и границы. Электроразведка также применялась в активной и пассивной модификации: электрическое воздействие на горный массив с целью регистрации перераспределения откликов электромагнитного поля, характеризующих изменения латеральных и субвертикальных каналов гидропотоков. Пассивный режим – регистрация изменения естественного электрического поля связанных с проведением горных работ.

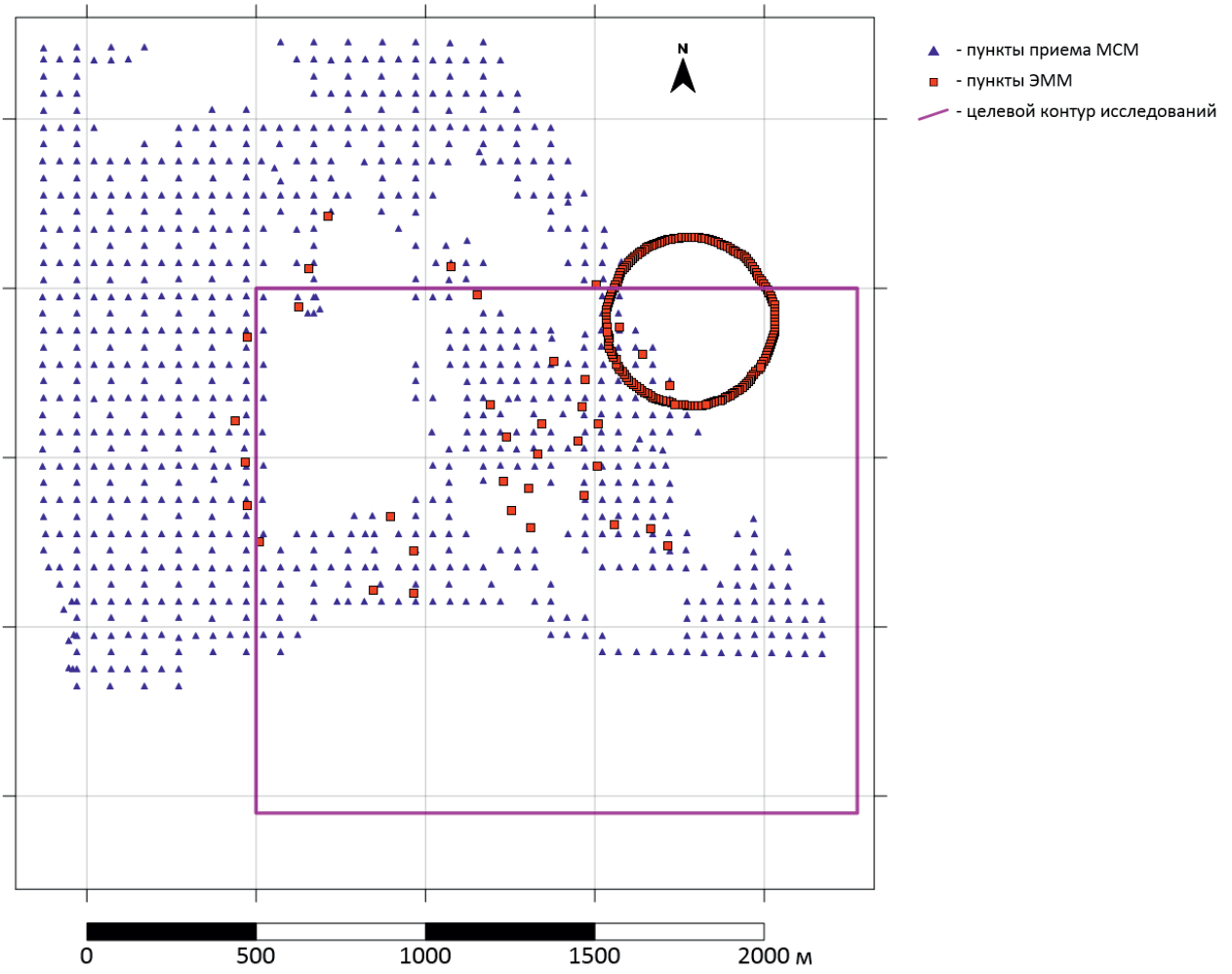
Работы проводились с января по март 2023 г. на участке действующего рудника «Октябрьский» в 7 км на север от района Талнах, г. Норильск. Участок работ сильно осложнен наличием техногенных объектов таких как: ЛЭП, трубопровод, дороги, отсыпки горной породы.

На рис.1 представлены схемы наблюдений сейсмо- и электромониторинга.

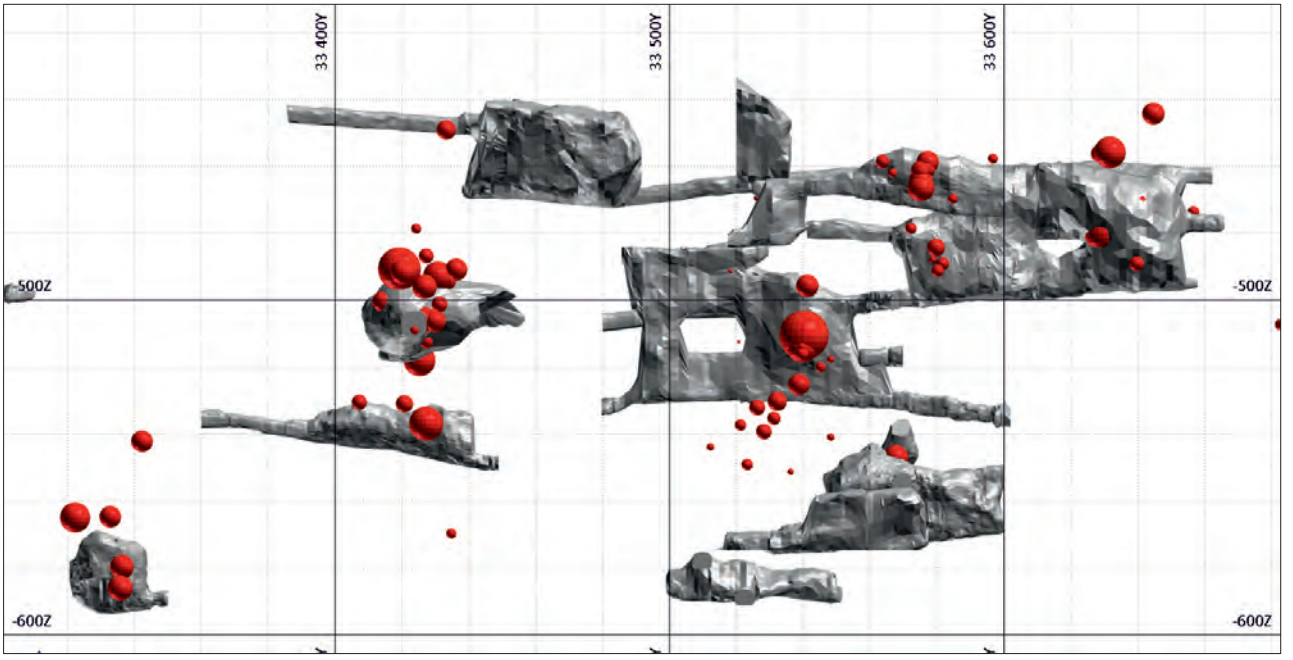
Результаты

Основным методом сейсмического мониторинга являлся микросейсмический мониторинг. В ходе наблюдений было зарегистрировано около 92 000 событий различной природы: события от техногенных воздействий на породу, события во время проведения подземных взрывов и вторичная наведенная сейсмичность. Анализ результатов показал, что большая часть событий связана со сбросом горной породы в рудоспуски.

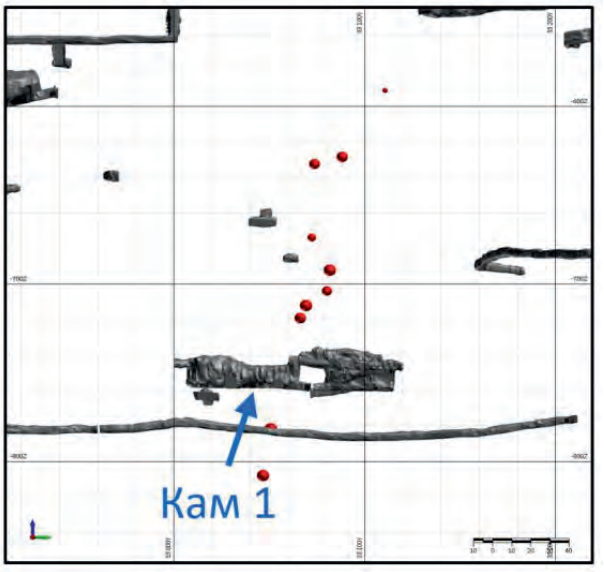
Отдельный период обработки составлял «тихие» вечерние часы, в которые проводились только взрывные мероприятия, свободные от другой техногенной деятельности на руднике. В данные период зафиксированы события, относящиеся исключительно к вторичной сейсмичности в результате подрывов шурфов или областей выработок с повышенным напряженно-деформированным состоянием. Одной из задач мониторинга было наблюдение за потенциальным распространением трещин от взрывов вверх до вышележащей водона-



▲ *Рис. 1. Схемы наблюдений.*



▲ *Рис. 2. Вертикальная проекция (вид с Востока) событий во время проведения подземных взрывов в камерах.*



▲ *Рис. 3. Схемы наблюдений.*

сыщенной толщи $D2_{jk}$. Результаты показали отсутствие опасных прорывов. События не доходят до подошвы водоносного пласта $D2_{jk}$. Разброс событий по высоте вокруг камер составляет до 50 м (рис. 2).

В районе камеры 1 зафиксировано несколько импульсов, аномально распространяющихся вниз и вверх от камеры общей высотой до 150 м (до водоупора D2jk не доходят). В другие дни проведения наблюдений такие явления отсутствовали (рис. 3).

Также была посчитана суммарная энергия МСЭ за весь период наблюдений (кроме периодов проведения взрывных работ) по лоцированным событиям, имеющим не техногенную природу (рис. 4). Основная часть энергии МСЭ попадает в диапазон энергии 30-290 усл.ед. и отражена на карте синими областями – данные зоны приурочены к единичным событиям или событиям с низкой энергией. Они отражают процессы трещинообразования, однако не несут рисков, связанных с формированием здесь субвертикальных зон интенсивной открытой трещиноватости. Красным и желтым цветом выделена аномалия повышенной концентрации событий. Размер зоны по вертикали составляет около 200 м с эпицентром на глубине ~675 м. Это указывает на повышенное напряженно-деформирование состояние пород, на этом участке могут проходить динамичные процессы трещинообразования и деформации породы. Расстояние зоны до подошвы водоносного пласта D2jk составляет около 170 м.

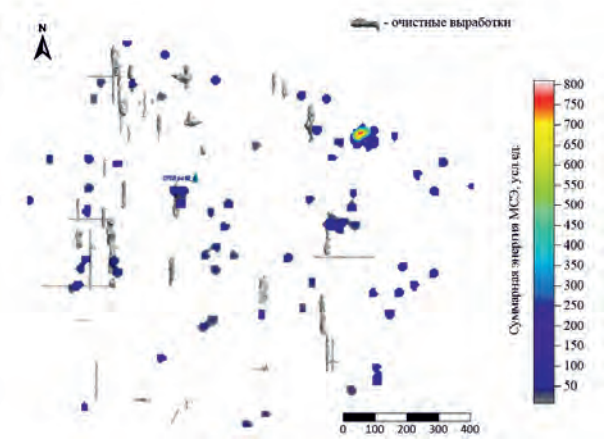
По результатам работ СЛБО были решены следующие задачи:

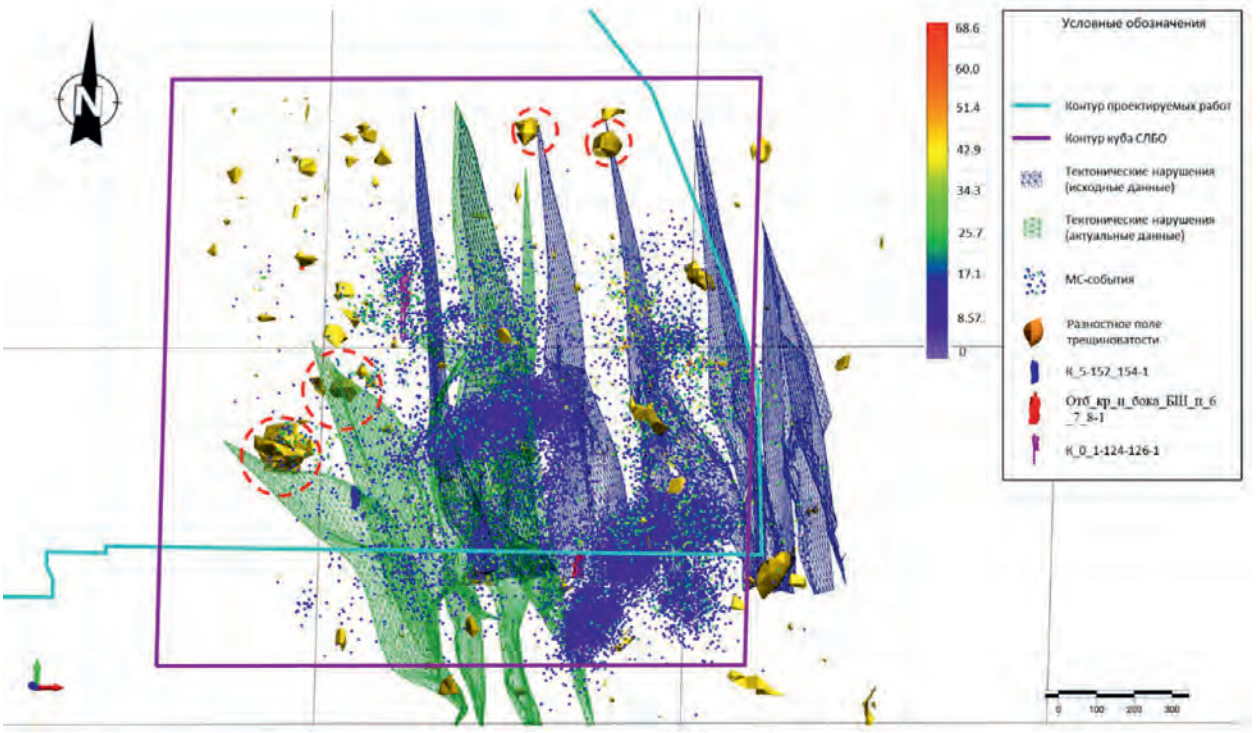
- определение общей геодинамической обстановки на площади работ;
- оценка развития водопроводящих трещин над отработанным пространством;
- оценка динамики развития трещиноватости над очистными выработками;
- анализ активности тектонических нарушений;

Пример сопоставления тектонических нарушений и аномальных зон СЛБО представлен на рис. 5. Зоны аномально высокой трещиноватости часто присутствуют на краевых участках разломов, особенно на их концах, что соответствует геотектонической обстановке, существующей в настоящее время. За счёт интенсивных техногенных воздействий, проводимых непосредственно на разломе, возможна его активизация.

Далее выполнено комплексное сопос-

▼ *Рис. 4. Карта суммарной энергии микросейсмической активности.*





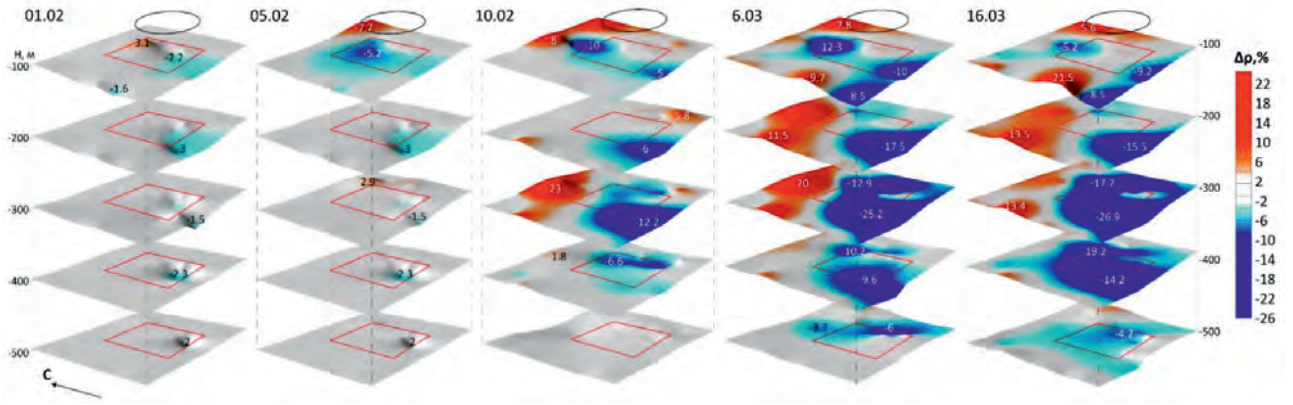
▲ *Рис. 5. Сопоставление линейных разломов тектонических каркасов с зонами аномальной трещиноватости.*

тавление результатов сейсмического мониторинга по МСМ и СЛБО. Распределение открытой трещиноватости (по данным СЛБО) и процесс трещинообразования (по данным МСМ) доминантно соответствует глобальной диагональной системе с основными азимутальными направлениями «юго-восток ↔ северо-запад» и «юго-запад ↔ северо-восток». Местная тектоническая обстановка соответствует пассивной фазе погружения глубинного блока фундамента, что не способствует росту вверх открытых мегатрещин. Также по сопоставлению активности МСЭ и трещиноватости были сделаны выводы о целевых задачах проводимых работ: выявлению водопроводящих трещин над очистными выработками. По результатам анализа и интерпретация материалов СЛБО и МСМ выделены два участка, где отмечается сквозное (через подошву D2jk) трассирование МС-событий, но интенсивность открытой трещиноватости в данной толще незначительная. Это указывает на низкую вероятность формирования здесь открытых мегатрещин и, соответственно, каналов перетока воды. Однако, на площади исследования данные зоны являются первоочередными объектами контроля в режиме мониторинга и своевременного проведения профилактических мероприятий для исключения вертикальных перетоков воды в отработанные пространства.

По результатам электромагнитного мониторинга (ЭММ) были выделены зоны дефицита и профицита электропроводности (Рис.6).

По результатам обработки данных ЭММ (32 дня в активном режиме и 17 дней в пассивном) можно сделать следующие выводы:

По результату применения машинного обучения в данных активного мониторинга установлена: корреляция с известными сейсмособытиями, а также с эпизодами индустриальной подготовки ко взрывам и электрофизическими изменениями в среде от взрывов, наступающими после сейсмособытий. Характер поведения сопротивления после взрыва разнополярный соответствующий уменьшению и увеличению про-



▲ *Рис. 6. Динамика перераспределения флюидального агента.*

дольного сопротивления.

- выявлены «скачкообразные» изменения «фазового состояния» среды в периоды 05.02.2023-10.02.2023 и 02.03.2023-10.03.2023.
- прослежена динамика перераспределения флюидального агента между основными коллекторами горного массива.
- установлен прецедент фрагментарной проницаемости мантуровской свиты по факту глубинной миграции значений дифференциального сопротивления.

Пассивный режим:

Выделено 106 475 амплитудно-значимых «событий», из них:

- 88 413 событий 1-го типа (единичные выбросы),
- 15 493 события типа 2 (длительностью до 30 секунд),
- 2569 – типа 3 (длительностью более 30 секунд).

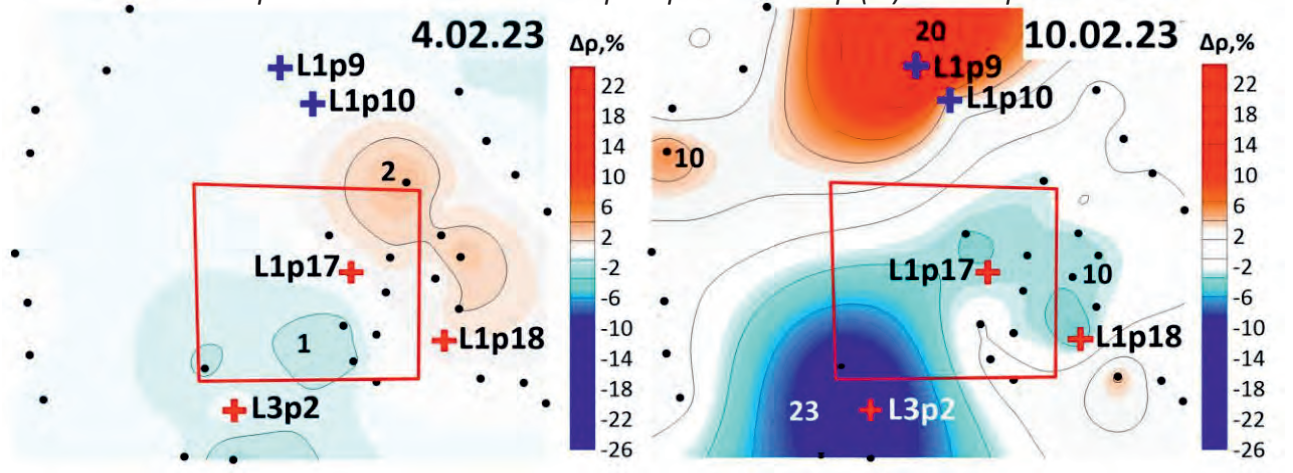
Все выделенные по амплитудному признаку «события» были отнесены к разряду промышленных помех, не имеющих прямой связи с подземными взрывными работами.

Анализ возможных причин релаксации водообмена между водоносными коллекторами ВЧР и нижним полупространством.

Значительное изменение интервального дифференциального сопротивления Δρ с эпицентрами в терминалах L3p2, L1p17, L1p18 (профицит, зона ослабленных трещиноватых пород) и L1p09, L1p10 (дефицит, зона интенсивного карстообразования и тектонических нарушений) произошло 10 февраля 2023 (рис. 7).

Сравнение горизонтальных секторальных срезов стартовой модели и 10 февраля показало увеличенный дифференциал *Δρ*. На севере и юге площади

▼ *Рис. 7. План стартового и событийного распределения Δρ (%) в интервале 200-300 м.*



изменение разнонаправленно - на севере выделяется зона дефицита проводимости (увеличение сопротивления до 20 %, на юге – уменьшение до 23 %. Этот дифферент может означать, что в гидравлически связанных резервуарах произошло перераспределение объемов воды вследствие геодинамических либо термальных процессов ВЧР. Накопленная в кавернозных коллекторах C_2P_2 - D_{3jk} вода из верхнего резервуара на уровне 130-200 м стала разгружаться на нижний уровень 230 – 400 м. Направление разгрузки – обширная зона трещиноватости в интервале 200-300 м в юго-восточном направлении в сторону локальной ослабленной зоны мантуровской свиты.

Заключение

Выводы по сейсморазведке:

1. МСМ отчетливо фиксирует техногенную активность на руднике.
2. События, зафиксированные во время проведения подземных взрывов в очистных выработках, не достигают подошвы водоносного пласта D2jk.
3. Во время МСМ зафиксированы события не техногенного характера, указывающие на увеличение напряженно-деформированного состояния породы.
4. По результатам сейсмических работ СЛБО решены задачи оценки трещиноватости, НДС геосреды, активности тектонических нарушений, актуализации геодинамической обстановки, выделения ослабленных зон.

Выводы по комплексу методов:

1. Анализ результатов комплекса геофизических методов позволяет с пространственной погрешностью 50 м выделить зоны повышенной трещиноватости, ослабленные участки, зоны предполагаемого изменения водонасыщения.
2. Выявленные аномалии (профицит) электропроводности зоны №2 в предположении является продолжением зоны дезинтеграции пород.
3. Сейсмомониторинг фиксирует участки ослабленных пород трассировкой в вертикальном направлении от камеры КАМ-1 и вдоль тектонических определенных разломов.

Результаты проведённых исследований подтверждают, что безопасность подземных работ на рудных месторождениях напрямую зависит от своевременного выявления признаков повышения трещиноватости и напряженно-деформированного состояния грунта. Использование комплексных методов сейсмического и электромагнитного мониторинга позволяет определять зоны потенциальной опасности, контролировать развитие аномальных процессов и своевременно принимать меры для предотвращения обрушений и затоплений.

Обнаруженные сейсмические и электромагнитные аномалии свидетельствуют о наличии активных зон ослабленных пород и опасных трещиноватых областей. Такой системный подход к мониторингу обеспечивает раннюю диагностику возможных чрезвычайных ситуаций и способствует повышению безопасности работ, что особенно важно при работе в сложных геологических условиях.

Опыт адаптивной фильтрации данных георадиолокации и сейсморазведки

- Романов В.В., РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва.
- Алтухов Е.Е., Латышев К.А., РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, г. Москва.
- Кауркин М.Д., Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, к.т.н., г. Москва.

Аннотация: *Статья посвящена анализу коррелируемой помеховой компоненты радарограмм и подавлению её стохастической адаптивной фильтрацией. Созданный алгоритм вычитания помех опробован на полевых данных георадиолокации и инженерной сейсморазведки.*

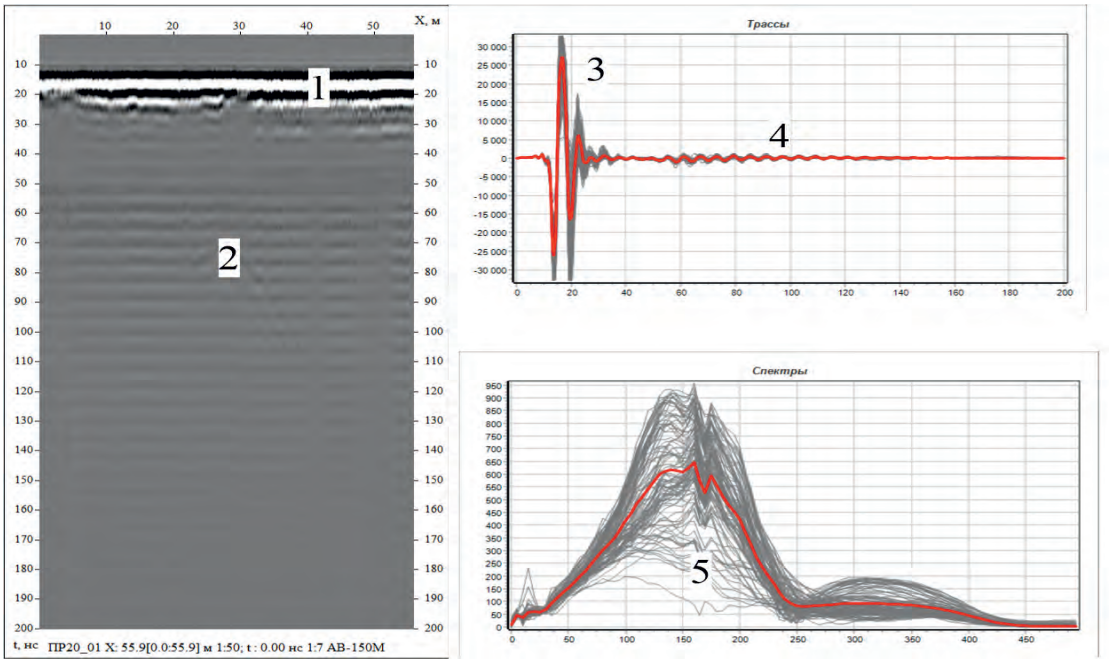
Ключевые слова: *георадиолокация, инженерная сейсморазведка, адаптивная фильтрация.*

Введение

В георадиолокации, как и в любом другом методе геофизики, существенную проблему составляют регулярные и случайные помехи. Особенно сильно влияние помех при работах в крупных городах и промышленных зонах, где в верхней части разреза преобладают неоднородные техногенные грунты, проходит большое количество подземных коммуникаций, изменены гидрогеологические условия, велик уровень электромагнитных полей и воздушных отражённых волн. Часть помех, наблюдаемых на радарограммах, порождается антенным блоком [Набатов, 2014] георадара, включающим излучающее и приёмное устройства, как правило расположенные на жёсткой базе.

В первую очередь это прямая волна, наблюдаемая в первых вступлениях и обладающая амплитудой, на порядок превышающей уровень всех прочих волн (Рисунок 1). Импульс прямой волны

Рис. 1. Исходная радарограмма (Георадар ОКО–3, АБ-150), её трассы во временном и спектральном представлении.
1– прямая волна (сигнал прямого прохождения), 2— вторичная волна, 3— сигнал прямой волны, 4 — колебания последующих волн, 5—пик на центральной частоте антенного блока 150 МГц.

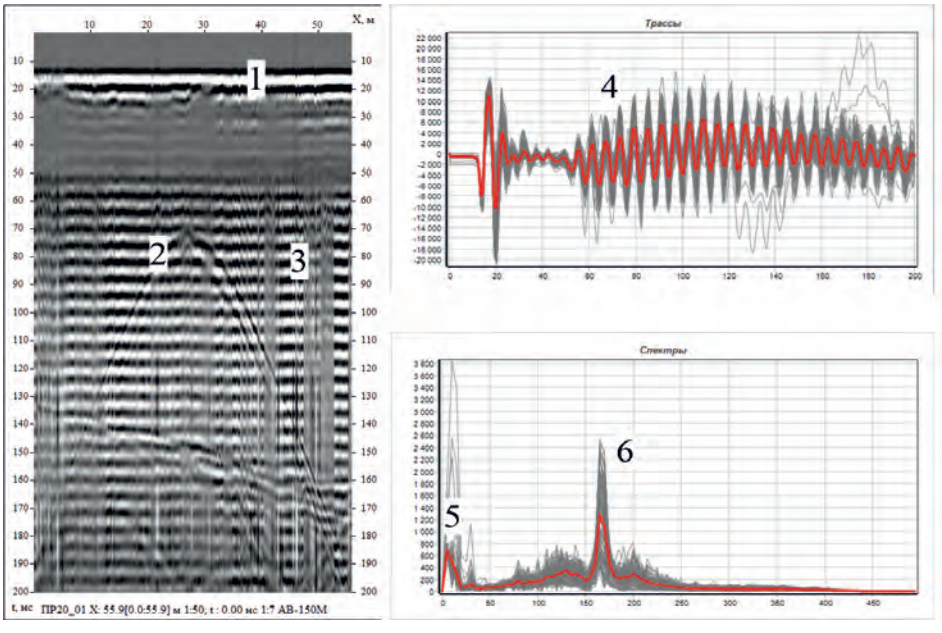


занимает заметную часть радарограммы, его высокая длительность во многом определяется интерференционной природой. Прямая волна формируется наложением колебаний воздушной прямой волны (direct signal, direct air wave) и прямой грунтовой волны (direct ground wave). Если первая из прямых волн распространяется в относительно однородной и слабопоглощающей среде по прямолинейной траектории, то скорость и глубина проникновения грунтовой волны зависит от свойств приповерхностной части разреза, которые непрерывно меняются в пространстве [Galagedara et al., 2003]. Колебания прямой волны складываются с сигналами полезных волн, сформированными дифракторами и рефлекторами верхней части разреза, что приводит пропуску малоглубинных объектов на радарограммах. На радарограммах прямая волна имеет центральную частоту, приближённо равную частоте антенного блока (Рисунок 1).

Резкое различие уровня и спектрально–корреляционных характеристик прямой и последующих волн указывает на то, что их следует рассматривать как две компоненты наблюдаемого электромагнитного поля[Kadioglu, Daniels,2010]. Без подавления или ослабления прямой волны некорректной становится обработка колебаний последующих волн. Одной из процедур обработки георадиолокации, направленной на выравнивание уровней компонент наблюдённого поля, является коррекция амплитуд. При реализации коррекции отсчёты трасс радарограммы умножаются на кривую усиления, изменяющуюся во времени по экспоненциальному, степенному или линейному закону. Параметры уравнения кривой выбираются постоянным для всей записи, результатом работы процедуры становится уменьшение динамического диапазона радарограммы за счёт ослабления прямой волны и усиления слабых последующих волн.

На рисунке 2 показан результат применения степенной кривой усиления с показателем n=2. После коррекции

▼ *Рис.2 Радарограмма после применения степенной программной коррекции амплитуд (показатель кривой усиления n=2) , Георадар ОКО–3, АБ-150.*
1– прямая волна (сигнал прямого прохождения), 2— вторичная волна, 3— неоднородные волны, 4 — колебания последующих волн, 5—низкочастотный пик, 6— высокочастотный пик



амплитуд в спектре радарограмм проявляются два узких пика — низко и высокочастотный. В области последующих вступлений узкополосные колебания (“звон”) имеют форму амплитудно–модулированного сигнала, соответствующего явлению биения (Рисунок 2). Например, для антенного блока АБ–150 МГц часто наблюдаются пики 5 и 170 МГц, что соответствует интерференции двух гармонических колебаний с частотами 165 и 175 МГц, что немного превышает центральную частоту блока.

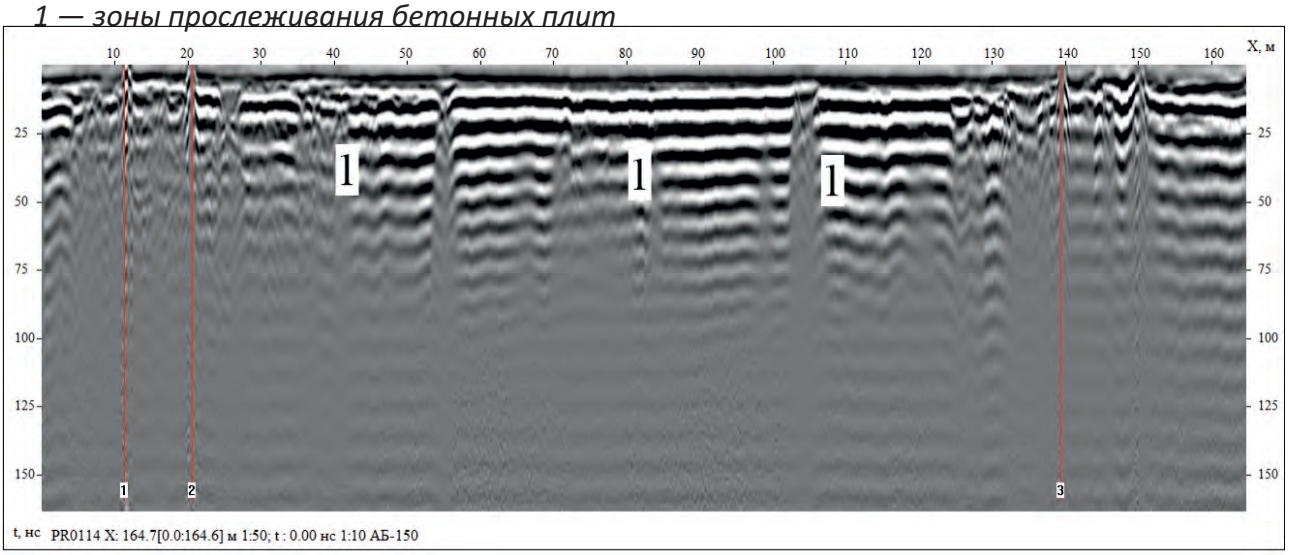
В работе [Капустин, 2011] подобные квазигармонические колебания связываются с поверхностными электромагнитными волнами. Если угол падения электромагнитной волны превышает критический угол (полного внутреннего отражения), то угол преломления становится комплексным, образуется неоднородная поверхностная волна. Они наблюдаются на нижних границах объектов с повышенной скоростью электромагнитных волн, например бетонных плит, техногенного покрытия, сезонно-мёрзлого слоя [Ермаков и др.,2012], фундаментов зданий и сооружений. На радарограммах поверхностные волны выделяются как субгоризонтальные оси синфазности. Протяжённые зоны колебаний поверхностных волн характерны для низкочастотных антенных блоков, когда глубина нижней кромки порождающих их объектов меньше базы блока. На рисунке 3 продемонстрирована запись, полученная по стадиону, где искусственное покрытие располагалось на бетонном основании. Бетонные плиты прослеживаются по характерному рисунку волнового поля, включающие множестве выраженных параллельных осей синфазности.

Адаптивное вычитание коррелируемых помех

Для подавления протяжённых колебаний прямой и последующих волн был разработан алгоритм вычитания, основанный на адаптивной стохастической фильтрации. Для применения стохастической адаптивной фильтрации не требуется знание формы импульса волн, что определяет широкие возможности такой фильтрации, в случае если сигнал неизвестен и(или) меняется в пределах радарограммы [Колесников и др. ,2005].

Основная идея адаптивного вычитания в предположении, что помеха коррелирована и её уровень превышает

▼ *Рис.3. “Звон” на радарограмме.*
1 — зоны прослеживания бетонных плит



амплитуды прямой и последующих волн. Тогда представляется возможность выделить её на трассах оптимальным фильтром воспроизведения [Jeng Y. et al., 2009] и вычесть из исходных данных. В роли сигнала тут выступает коррелируемая узкополосная помеха (“звон” различного генезиса), а полезные волны — подавляемый некоррелируемый шум. Ожидаемо, что результатом воздействия такого фильтра будет расширение спектра трассы и увеличение шумовой компоненты, что близко к свойствам обратной фильтрации.

Стадии реализации алгоритма следующие:

1) Уменьшение уровня прямой волны программной коррекцией по степенной кривой усиления. Показатель степени подбирается в диапазоне 1,5–2,5.

2) Вычисление комплексных спектров трасс S быстрым преобразованием Фурье.

3) Расчёт энергетических спектров трасс умножением комплексных амплитуд на комплексно-сопряжённые значения. Предполагается, что энергетический спектр трассы близок к энергетическому спектру помехи.

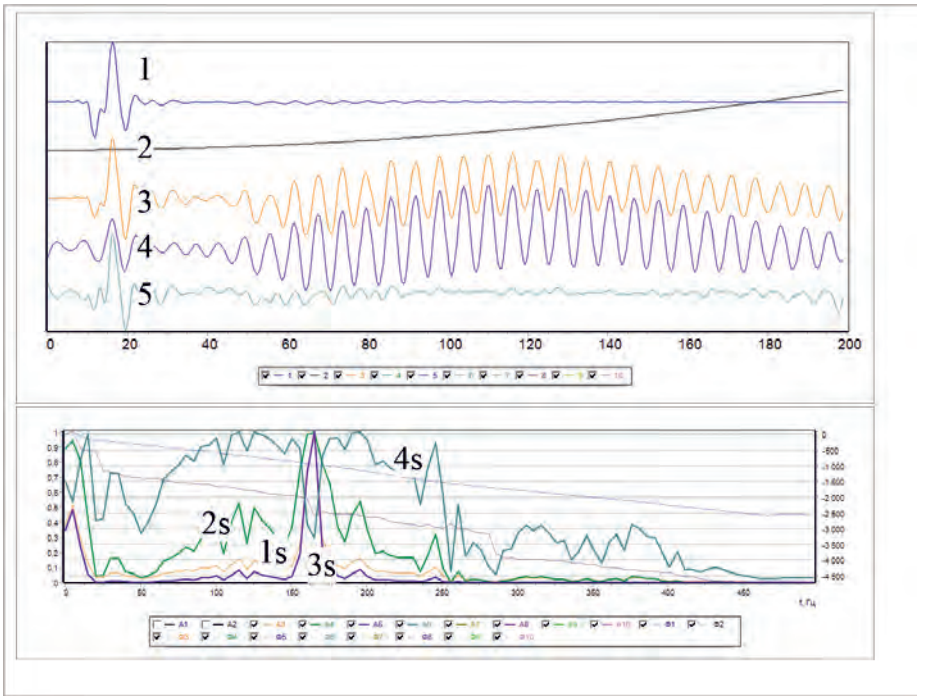
$$W = |S|^2 = S \cdot S^*$$

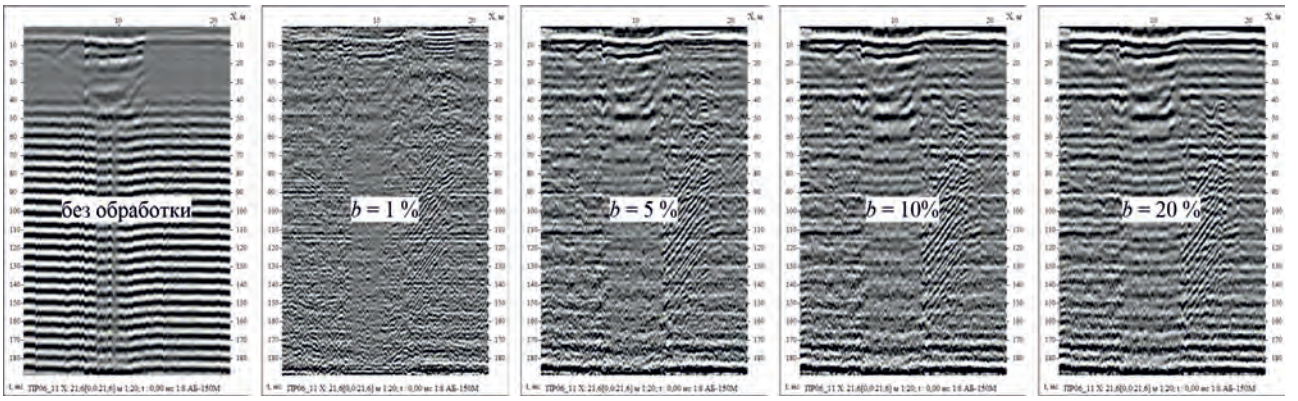
4) Вычисление частотной характеристики адаптивного фильтра воспроизведения (***b*** — стабилизирующий коэффициент, с его уменьшением растёт доля белого шума в результате фильтрации, оптимальные значения 0,05–0,20).

$$W' = \frac{W}{W_{max}}$$

$$H_B = \frac{W'}{W' + b^2}$$

Рис. 4. Результат применения адаптивного вычитания коррелируемой помехи из трассы радарограммы, Георадар ОКО–3, АБ-150.
1– исходная трасса, 2— степенной закон усиления(n = 2), 3— трасса после коррекции амплитуд, 4 — результат оптимальной фильтрации(b = 0,15), 5—разность исходной и профильтрованной трассы, 1s — спектр трассы после коррекции амплитуд, 2s — частотная характеристика фильтра воспроизведения, 3s—спектр профильтрованной трассы, 4s — спектр результата применения адаптивного вычитания.





▲ *Рис. 5. Анализ влияния выбора стабилизирующего коэффициента b на результаты адаптивного вычитания, Георадар ОКО–3, АБ-150.*

5) Умножение спектра трассы на частотную характеристику фильтра.

6) Обратное преобразование Фурье.

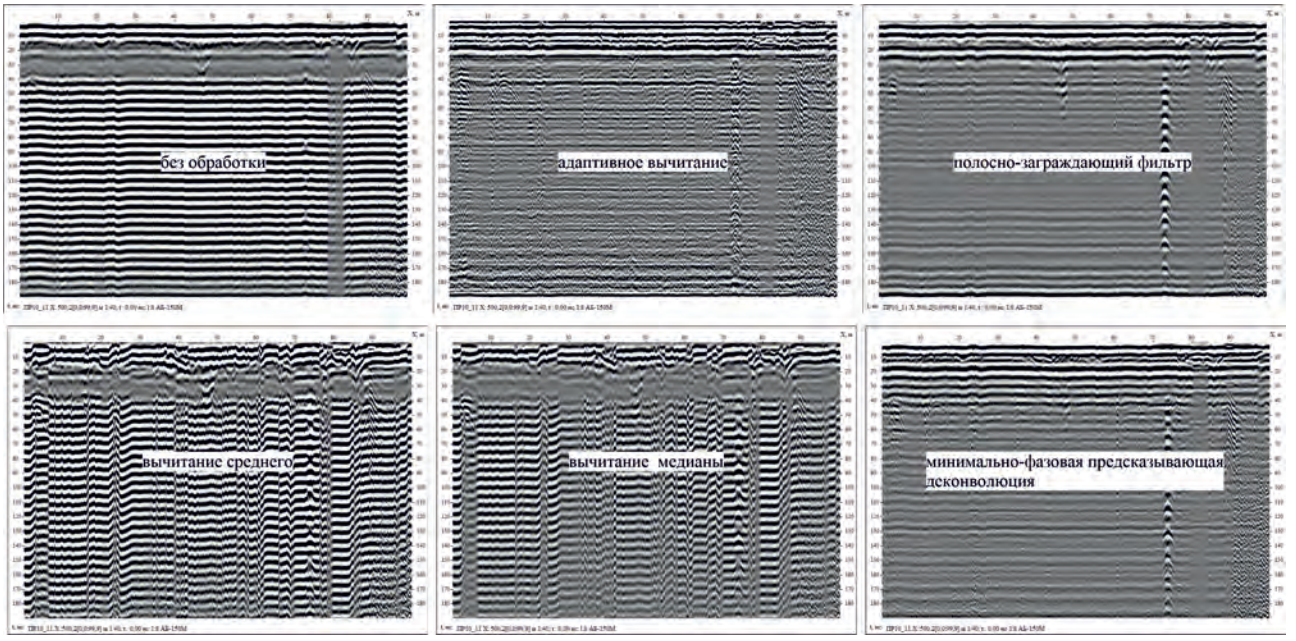
7) Вычитание из исходной трассы обработанной.

При реализации адаптивного вычитания обработчик подбирает только два параметра — показатель степенного закона усиления и стабилизирующий коэффициент фильтра. На рисунке 4 показано применение алгоритма адаптивного вычитания. В результате применения алгоритма звон был существенно подавлен, а спектр трассы расширился в область нижних и верхних частот, что характерно для обратной фильтрации [Романов, Иванов, 2024]. Отмечается хорошая согласованность спектра коррелируемой помехи и частотной характеристики фильтра воспроизведения.

Разработанный алгоритм включён в список процедур обработки ПО ERadarTool (автор Романов В.В.) [Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016613999, 2016] и опробован на данных георадиолокации и сейсморазведки. На рисунке 5 показаны результаты применения адаптивного вычитания к исходной “звенящей” радарограмме. С уменьшением стабилизирующего коэффициента степень подавления помех растёт, но одновременно увеличивается уровень белого шума, хуже выделяются полезные волны. Увеличение стабилизирующего коэффициента приводит к уменьшению уровня белого шума в обработанной радарограмме, но и коррелируемые помехи тоже подавляются хуже. Оптимальные значения коэффициента лежат в интервале 0,05–0,20 (5–20%).

Для оценки эффективности адаптивного вычитания помех радарограмма также была обработана другими способами, применяемыми для подавления коррелируемых помех и последующих полупериодов. При вычитании из радарограммы её моментных функции (среднего или медианы) [Адрианов, 2018], интенсивный “звон” подавлен не был. Результат, достигнутый при адаптивном вычитании, не был получен при применении полосно-заграждающего фильтра и деконволюции (Рисунок 6).

Благодаря общей волновой теории, а также способам обработки и представления результатов, алгоритм адаптивного вычитания удалось применить к данным наземной и скважинной сейсморазведки. На рисунке 7 показано, что адаптивное вычитание позволило существенно подавить фон кратных волн на несуммированных сейсмограммах МОВ–ОСТ и тем самым получить глубинный разрез с меньшим количеством мешающих артефактов и большим разрешением.

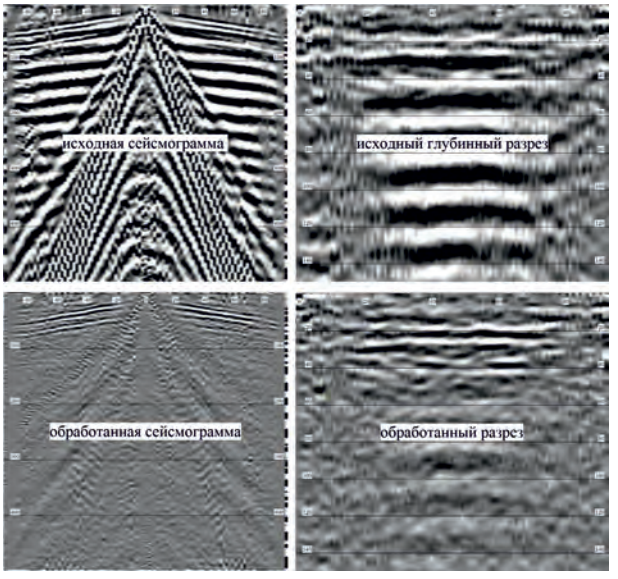


▲ *Рис. 6. Применение различных алгоритмов подавления и сокращения длительности коррелируемых помех, Георадар ОКО–3, АБ-150.*

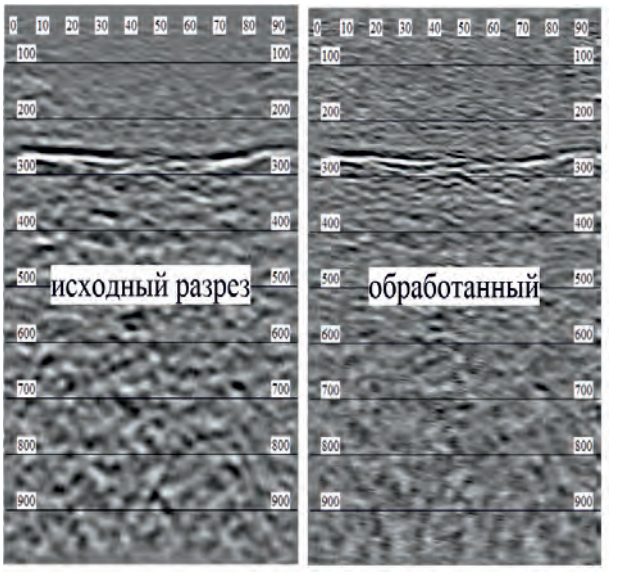
Данные сейсморазведки отличает больший уровень шума, нестабильность формы сигнала, а также присутствие на сейсмограммах множества волн с разными спектральными характеристиками. При использовании адаптивного вычитания сейсмических данных стабилизирующий коэффициент рекомендуется увеличить до 20–25 %, а при низкой амплитудной разрешённости исходных данных применять адаптивное вычитание к временным разрезам. На рисунке 8 продемонстрировано увеличение вертикального разрешения временного разреза и ослабление фона коррелируемых помех после адаптивного вычитания.

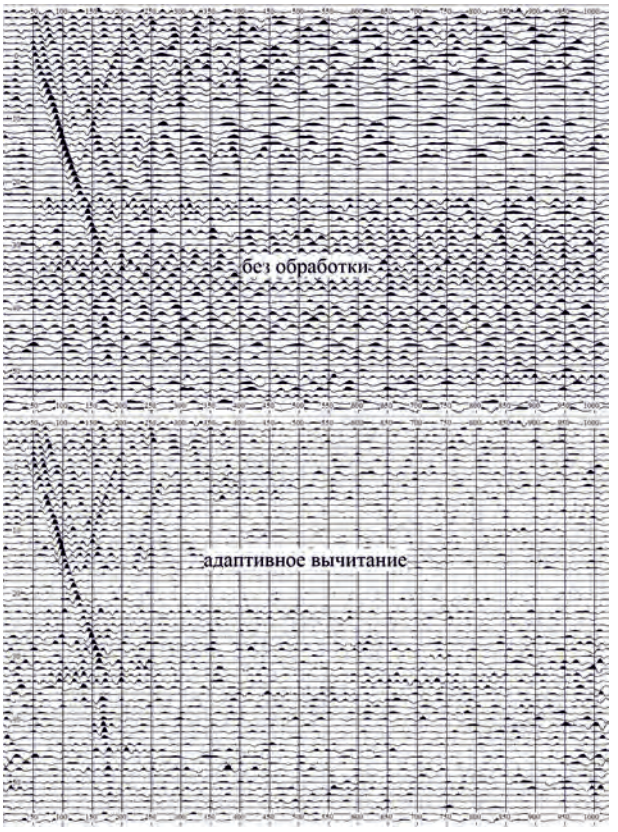
На сейсмограммах ВСП адаптивное вычитание позволило снизить уровень помех, вызванных неплотным прилеганием обсадной колонны к околоскважинному пространству (Рисунок 9) и получить вертикальные годографы прямой и нескольких отражённых волн.

▼ *Рис.7. Подавление кратных волн на сейсмограммах МОВ-ОГТ.*



▼ *Рис. 8. Адаптивное вычитание на примере обработки разреза МОВ–ОГТ.*





▲ *Рис. 9. Адаптивное вычитание на примере обработки сейсмограммы ВСП.*

Заключение

Разработанный и протестированный алгоритм адаптивного вычитания коррелируемых помех позволил эффективно снизить уровень “звона” на радарограммах, увеличить разрешающую способность георадилокации и инженерной сейсморазведки.

Для применения фильтра для обработки данных георадиолокации предварительно требует уменьшить уровень сигнала прямого прохождения. Большая эффективность адаптивного вычитания достигается в сочетании с другими видами фильтрации.

Список литературы

1. Андрианов, С. В. Контроль за закреплением заобделочного пространства методом георадиолокации на примере тоннелей метрополитена / С. В. Андрианов // Труды Международной геолого-геофизической конференции «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии», Москва, 05–08 февраля 2018 года. – Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2018. – С. 623-626. – EDN XMUBYD.

2. Ермаков А. П., Старовойтов А. В., Владов М. Л. Георадиолокационные исследования верхней части разреза при проектировании сейсмических работ в зимнее время //Технологии сейсморазведки. – 2012. – Т. 9. – №. 2. – С. 89-97.

3. Капустин, В. В. О возможности использования неоднородных электромагнитных волн для исследования фундаментных конструкций / В. В. Капустин, А. Ю. Хмельницкий, Д. В. Бакайкин // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2011. – № 1. – С. 52-55. – EDN NXQUED.

4. Георадиолокационные признаки областей с аномальными физическими свойствами / В. И. Колесников, В. А. Явна, В. Л. Шаповалов [и др.] // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2005. – № 3. – С. 124-128. – EDN JVXKPV.

5. Набатов В. В. Повышение эффективности георадиолокационного обследования конструкций тоннелей метрополитенов за счет уменьшения помехового влияния прямой волны // ГИАБ. 2014. №S1.

6. Романов, В. В. Опыт использования деконволюции в инженерной сейсморазведке / В. В. Романов, А. А. Иванов // Вестник РАЕН. – 2024. – Т. 24, № 1. – С. 20-24. – DOI 10.52531/1682-1696-2024-24-1-20-24. – EDN TTUQUU.

7. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2016613999 Российская Федерация. ERadarTool - программа обработки георадиолокации : № 2016611478 : заявл. 24.02.2016 : опубл. 12.04.2016 / В. В.

Романов. – EDN KSACLT.

8. Galagedara L. W., Parkin G. W., Redman J. D. An analysis of the ground-penetrating radar direct ground wave method for soil water content measurement //Hydrological processes. – 2003. – Т. 17. – №. 18. – С. 3615-3628.

9. Jeng Y. et al. Adaptive filtering of random noise in near-surface seismic and ground-penetrating radar data //Journal of Applied Geophysics. – 2009. – Т. 68. – №. 1. – С. 36-46.

S. Kadioglu and J. J. Daniels, "Different time gain and amplitude-color arranging for ground penetrating radar data: Applied samples," Proceedings of the XIII Internarional Conference on Ground Penetrating Radar, Lecce, Italy, 2010, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICGPR.2010.5550168

Подробнее об авторах



Романов
Виктор Валерьевич

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва,



Алтухов
Евгений Евгеньевич

доцент, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, г. Москва



Латышев
Кирилл Алексеевич

студент, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, г. Москва



Кауркин
Михаил Дмитриевич

Ведущий научный сотрудник лаборатории инженерной геофизики и сейсмического микрорайонирования Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, к.т.н., г. Москва

Разработка и практическая реализация алгоритма деблендинга с использованием SDK АЛЬТАИР-М

Литвачук А.В., Казанин Г.А., Казанина М.А.,
Шепелев А.А., Сафонов Д.А., АО «МАГЭ», г. Москва.

Аннотация. *Сейсморазведка 3D4C на шельфе обеспечивает существенный прирост информации о геологическом строении изучаемого объекта за счет реализации полноазимутальных наблюдений и регистрации обменного PS-поля, однако реализация подобных полевых работ все еще является достаточно дорогостоящей. Основной фактор ценообразования любых полевых работ – время их выполнения. Сегодня отрасль повсеместно развивается в направлении сокращения сроков производство работ, при этом требуется обеспечить достаточное для решения геологической задачи качество сейсмических данных. В последние десятилетия применение методики выполнения полевых сейсморазведочных работ на шельфе с использованием нескольких перекрывающихся источников (blended acquisition или simultaneous source acquisition) набрало существенную популярность ввиду неоспоримых экономических и технологических преимуществ. Работы с перекрытием источников разных частотных составов для буксируемой косы ранее уже успешно выполнялись в АО «МАГЭ» [1], однако на шельфе Российской Федерации примеров промышленного выполнения работ с наложением источников для случая 3D4C пока представлено не было. В первую очередь это вызвано отсутствием методической базы и алгоритмов специализированной обработки для таких съемок. В полевом сезоне 2022 г. АО «МАГЭ» реализовало опытно-методические работы 3D4C с одновременным возбуждением сейсмического сигнала двумя эквивалентными источниками – в статье показаны результаты обработки полученных данных с использованием собственных разработок Компании и отечественного программного комплекса для обработки сейсмических данных АЛЬТАИР-М.*

Ключевые слова: *deblending, деблендинг, АЛЬТАИР-М, 3D4C.*

Опытно-методические работы 3D4C с использованием нескольких перекрывающихся источников

В 2022 году силами АО «МАГЭ» были выполнены опытно-методические работы с использованием двух судов-источников - НИС «Николай Трубятчинский» и ИС «Вячеслав Тихонов». В качестве регистратора сейсмических данных выступали донные станции КРАБ, расположенные на морском дне по сети профилей 200х200 метров. Расстояние между линиями возбуждения составляло 300 м, между ПВ – 50 м (flip-flop 25 м). При синхронной работе суда-источники находились на расстоянии 4 км друг от друга, то есть выполняли проходы по ЛПВ на противоположных участках площади. Совместное возбуждение синхронизировалось таким образом, чтобы время прихода сигнала от НИС «Николай Трубятчинский» имело задержку от 3 до 5 секунд относительно сигнала с ИС «Вячеслава Тихонова». Синхронизация происходила по радиосвязи между навигаторами с обоих судов. Случайные временные задержки между срабатываниями источников не задавались и были обусловлены исключительно естественными факторами. После завершения совместного отстрела ИС «Вячеслав Тихонов» продолжил выполнение работ

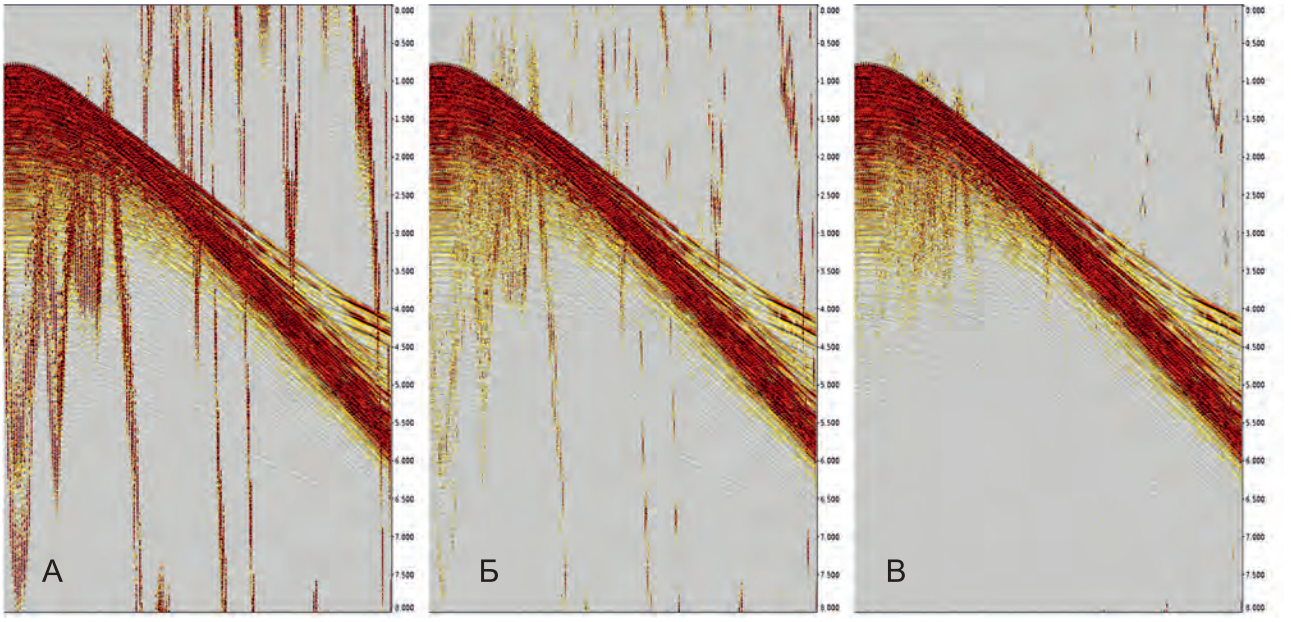
в режиме одиночного источника. Итоговый массив данных составил 36 линий ПВ, 24 из которых перекрывались совместным отстрелом. Общее количество ПВ для одного донного модуля за полный период работ составило 6176, из которых на 4172 имелся шум от второго перекрывающегося источника.

Разработка алгоритма

Задача подавления интерференции от второго источника является достаточно сложной – полоса частот сигналов идентична, а уровень энергии вторичного источника часто превалирует над амплитудами однократных отражений. На ранних этапах становления технологии для подавления интерференции использовались различные техники шумоподавления, например, фильтрацию с помощью медианных фильтров [2]. Одновременно с началом использования подобных подходов к обработке стало понятно, что их сложно считать оптимальными и для дальнейшего успешного внедрения съемок с несколькими источниками в производство требуется разработка специализированных алгоритмов для деблендинга. На сегодняшний день процедура деблендинга представлена в большинстве ведущих иностранных программных пакетов для обработки сейсмических данных и в камеральный период был предпринят ряд попыток выполнить разделение сигналов источников на данных рассматриваемых OMP с помощью коммерческого программного обеспечения. Все полученные результаты были признаны неоптимальными как в части степени подавления наложенных сигналов, так и ввиду утечки полезного сигнала (Рис. 1) – специализированные процедуры деблендинга подавляли незначительную часть энергии вторичного источника при генерации существенного уровня артефактов (Рис. 1б). Артефакты и остаточный фон помех не могли быть подавлены на последующих этапах обработки с удовлетворительным качеством (Рис. 1в).

Тем не менее, в мировой практике задача разделения источников принципиально решена и многократно реализована в рамках промышленных съемок OBN и не оптимальность доступных

▼ *Рис. 1. Пример реализации в иностранном ПО – а) исходные данные, б) деблендинг, в) деблендинг и медианная фильтрация.*



коммерческих решений стала причиной отказа от дальнейшего тестирования в рамках коммерческого ПО и перехода к разработке собственного алгоритма деблендинга.

Одна из основных групп методов основана на применении разреженной (sparse) инверсии для разделения сигнала от разных источников [3]. В качестве разреженного преобразования из всех доступных в сейсморазведке преобразований авторами было выбрано оконное 3D преобразование Фурье, преимуществом которого является достаточно простая параметризация и высокая производительность вычислений. Более того, на преобразование Фурье не влияет пространственный аляисинг данных, так как события, которые в области Фурье пространственно неоднозначны, остаются когерентными и разреженными и могут быть восстановлены инверсией. Разреженные преобразования стремятся сконцентрировать сигнал от отражений в одной точке, при этом шум от вторичных источников в области преобразования является некогерентным и не восстанавливается (моделируется) в процессе инверсии. Данный подход достаточно надежен и приводит к эффективному разделению полей при сохранении основного сигнала. Алгоритм был реализован с использованием языка программирования Python и апробирован как на модельных данных [4], так и на данных описанных выше опытно-методических работ. Дальнейшее внедрение в потоковую обработку потребовало оптимизации программного кода к условиям промышленной обработки для чего алгоритм был внедрен в уже существующее программное обеспечение - пакет АЛЬТАИР-М.

Внедрение алгоритма деблендинга ПО АЛЬТАИР-М

АЛЬТАИР-М – российский программный пакет для обработки сейсмических данных. ПО поддерживает работу с любыми типами морских и сухопутных сейсморазведочных данных и имеет полный набор функционала для обработки как во временной, так и глубинной областях [5], и, что особенно важно, предоставляет SDK (software development kit) для внедрения собственных наработок пользователей на ряде популярных языков программирования, в т.ч. Python (2.7 или 3.*). С помощью имеющегося инструментария пользователь может создать собственный интерфейсный модуль с возможностью работы в потрассном, групповом, поверхностно-согласованном и автономном (standalone) режимах. Есть возможность создания как скрипта с минимальной адаптацией (данные передаются/принимаются в виде массивов numpy, словарей Python; таблицы БД – загружаются и передаются в одном из стандартных форматов), так и скрипта с полным контролем над поведением модуля. Для коммерческого распространения разработанных модулей поддерживается проверка целостности, электронных подписей и шифрование исходных кодов. Имеющийся набор функций и подробная техническая документация позволили достаточно быстро внедрить сторонний программный код в среду АЛЬТАИР-М и перейти к работе с полным объемом сейсмических данных. Исходные данные (Рис. 2) представляют собой типичную сейсмическую запись (компонента H), полученную при одновременной работе двух источников – первичная сейсмограмма осложнена высокоамплитудными «помехами», перекрытие сигналов наблюдается во всем интервале записи, в

т.ч. – целевом. Как показано ранее, несмотря на квазислучайность импульсов от второго источника, качественное их подавление медианными фильтрами не представляется возможным, в то время как применение специального алгоритма деблендинга позволило практически полностью удалить влияние вторичного источника на сейсмическую запись (Рис. 3), при этом полезная часть сейсмической записи не затронута (Рис. 4).

Эффективность предложенного подхода наглядно иллюстрируется на примере сейсмического разреза ОСТ (Рис. 5).

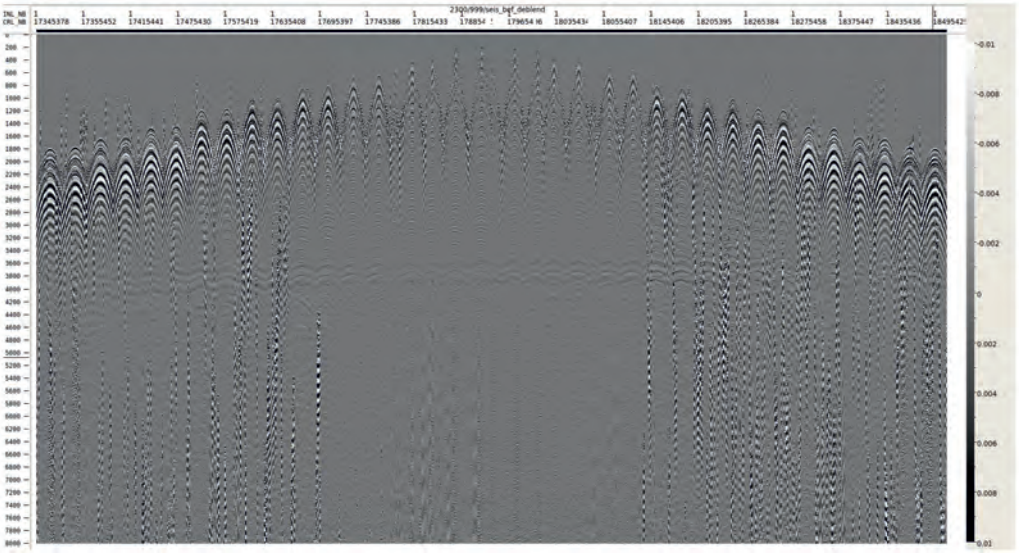


Рис. 2. Сейсмограмма ОПП, зарегистрированная в режиме смешивания источников.

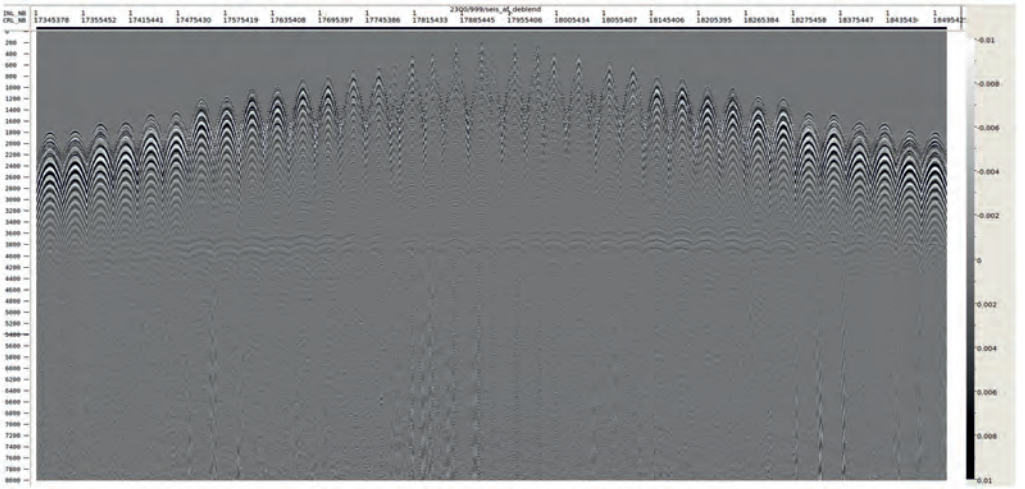


Рис. 3. Сейсмограмма ОПП после выполнения деблендинга .

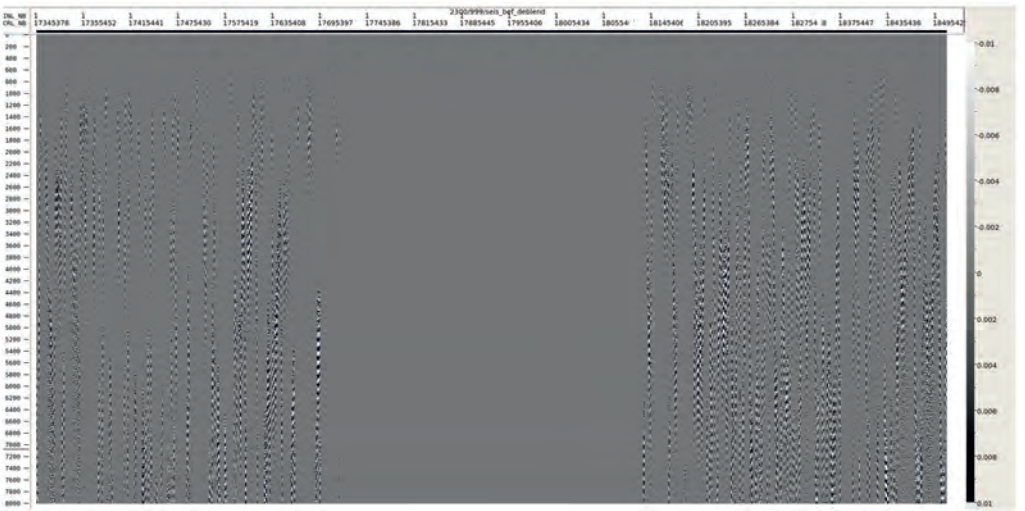
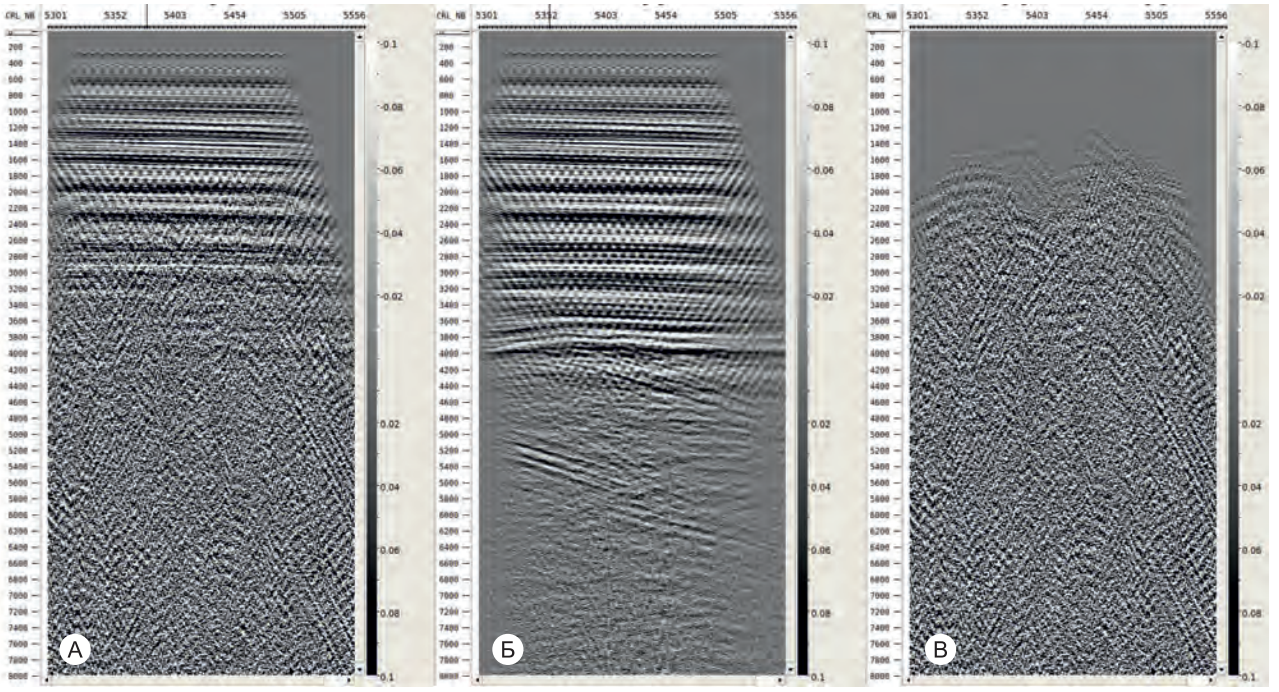


Рис. 4. Сейсмограмма ОПП. Разница «до»-«после» деблендинга .



▲ *Рис. 5. Разрез ОСТ. Результат деблендинга А) исходные данные, Б) после дебелндинга, В) разница.*

Результаты

Изложенная в статье последовательность работ является уникальным примером импортозамещения технологий в области морских геологоразведочных работ – впервые в РФ проведены полевые работы в режиме смешивания сигналов источников, регистрация велась с помощью отечественного донного модуля КРАБ, обработка – на основе собственных алгоритмов, внедренных в российский пакет обработки сейсмических данных АЛЬТАИР-М.

Таким образом, опробован и подготовлен к применению в производстве полный цикл процессов для существенной оптимизации съемок 3D4C, что, безусловно, скажется на дальнейшем внедрении многоволновой сейсморазведки в практику геологоразведочных работ на шельфе Российской Федерации. В результате комплекса выполненных работ определены и пути дальнейшего развития технологии как в части корректировки методики полевых наблюдений [6], так и для дальнейшего развития алгоритма деблендинга с целью повышения качества получаемых результатов.

Литература

1. Казанин А.Г., Литвачук А.В., Базилевич С.О., Сафонов Д.А. **О возможности одновременного проведения сейсморазведочных работ на шельфе с различными типами источников**, Приборы и системы разведочной геофизики. 2024. № 3 (82). С. 55-60.

2. Abma R., Foster M. S. **Simultaneous source seismic acquisition.** – Society of Exploration Geophysicists, 2020, 205 с.

3. Mahmoudian F. Curtis J., Meersman K. et al. **Deblending of simultaneous source data**. //Geoconvention conference and exhibition, extended abstracts – 2023 – С. 1 – 8

4. Казанин Г.А., Гайнанов В.Г., Литвачук А.В., Ткач В.С. **Разделение сигналов от перекрывающихся источников на примере синтетически смешанных данных морской сейсморазведки с**

донными станциями // Приборы и системы разведочной геофизики. № 4. 2024. С.72-81.

5. Казанин А.Г., Литвачук А.В., Сидоров Д.Н., Сутягин Н.В. **Российское программное обеспечение для обработки сейсморазведочных данных "АЛЬТАИР-М"**, Приборы и системы разведочной геофизики. 2024. № 3 (82). С. 23-28.

6. Казанин Г.А., Гайнанов В.Г., Базилевич С.О. **Влияние случайной задержки между возбуждением сигналов при перекрывающемся отстреле на характер наблюдаемого шума** // Приборы и системы разведочной геофизики. № 4. 2024. С.52-58





Применение гомоморфного алгоритма поверхностно-согласованной деконволюции при обработке сейсморазведочных данных и его сравненение со стандартными методами

- Матвеев Н.М., ООО «ПетроТрейс», г. Москва.
- Степанов П.Ю., МГУ имени М.В. Ломоносова, г. Москва.

Аннотация: На данный момент на практике наибольшее распространение получили алгоритмы деконволюции, основанные на подходе Винера-Левинсона. В то же время в литературе встречается большое количество описаний нестандартных техник, которые остаются за рамками применения в производстве, но сами по себе могут обладать значительным потенциалом. Настоящее исследование направлено на изучение процедуры гомоморфной деконволюции, а также на оценку ее практической применимости и эффективности в обработке сейсморазведочных данных. В рамках работы автором были разработаны и реализованы различные методы гомоморфной деконволюции. Алгоритмы были опробованы на реальном 2D наборе нефтегазовой наземной сейсморазведки, полученном в Западной Сибири: в качестве тестового, был выбран один конкретный профиль, который показался наиболее репрезентативным для демонстрации результатов. В этом контексте на базе одного из наиболее перспективных одноканальных кепстральных алгоритмов была разработана программа гомоморфной поверхностно-согласованной деконволюции как инструмент для решения реальных задач наземной сейсморазведки. Далее, были проведены его тестирование и сравнительный анализ с результатами работы поверхностно-согласованной деконволюции традиционными методами. Результаты, полученные при кепстральной реализации, с одной стороны, показывают сходство с общепринятыми методами, а с другой — обладают рядом преимуществ в случае отдельных гомоморфных модификаций.

Ключевые слова: Обратная фильтрация, гомоморфная деконволюция, кепстральный анализ, поверхностно-согласованная деконволюция.

Введение

Данная работа посвящена изучению процедуры гомоморфной деконволюции и ее практического применения при обработке сейсмических данных; является продолжением исследования, результаты которого представлены в работах [3 – 4]. В качестве материалов для анализа использовались набор данных нефтяной 2D-сейсморазведки, предоставленные компанией ООО «ПетроТрейс». Для проведения тестов деконволюции был выбран один конкретный профиль по Западной Сибири, показавшийся наиболее репрезентативным для демонстрации результатов.

Целью данной работы является разработка алгоритма гомоморфной поверхностно-согласованной деконволюции, его опробование и оценка практического применения при обработке реальных данных 2D сейсморазведки.

Для ее достижения были разработаны и реализованы в программном виде различные алгоритмы деконволюции в кепстральной области, в дальнейшем протестированные на реальных данных.

Оценка работоспособности и эффективности гомоморфных методов выполнялась путем их сравнения с традиционными подходами к деконволюции.

Теоретические основы кепстрального анализа

Оригинальное определение (энергетического) кепстра было предложено Б.П. Богертом и др. в статье 1963 г. как:

$$C_p(\tau) = |FT\{\ln|FT\{x(t)\}|^2\}|^2 \qquad (1)$$

Здесь $C_p(\tau)$ – энергетический кепстр, τ – *кьюфренси,* независимая переменная в кепстральной области, имеющая единицы измерения времени, FT – прямое преобразование Фурье, $x(t)$ – функция сигнала [7].

В дальнейшем было введено понятие *комплексного кепстра,* определяемое следующим образом:

$$C_c(\tau) = IFT\{\ln FT\{x(t)\}\} = IFT\{\ln\{A(f)e^{j\varphi(f)}\}\} = \\ = IFT\{\ln\big(A(f)\big) + j\varphi(f)\} \qquad (2)$$

Здесь IFT – обратное преобразование Фурье, $\varphi(f)$ – фазовый спектр функции сигнала.

Также была выведена формула для *действительного кепстра,* получаемая из равенства (2) путём исключения слагаемого, включающего фазовый спектр сигнала:

$$C_r(\tau) = IFT\{\ln|FT\{x(t)\}|\} = IFT\{\ln\big(A(f)\big)\} \qquad (3)$$

Все представленные выше формулы кепстрального анализа полностью основаны на теории Фурье, поэтому также обладают свойством обратимости. Тем не менее, только комплексный кепстр позволяет *«вернуться» в исходную область (где была определена сигнальная функция) с сохранением фазовой информации сигнала.* Именно по этой причине его практическое использование оказывается наиболее предпочтительным при обработке сейсмических данных. Следовательно, далее требуется подробно рассмотреть *некоторые ключевые свойства комплексного кепстра* [15 – 18].

Свойство 1. Комплексный кепстр свертки двух (и более) сигналов есть сумма их комплексных кепстров:

$$x(t) = f(t) * g(t) \leftrightarrow C_{cx}(\tau) = C_{cf}(\tau) + C_{cg}(\tau) \qquad (4)$$

Свойство 2. Комплексный кепстр действительной последовательности также является действительным.

Свойство 3. Свойства комплексных кепстров минимально- и максимально-фазовых последовательностей:

1) Если $x(t)$ – *минимально-фазовая* последовательность, то ее комплексный кепстр $C_{cx}(\tau)$ – *каузальная* последовательность.

2) Если $x(t)$ – *максимально-фазовая* последовательность, то ее комплексный кепстр $C_{cx}(\tau)$ – *антикаузальная* последовательность.

Свойство 4. Связь действительного и комплексного кепстров действительной минимально-фазовой последовательности.

$$C_{cx}(\tau) = \begin{cases} 0, \tau < 0 \\ C_{rx}(\tau), \tau = 0 \\ 2C_{rx}(\tau), \tau > 0 \end{cases} \qquad (5)$$

Свойство 5. Комплексный кепстр сигнала, спектр которого является плавным, имеет тенденцию концентрироваться вблизи малых абсолютных значений кьюфренси.

Свойство 6. Комплексный кепстр периодической функции (последовательности) есть периодическая функция (последовательность) с тем же периодом.

Гомоморфная фильтрация (liftering)

В 1965 г. А.В. Оппенгейм предложил обобщение принципа суперпозиции на определенный класс нелинейных систем, то есть гомоморфных систем, для которых линейная фильтрация в обычном представлении не имела бы смысла.

В исследованиях было установлено,

что любая гомоморфная система (фильтр) допускает каноническое представление в виде каскада из трех подсистем (рис. 1). Первая подсистема $D_*[\ ]$ представляет собой обратимый нелинейный характеристический оператор (систему), преобразующий неаддитивную комбинационную операцию, такую как свертка, в обычное сложение. Вторая подсистема $L[\ ]$ это линейная система, подчиняющаяся принципу аддитивной суперпозиции, а третья $D_*^{-1}[\ ]$ является обратной по отношению к первой нелинейной системе. Таким образом, для сигналов, объединенных операцией свертки, гомоморфная система фильтрации (деконволюции) сначала преобразует свертку в сложение, затем выполняет линейную обработку (сохраняя сложение) и, наконец, переводит сложение обратно в свертку. Ключевая идея такого канонического представления гомоморфных систем заключается в том, что линейная подсистема $L[\ ]$ обеспечивает гибкость при проектировании и реализации требуемого гомоморфного фильтра («lifter»). [1,5,8–14,19–21].

Кепстральный анализ на примере 1D модели среды

Первоначальные кепстральные оценки проводились на элементарной синтетической трассе для заданного 1D скоростного и плотностного распределения и импульса источника с помощью языка MATLAB.

Для целей моделирования был выбран *импульс Берлаге* (рис. 2), задаваемый формулой:

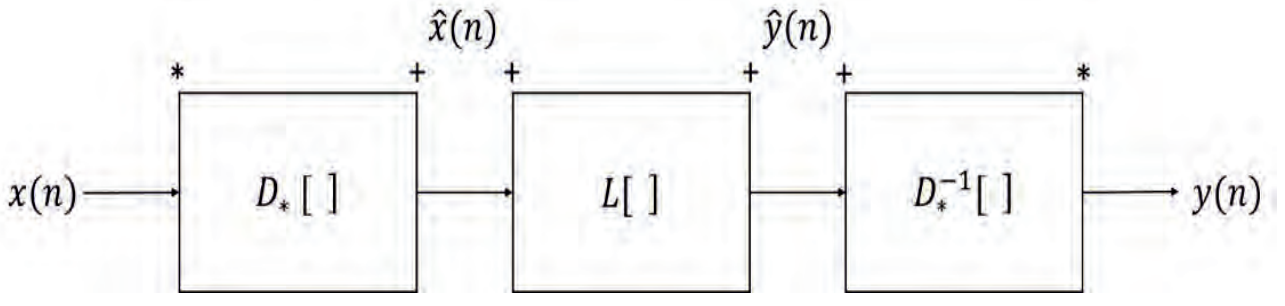
$$w(t) = t^n \exp(-bt)\sin(2\pi f_0 t) \qquad (6)$$

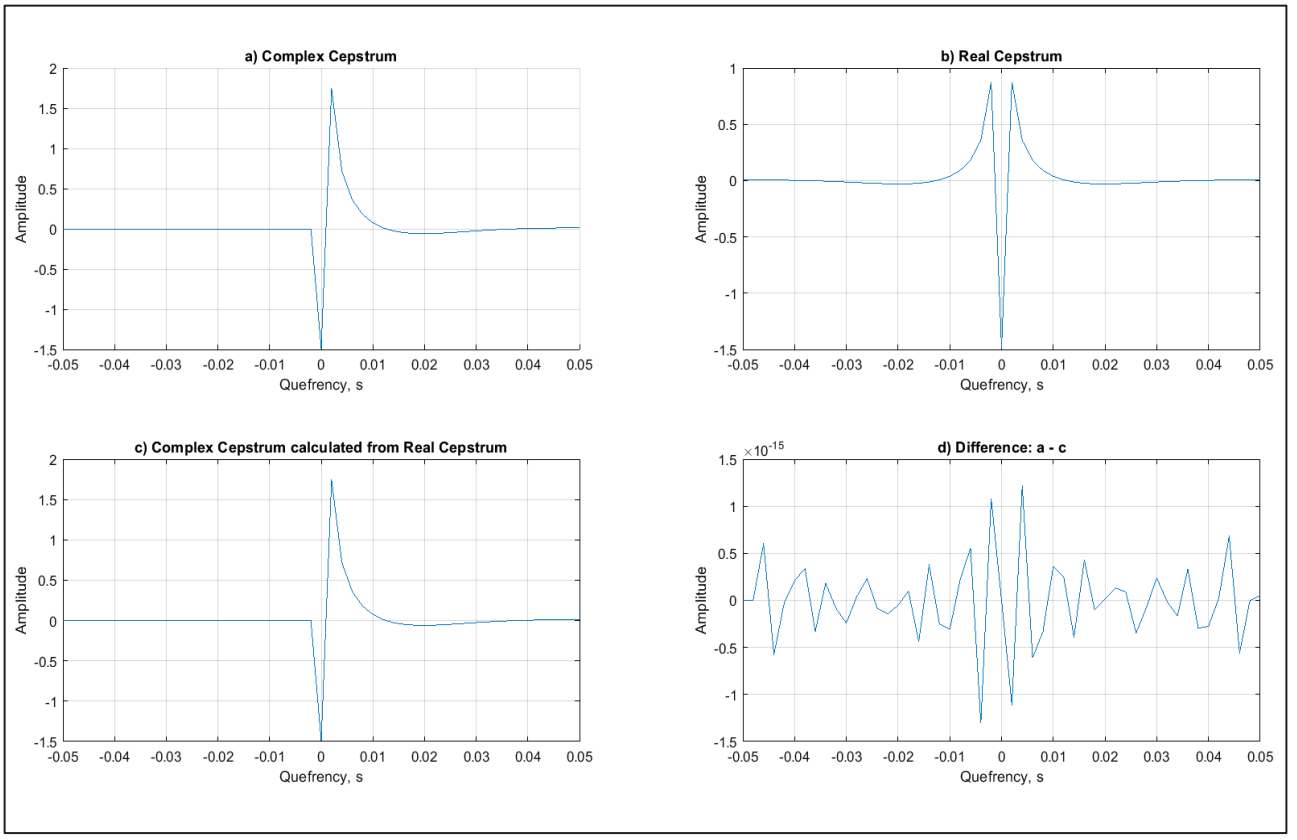
Здесь f_0 – несущая частота сигнала, n, b – дополнительные коэффициенты, определяющие вид огибающей импульса и его затухание, соответственно. [6]

После задания импульса была построена упрощенная модель среды, включающая 10 слоев. На данном этапе исследования модель не соотносилась с какими-либо конкретными геологическими условиями. Расчет импульсной характеристики среды выполнен для случая нормального падения плоской продольной волны на границу пласта.

Анализ действительного кепстра итоговой трассы (рис. 3c) позволяет точно идентифицировать временной участок вблизи начала координат, где доминирует влияние импульса. Это свидетельствует о том, *что структура действительного кепстра трассы делает его более перспективным для непосредственной оценки амплитудных характеристик источника по сравнению с комплексным кепстром (рис. 3b). Вопрос определения фазовых характеристик сигнатуры остается открытым, поскольку действительный кепстр не содержит фазовой информации. В связи с этим необходимо делать допущение о фазе импульса и на его основе вычислять комплексный*

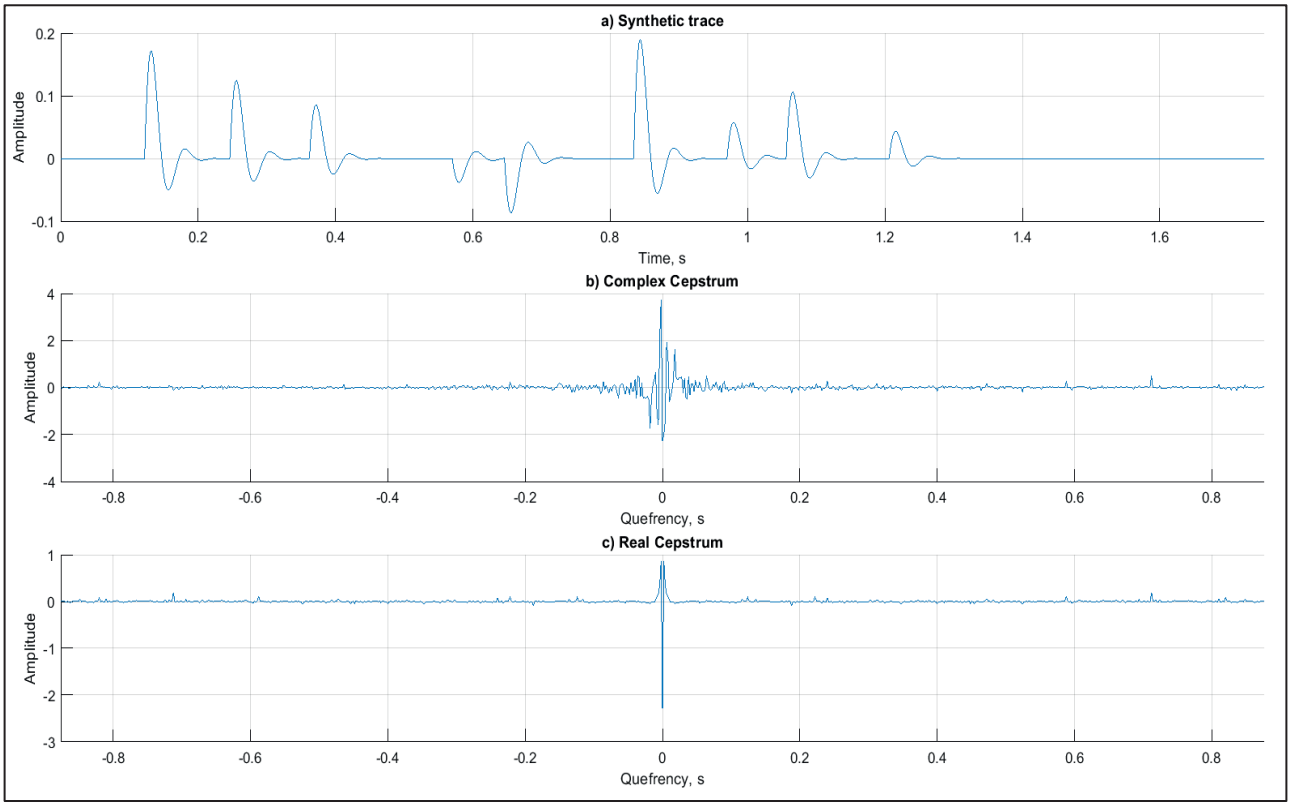
▼ *Рис. 1. Каноническое представление гомоморфной системы для свертки.*





▲ *Рис. 2. Кепстры входного минимально-фазового импульса: комплексный кепстр (a), действительный кепстр (b), комплексный кепстр, вычисленный на основании действительного кепстра (c), разница между a и c (d).*

▼ *Рис. 3. Синтетическая сейсмическая трасса (a) и соответствующие ей комплексный (b) и действительный (c) кепстры.*



кепстр по действительному. Следует подчеркнуть, что именно комплексный кепстр обеспечивает однозначное восстановление временной последовательности.

Одноканальные алгоритмы гомоморфной деконволюции

Ввиду разнообразия подходов к выполнению гомоморфной деконволюции и отсутствия стандартизированной оптимальной методики первоначально были разработаны и опробованы одноканальные алгоритмы в кепстральной области. Эталоном эффективности их работы было принято сходство с результатами деконволюции сжатия.

Автором были разработаны и протестированы следующие гомоморфные алгоритмы: *метод кепстральной оценки и извлечения сигнатуры источника и метод с аналогичной оценкой, но с извлечением импульса с помощью винеровской фильтрации.* Предполагается, что оценка сигнатуры в кепстральной области оказывается более точной, чем статистическая оценка по винеровскому подходу.

Оценка сигнатуры источника по действительному кепстру и ее извлечение в кепстральной области. Представленный алгоритм гомоморфной деконволюции базируется на вычислении комплексного кепстра сигнатуры источника (с последующим его вычитанием из комплексного кепстра трассы) на основе действительного кепстра трассы. Как упоминалось ранее, для реконструкции комплексного кепстра импульса по его действительному кепстру необходимо сделать предположение о фазовой характеристике сигнала. В данном случае использовалась минимально-фазовая сигнатура с применением **свойства 4.** Конкретная последовательность операций включает следующие этапы:

1. По действительному кепстру трассы определить диапазон времен, на который основное влияние оказывает сигнатура источника, то есть выбрать временное окно анализа. Логично выбирать симметричное относительно начала координат окно, так как действительный кепстр (действительной последовательности) является четным.
2. Обнулить действительный кепстр за пределами этого окна и считать результирующую последовательность действительным кепстром входного импульса.
3. **По свойству 4** вычислить оценку комплексного кепстра источника по полученному в п.2 действительному кепстру.
4. Рассчитать комплексный кепстр трассы и вычесть из него оценку комплексного кепстра источника.

Результат разности из п.4 преобразовать из кепстральной области во временную.

Основным параметром алгоритма является *размер окна анализа,* который иначе можно назвать *длиной оператора деконволюции в кепстральной области.* В случае минимально-фазового импульса размер окна анализа будет в 2 раза больше длины оператора. [20]

Оценка сигнатуры источника по действительному кепстру и ее извлечение во временной области с помощью обратного фильтра Винера. Предлагаемая методика представляет собой синтез гомоморфной обработки и деконволюции сжатия. Аналогично описанному ранее подходу, оценка импульсной характеристики выполняется по действительному кепстру трассы. Затем восстановленный комплексный

кепстр источника трансформируется во временную область и извлекается посредством применения обратного фильтра Винера.

Данный метод потенциально может объединить достоинства обоих подходов: возможно, более точную оценку импульса в кепстральной области и соответствие критерию оптимальности Винера. Следует подчеркнуть, что применение винеровского подхода требует соблюдения стандартных предположений, характерных для процедуры деконволюции.

Тестирование одноканальных алгоритмов гомоморфной деконволюции на примере реальных сейсмических данных 2D

Сейсморазведочные работы проводились в пределах лицензионной площади, находящейся в Шаимском нефтегазоносном районе ХМАО. Геологический разрез площади включает породы доюрского фундамента, а также юрские, меловые и палеоген-четвертичные отложения осадочного чехла. Главными продуктивными комплексами в данном районе служат средне-верхнеюрский и доюрский. [2]

Сейсмическая съемка выполнена методом общей глубинной точки (МОВ-ОГТ) с номинальной кратностью 40 при использовании 320-канальной системы наблюдений и в диапазоне удалений от 6 до 1994 м. В качестве источников сейсмических волн применялись взрывы. Шаг между пунктами возбуждения составлял 50 м, между пунктами приема – 12.5 м. Регистрация данных велась с длиной записи 4 с и шагом дискретизации 2 мс.

Прежде чем перейти непосредственно к тестированию алгоритмов деконволюции, проводился кепстральный анализ по сейсмограммам в сортировке ОПВ для определения длины оператора. Предполагается, что задействованный сейсмический набор характеризуется минимально-фазовой сигнатурой. По результатам тестов был взят фильтр длительностью 90 мс.

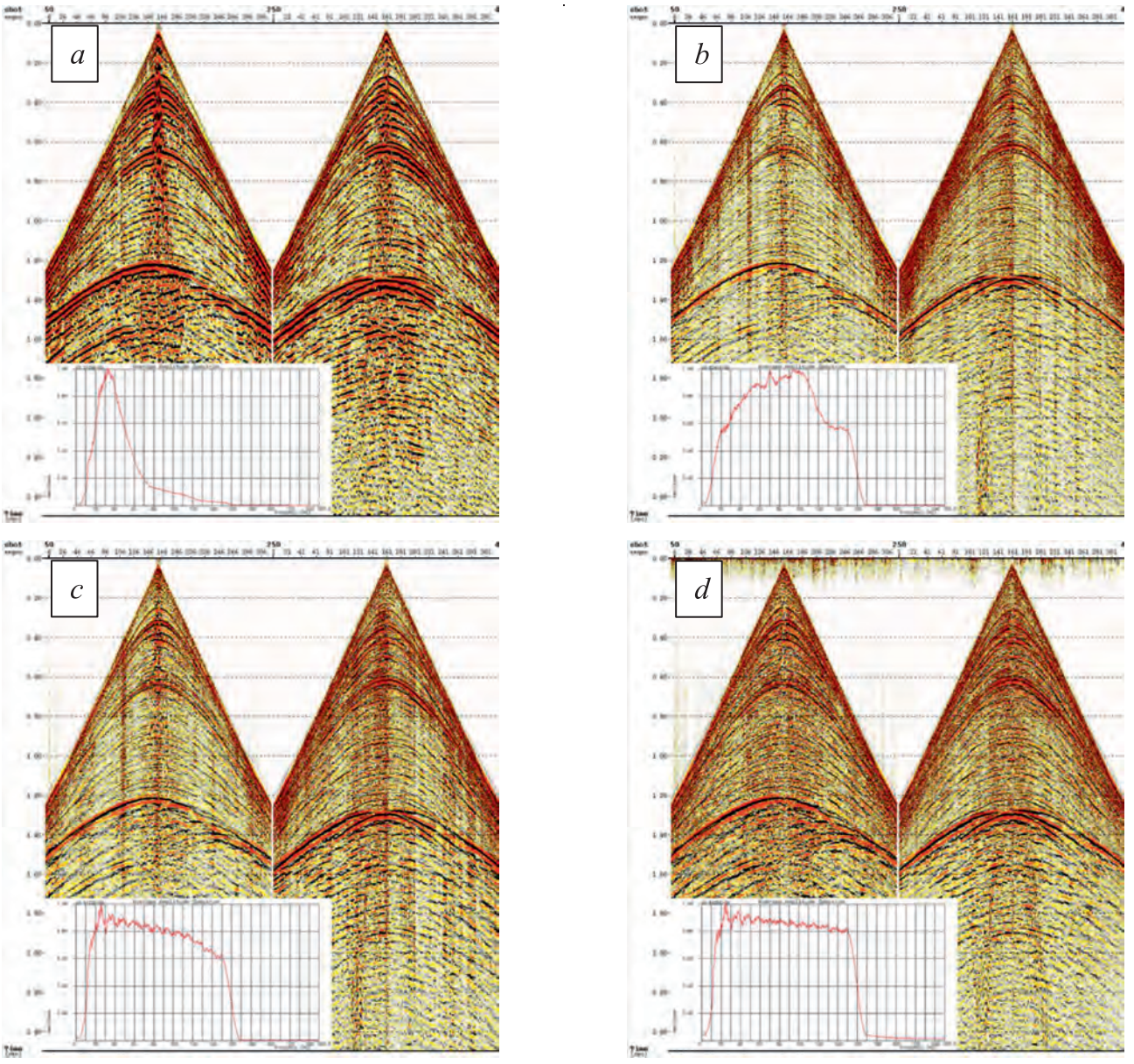
Для деконволюции сжатия были выбраны следующие параметры: длина оператора *(n)* – 180 мс, окно расчета АКФ *(W)* – от мьютинга первых вступлений до 2000 (на ближних удалениях) – 2200 мс (на дальних удалениях), уровень белого шума *(ε)* – 0.1%. Параметры винеровской фильтрации в комбинированном подходе выбирались аналогичными.

В целом все рассмотренные реализации обеспечивают кондиционные итоговые результаты и близость в функционировании. Данные, обработанные *методом кепстральной оценки сигнатуры источника и ее извлечения с помощью винеровской фильтрации,* сопоставимы и схожи с работой деконволюции сжатия (рис. 4b,c, 6, 7).

При анализе результатов *гомоморфной деконволюции, основанной на кепстральной оценке и извлечении сигнатуры источника* (рис. 4d, 8), уместно подчеркнуть соответствующие отличия от деконволюции сжатия (рис. 4b, 6):

- Появление помех в области от 0 до 200 мс и ослабление шумовой составляющей вблизи зоны первых вступлений на сейсмограммах.
- Лучшее выравнивание амплитудных спектров по сейсмограммам, менее действенное – на частотах выше 60 Гц по разрезам.
- Значительное пространственное выравнивание по амплитудам итоговых ансамблей (Матвеев и др., 2024; Матвеев, Степанов, 2024).

Учитывая описанные особенности полностью кепстрального алгоритма и



▲ *Рис. 4. Сейсмограммы ОПВ и соответствующие им амплитудные спектры: до деконволюции (a), после деконволюции сжатия Винера (b), после гомоморфной деконволюции по методу кепстральной оценки сигнатуры источника и ее извлечения с помощью винеровской фильтрации (c), после гомоморфной деконволюции по методу кепстральной оценки и извлечения сигнатуры источника (d).*

его взаимосвязь с винеровским подходом, можно предположить, что более широкое внедрение данного метода в практику обработки позволит объективно оценить его реальные преимущества. Особого внимания заслуживает аспект амплитудной балансировки: с одной стороны, он может быть аналогичен процедуре поверхностного согласования (что создает определенную параллель с поверхностно-согласованной деконволюцией), с другой стороны, существует риск возникновения динамических искажений данных.

Сравнение результатов поверхностно-согласованных алгоритмов деконволюции: стандартной, робастной (медианной) и гомоморфной.

Одноканальные алгоритмы гомомор-

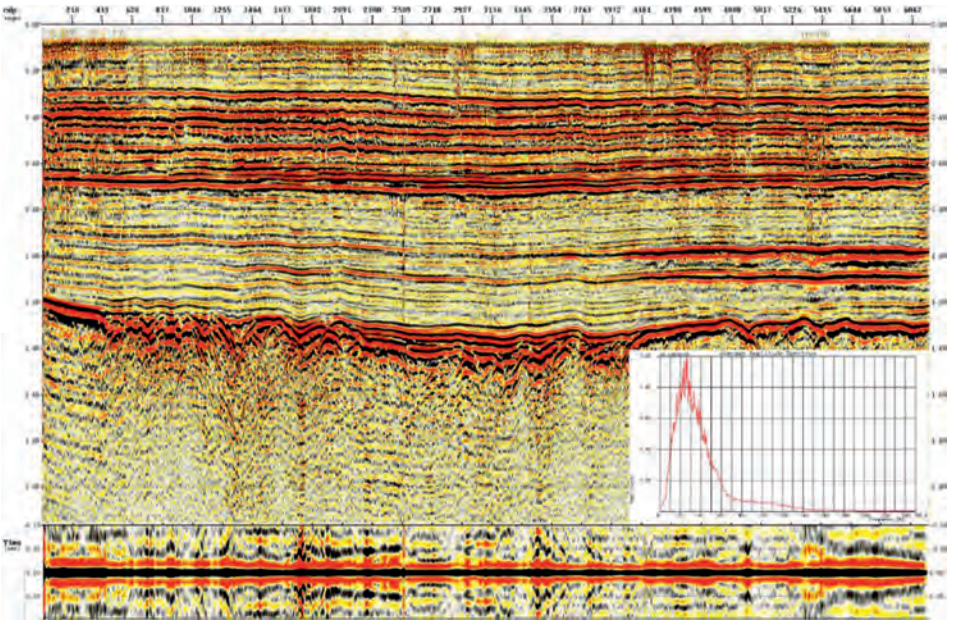


Рис. 5.
Временной разрез, соответствующие ему амплитудный спектр и АКФ до деконволюции.

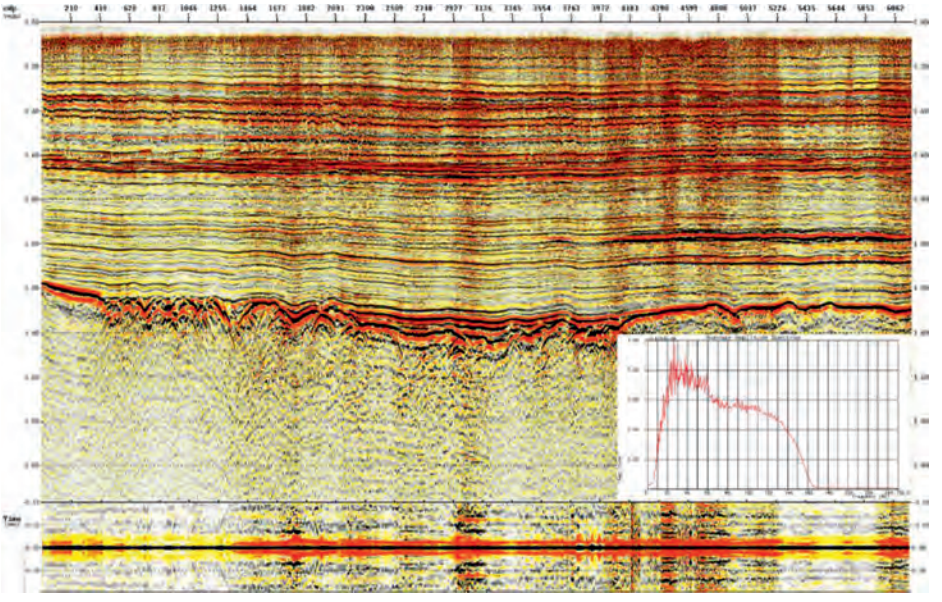


Рис. 6.
Временной разрез, соответствующие ему амплитудный спектр и АКФ после деконволюции сжатия Винера.

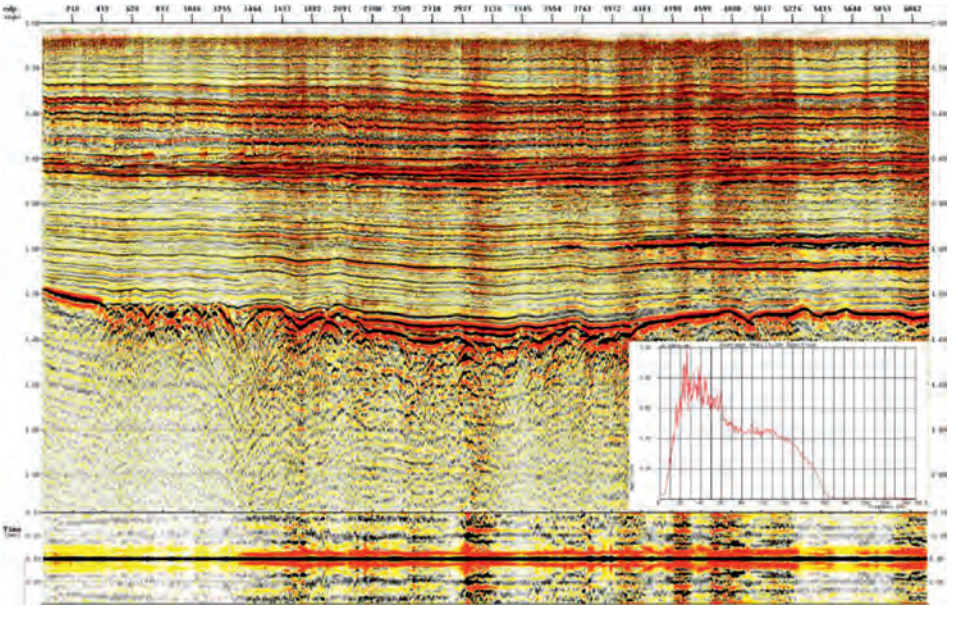


Рис. 7.
Временной разрез, соответствующие ему амплитудный спектр и АКФ после гомоморфной деконволюции по методу кепстральной оценки сигнатуры источника и ее извлечения с помощью винеровской фильтрации.

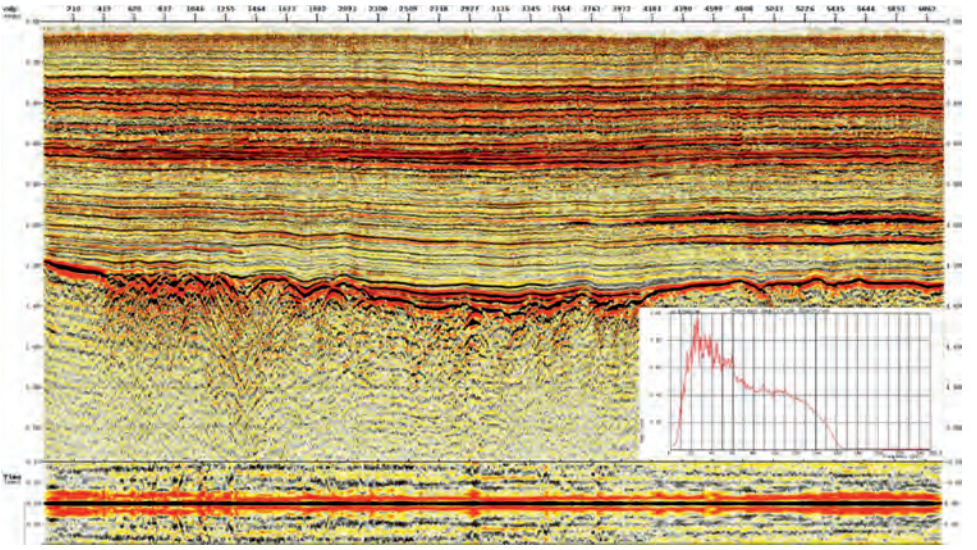


Рис. 8. Временной разрез, соответствующие ему амплитудный спектр и АКФ после гомоморфной деконволюции по методу кепстральной оценки и извлечения сигнатуры источника.

фной деконволюции демонстрируют свою эффективность наравне со стандартными методами. Наибольшим потенциалом обладает *метод кепстральной оценки и извлечения сигнатуры источника.* В связи с этим на его базе был разработан *поверхностно-согласованный гомоморфный алгоритм* как метод деконволюции для решения реальных задач наземной сейсморазведки. Далее, были проведены его тестирование на реальных сейсмических данных 2D по Западной Сибири и сравнительный анализ с результатами работы поверхностно-согласованной деконволюции стандартным (минимизация ошибок решения при декомпозиции осуществляется по норме L2, метод наименьших квадратов) и робастным (медианным) (минимизация ошибок решения при декомпозиции – по норме L1, итеративный медианный алгоритм – аналог метода наименьших модулей) методами.

Алгоритм поверхностно-согласованной гомоморфной деконволюции:

1. По действительному кепстру трассы определить диапазон кьюфренси, на который основное влияние оказывает сигнатура источника, то есть выбрать временное окно анализа (*n* отсчетов)

2. Логично выбирать симметричное относительно начала координат окно, так как действительный кепстр (действительной последовательности) является четным.

3. Сформировать переопределенные СЛАУ относительно действительных кепстров трасс и поверхностно-согласованных компонент (источника, приемника, ОГТ). Количество СЛАУ соответствует $n/2+1$ отсчет для четных n и $(n-1)/2+1$отсчет для нечетных n.

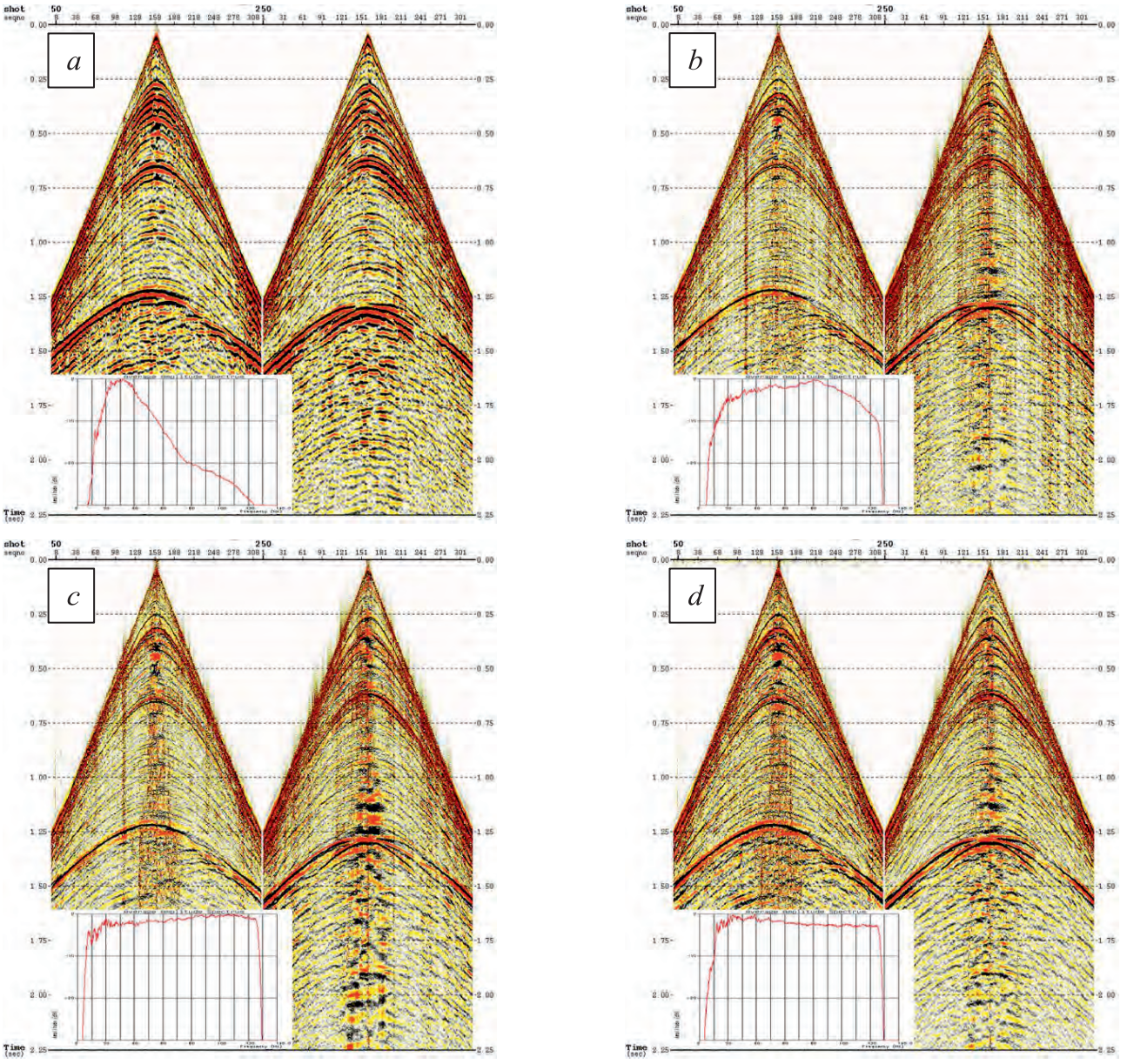
4. Решить СЛАУ. В данной реализации использован метод наименьших квадратов.

5. **По свойству 4** комплексного кепстра вычислить оценки комплексных кепстров всех компонент по полученным в п.3 действительным кепстрам.

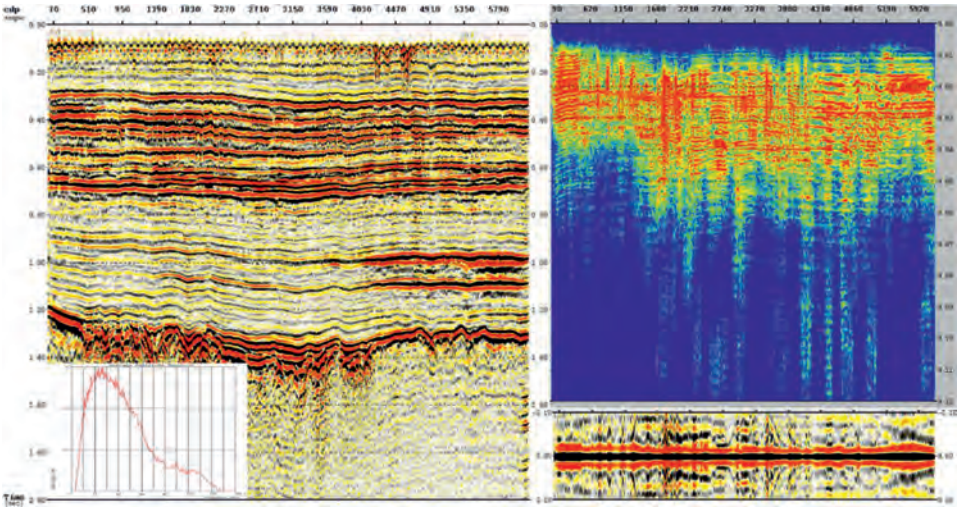
6. Рассчитать комплексные кепстры трасс и вычесть из них соответствующие оценки комплексных кепстров компонент.

7. Результат разности из п.5 преобразовать из кепстральной области во временную.

Результаты *стандартного* (рис. 9b, 11) и *робастного* (рис. 9c, 12) *поверхностно-согласованных* методов схожи. Однако данные после второго алгоритма имеют более равномерные спектральные характеристики, меньшую зашум-



▲ *Рис. 9. Сейсмограммы ОПВ до деконволюции (a), после поверхностно-согласованной деконволюции: стандартным (b), робастным (медианным) (c) и гомоморфным (d) методами.*



◀ *Рис. 10. Временной разрез, соответствующие ему амплитудный спектр, FX-секция и АКФ до деконволюции.*

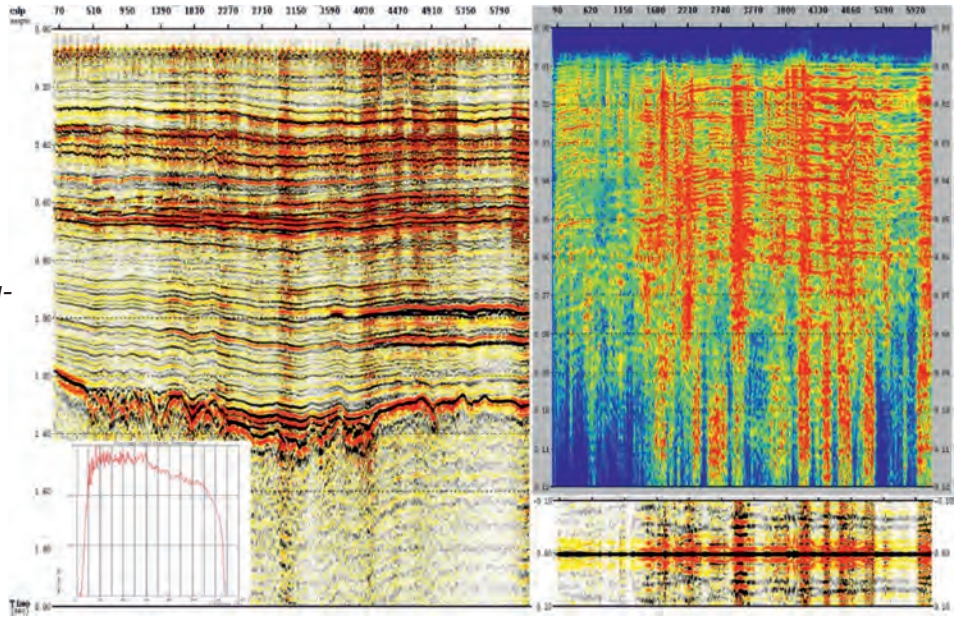


Рис. 11. Временной разрез, соответствующие ему амплитудный спектр, FX-секция и АКФ после поверхностно-согласованной деконволюции стандартным методом.

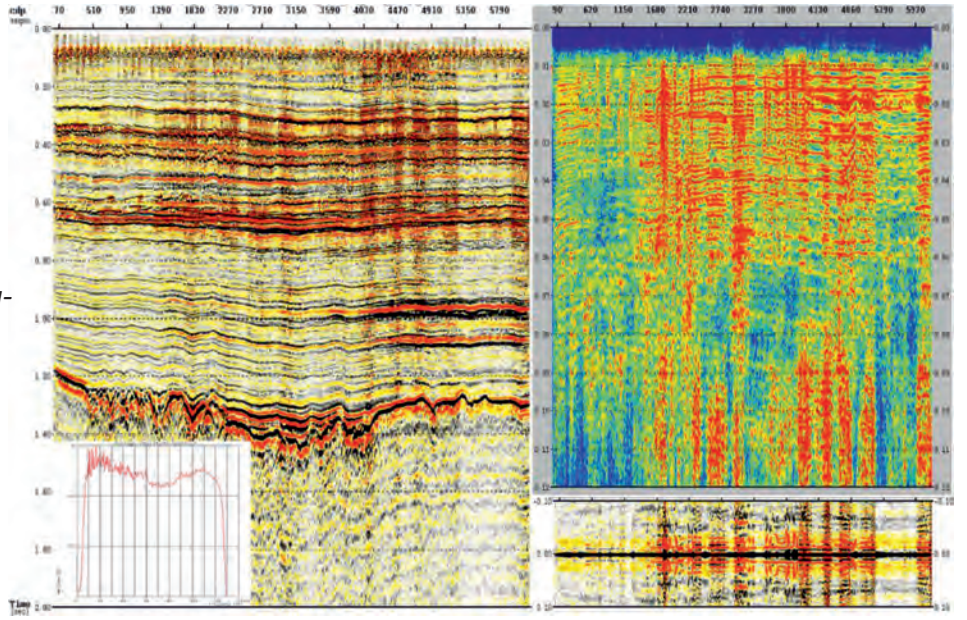


Рис. 12. Временной разрез, соответствующие ему амплитудный спектр, FX-секция и АКФ после поверхностно-согласованной деконволюции робастным (медианным) методом.

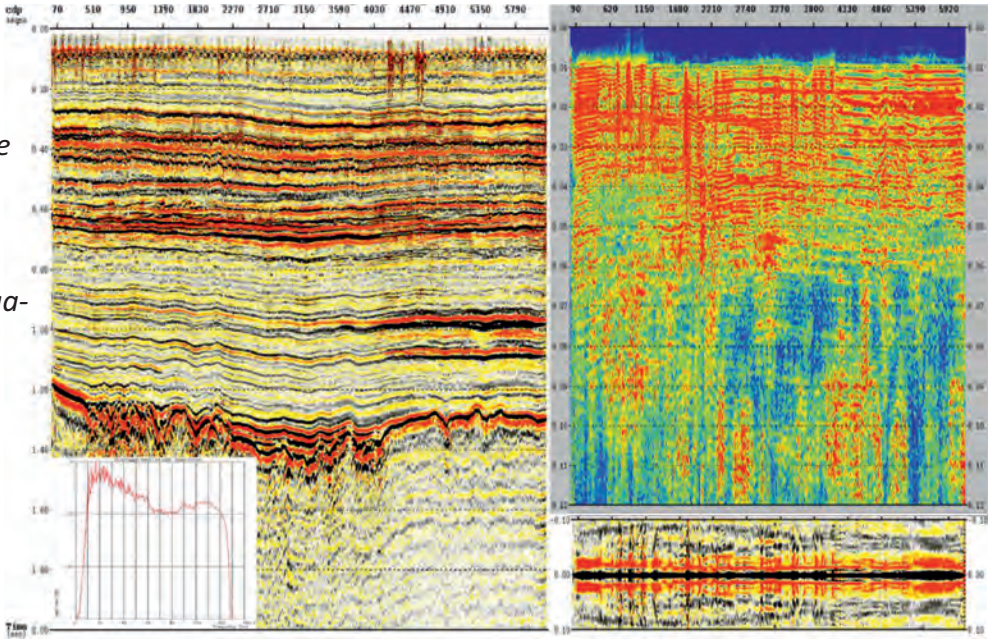


Рис. 13. Временной разрез, соответствующие ему амплитудный спектр, FX-секция и АКФ после поверхностно-согласованной деконволюции гомоморфным методом.

ленность и лучшее латеральное распределение амплитуд.

В свою очередь, *гомоморфный поверхностно-согласованный метод* (рис. 9d, 13) демонстрирует близость в функционировании с робастным методом. При этом первый обладает рядом преимуществ: не происходит переусиления высоких частот, ослабляются шумы и в значительной степени улучшается пространственное распределение амплитуд.

Заключение

В ходе работы автором были самостоятельно разработаны и запрограммированы все представленные кепстральные реализации, в том числе поверхностно-согласованная. Несмотря на вычислительные особенности кепстральных преобразований, предложенные гомоморфные алгоритмы оказались сопоставимы со стандартными подходами, при этом для первых выделяется ряд преимуществ. В свою очередь, метод поверхностно-согласованной кепстральной деконволюции способствует значительно лучшему выравниванию амплитуд по латерали по сравнению с общепринятыми алгоритмами.

В дальнейшем предполагается оценка влияния различных помех и поверхностных условий на стабильность поверхностно-согласованной реализации, более широкое тестирование гомоморфных алгоритмов в производственных масштабах, внедрение робастности в кепстральные подходы.

Благодарности

Авторы выражают благодарность за важные замечания и неоценимую помощь в подготовке статьи сотрудникам компании ООО «ПетроТрейс»: Александру Королеву и Алексею Шевченко.

Литература

1. Борисенко Ю.Д., Калайдина Г.В. Обратная фильтрация исходных сейсмических записей на основе кепстрального анализа. Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки, № 6, 2010. 106 – 110 с.

2. Габриэлянц Г.А., Дикенштейн Г.Х., Капустин И.Н. и др. Региональная геология нефтегазоносных территорий СССР. Под ред. Г. А. Габриэлянца; Всесоюз. н.-и. геол.-развед. нефт. ин-т. - М.: Недра, 1991. 281,[2] с.

3. Матвеев Н.М., Степанов П.Ю., Королев Д.А. Применение гомоморфной деконволюции при обработке сейсмических съемок с различными источниками. Геофизика. №1. 2024. 15 – 23 с.

4. Матвеев Н.М., Степанов П.Ю. Применение кепстрального анализа и гомоморфной деконволюции при обработке нуль-фазовых сейсмических данных. Гелиогеофизические исследования. Том 43. 2024. 46 – 55 с.

5. Митрофанов Г.М. Гомоморфная фильтрация и слепая деконволюция. Технологии сейсморазведки, №1, 2015. 46-56 с.

6. Рабинович Е.В. и др. Модель сейсмического импульса, возникающего при гидравлическом разрыве пласта. Математические структуры и моделирование, №. 4 (32), 2014. 105 – 111 с.

7. Bogert B.P., Healy M.J.R., Tukey J.W. The Quefrency Alanysis of Time Series for Echoes: Cepstrum, Pseudo-Autocovariance, Cross-Cepstrum and Saphe Cracking. In Proceedings of the Symposium on Time Series Analysis. John Wiley & Sons, 1963. 209 – 243 p.

8. Nicolas P. Deconvolution by Homomorphic and Wiener filtering. SACLANT UNDERSEA RESEARCH CENTRE LA SPEZIA (ITALY), 1988. 127 p.

9. Oppenheim A.V. Generalized super-

position. Inf. Control., 11(5/6), 1967. 528 – 536 p.

10. Oppenheim A.V., Kopec G.E., Tribolet J.M. Signal Analysis by Homomorphic Prediction. IEEE Transactions on Acoustics, Speech, and Signal Processing, Volume 24, № 4, 1976. 327 – 332 p.

11. Oppenheim A.V. and Schafer R.W. From Frequency to Quefrency: A History of the Cepstrum. IEEE Signal Processing Magazine, Volume 21, № 5, 2004. 95 – 106 p.

12. Oppenheim A.V., Tribolet J.M. Application of homomorphic filtering to seismic data processing. Applied Time Series Analysis I. Academic Press, 1978. 261 – 286 p.

13. Otis R.M., Smith R.B. Homomorphic deconvolution by log spectral averaging. Geophysics (1977) 42 (6): 1146–1157 p.

14. Peardon L.G., Evans R.H. Homomorphic Deconvolution Applied to VSP Data. SEG Technical Program Expanded Abstracts 1991. Society of Exploration Geophysicists, 1991. 1331 – 1334 p.

15. Randall R.B. A history of cepstrum analysis and its application to mechanical problems. Mechanical Systems and Signal Processing, Volume 97, 2017. 3 – 19 p.

16. Randall R.B. Cepstrum Analysis and Gearbox Fault Diagnosis. Technical Report 13-150. Brüel & Kjær Technical Review, 1981. 21 p.

17. Randall R.B., Antoni J., Smith W.A. A survey of the application of the cepstrum to structural modal analysis. Mechanical Systems and Signal Processing, Volume 118, 2019. 716 – 741 p.

18. Stakenborg M.J.L. On the use of cepstrum analysis in gearbox monitoring. Afstudeerverslag ter afronding van de studie tot werktuigbouwkundig ingenieur, 1984. 100 p.

19. Tribolet J.M., Oppenheim A.V. Deconvolution of Seismic Data using Homomorphic Filtering. Massachusetts Inst. of Tech. Cambridge Research Lab. of Electronics, 1977. 9 p.

20. Ulrych T.J. Application of homomorphic deconvolution to seismology. Geophysics, Volume 36, № 4, 1971. 650 – 660 p.

21. Ulrych T.J., Jensen O.G., Ellis R.M., Somerville P. Homomorphic deconvolution of some teleseismic events. Bulletin of the Seismological Society of America 62(5), 1972. 1269 – 1281 p.

Подробнее об авторах



Матвеев
Никита Михайлович
Окончил МГУ имени М.В. Ломоносова в 2022 г. В настоящее время аспирант кафедры сейсмометрии и геоакустики. Старший геофизик отдела временной обработки компании ООО «ПетроТрейс». Область научных интересов – устойчивость работы алгоритмов деконволюции, кепстральный анализ, гомоморфная фильтрация.



Степанов Павел Юрьевич
Окончил МГУ имени М.В. Ломоносова в 1996 г., к. ф.-м. н. Доцент, заместитель заведующего кафедрой сейсмометрии и геоакустики, заместитель декана по учебной работе в МГУ имени М.В. Ломоносова. Область научных интересов – теория распространения сейсмических волн в сложнопостроенных неоднородных анизотропных средах, сейсмические исследования верхней части разреза. Автор 23 научных публикаций.

Некоторые алгоритмы подавления регулярных волн в инженерной сейсморазведке.

- Романов В.В., РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва.
- Латышев К.А., РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, г. Москва.
- Кауркин М.Д., Андреев Д.О., Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва.

Аннотация: Статья посвящена анализу коррелируемой помеховой компоненты записей инженерной сейсморазведки и адаптивным стохастическим алгоритмам её подавления.

Ключевые слова: инженерная сейсморазведка, адаптивная фильтрация.

Введение

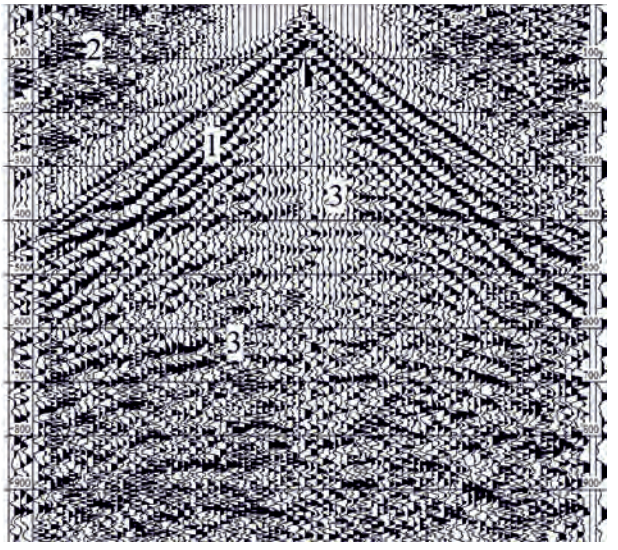
При выполнении инженерной сейсморазведки полезные волны прослеживаются на фоне интенсивных регулярных и случайных помех. Если случайные помехи(шум) подавляются путём накопления и вычитания реализаций при препроцессинге, то регулярные волны–помехи удаётся ослабить только на стадии основной обработки. Среди них — поверхностные и кратные волны, преломлённые и обменные волны, боковые волны от сторонних источников, волны-спутники самого разнообразного генезиса [Романов и др., 2015]. Все они наблюдаются на сейсмограммах инженерной сейсморазведки, степень их подавления — одна их главных составляющих качества получаемых сейсмических разрезов. Возможность эффективного ослабления помех определяется как амплитудной разрешённостью исходных сейсмограмм (отношением сигнал/помеха), так и различием полезных и мешающих волн по спектральному составу и скорости. В работе рассмотрен опыт реализации в ПО SeisShall[Романов, 2016] некоторых, наиболее эффективных алгоритмов, применяемых для подавления регулярных волн на сейсмограммах.

Неоптимальная фильтрация

До обработки уровень мешающих регулярных волн и шума достаточно велик, полезные волны на их фоне прослеживаются неустойчиво. На рисунке 1 приведена сейсмограмма МОВ–ОСТ, где представлены основные виды помех, затрудняющих выделение полезных отражений [Белоусов, Сергеев, 2015]. Если их уровень останется высоким до суммирования, то итоговые разрезы будут содержать большое количество ложных аномалий(артефактов) — локальных и протяжённых [Санфиров и др., 2019].

Для подавления регулярных помех применяется алгоритмы, которые основаны на изменении спектра сейсмической записи, то есть фильтрации. Определению количественных спектрально–частотных характеристик полезных и

▼ *Рис. 1. Структура типичной сейсмограммы в инженерной сейсморазведке.*
1 — поверхностные волны, 2 — шум,
3 – полезные отражения.



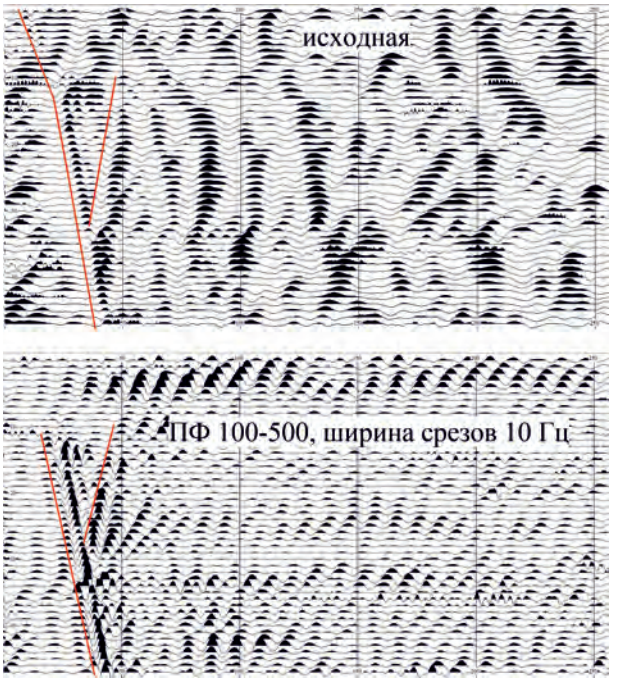
мешающих волн, знание которых необходимо для выбора и проектирования фильтров, мешает принципиальная невозможность выделить составляющие волнового поля “в чистом виде”. Спектры компонент сейсмограмм перекрываются, поэтому идеального единственного решения у задачи фильтрации нет.

В самом простом случае тип и частотную характеристику фильтра обработчик выбирает вручную, ориентируясь на спектры трасс сейсмограммы и анализируя результат обработки.

Это одноканальные цифровые фильтры верхних и нижних частот, полосовые и полосно–заграждающие фильтры с нулевой фазово-частотной характеристикой. Так как формирование частотной характеристики происходит до начала фильтрации и не учитывает изменение спектров сигнала и помехи, все эти фильтры относятся к категории неоптимальных. Наиболее востребованным алгоритмом в этом классе фильтров является полосовая фильтрация. Эта устойчивая процедура, входящая в стандартный граф обработки данных сейсморазведки. Но зачастую для существенного подавления регулярных помех её недостаточно.

На рисунке 2 показана сейсмограмма ВСП после полосовой фильтрации (90–100–500–510 Гц), коррелируемые низкочастотные помехи в области первых и последующих вступлений были существенно ослаблены, но увеличилась длина импульса полезных волн, а интервале глубин 0–10 м была ослаблена прямая волна.

Пример показывает, что в условиях, когда форма сигнала полезных волн и помех значительно меняется в пределах сейсмической записи, использование фильтров с постоянной частотной характеристикой неэффективно.



▲ *Рис. 2. Подавление коррелируемых волн и шума на сейсмограмме ВСП. Линиями выделены вертикальные годографы прямой и отражённых волн.*

Оптимальная фильтрация

Если спектры или корреляционные функции сигналов известны (детерминистский подход) или найдены по сейсмограммам (стохастический подход), то частотная характеристика фильтра определяется автоматически, подстраиваясь под изменение свойств компонент сейсмического поля. Для создания характеристик формулируются критерии, с точки зрения которых фильтр будет оптимальным. Алгоритмы, в которых характеристика не выбирается обработчиком, а вычисляется по оценкам спектров сигнала и помехи, называются оптимальными (адаптивными) фильтрами. Востребованны стохастические алгоритмы, когда спектр сигнала оценивается по автокорреляционным функциям трасс сейсмограмм, а помеха считается некоррелируемым шумом.

Наиболее употребимым в обработке данных инженерной сейсморазведки является минимально-фазовая предсказывающая деконволюция [Ярославцев,

Жикин, 2012], одна из разновидностей обратной стохастической фильтрации. Критерием оптимальности для обратной фильтрации служит минимальное отклонение обработанных сигналов от дельта-импульса(Кронекера), фактически обратная фильтрация реализует уменьшение длины импульсов волн. Она основывается на минимально-фазовой модели сигнала, что позволяет вычислить оператор фильтра только по матрице АКФ сейсмической трассы. Из исходного сигнала вычитаются отсчёты, предсказанные на целое количество шагов дискретизации вперёд — интервал предсказания. Оценка АКФ выполняется по отдельным трассам, по осреднённой трассе сейсмограммы или её части[Романов и др.,2022]. В обработке данных МОВ-ОГТ деконволюция применяется как к сейсмограммам до суммирования (Рисунок 3) и временным разрезам (Рисунок 4). Так как в результате суммирования доминируют полезные отражённые волны, предпочтительней выполнять обратную фильтрацию именно разрезов. Использование обратной фильтрации позволяет увеличить ширину полосы спектра полезных волн и повысить вертикальное разрешение сейсмограмм и разрезов, уменьшить протяжённость колебаний боковых волн. Отрицательный эффект деконволюции заключается в возрастании уровня белого шума, поэтому после неё дополнительно выполняется полосовая фильтрация. Для повышения помехоустойчивости деконволюции задаётся стабилизирующий коэффициент, с ростом которого падает доля шума в результате обработки, но уменьшается и полезный эффект фильтрации. Оптимальные значения стабилизирующего коэффициента — 10–20 %.

Большее развитие получили алгоритмы адаптивного вычитания помех, основанные на вычислении разности исходного поля и оценки его мешающей аддитивной компоненты [Денисов, 2020]. Прогноз помеховой составляющей основывается на результате статистической обработки исходных сейсмограмм или моделирования. Среди них — вычитание среднего или медианы сейсмограммы, кратных волн, вычитание скоростей. В известной мере к адаптивному вычитанию относится и предсказывающая деконволюция.

Алгоритм вычитания плоских волн с постоянными кажущимися скоростями

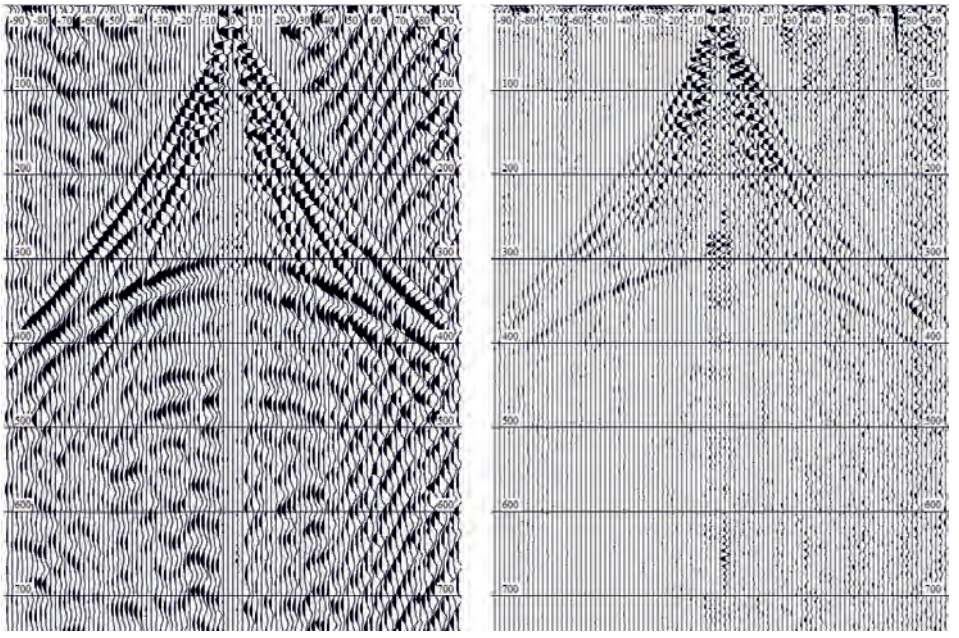
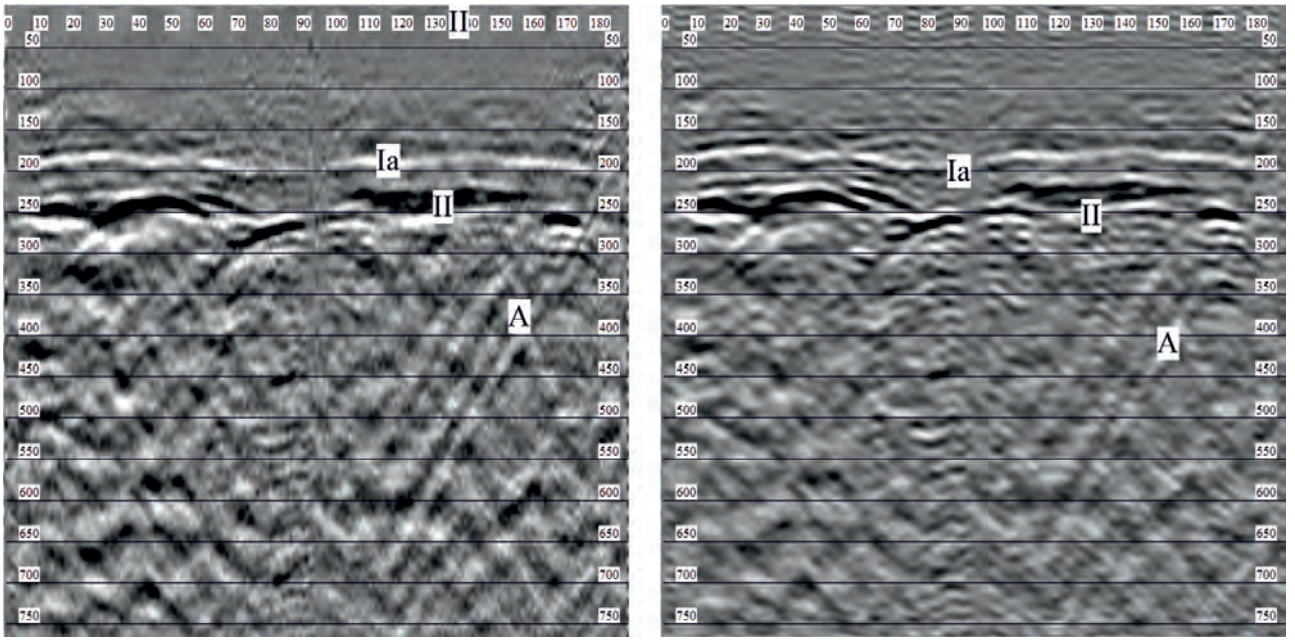


Рис. 3. Применение деконволюции к суперсейсмограмме. Слева — исходная сейсмограмма, справа — после обратной фильтрации. Длина оператора фильтра 120 мс, интервал предсказания 1 мс, стабилизирующий коэффициент 15 %.

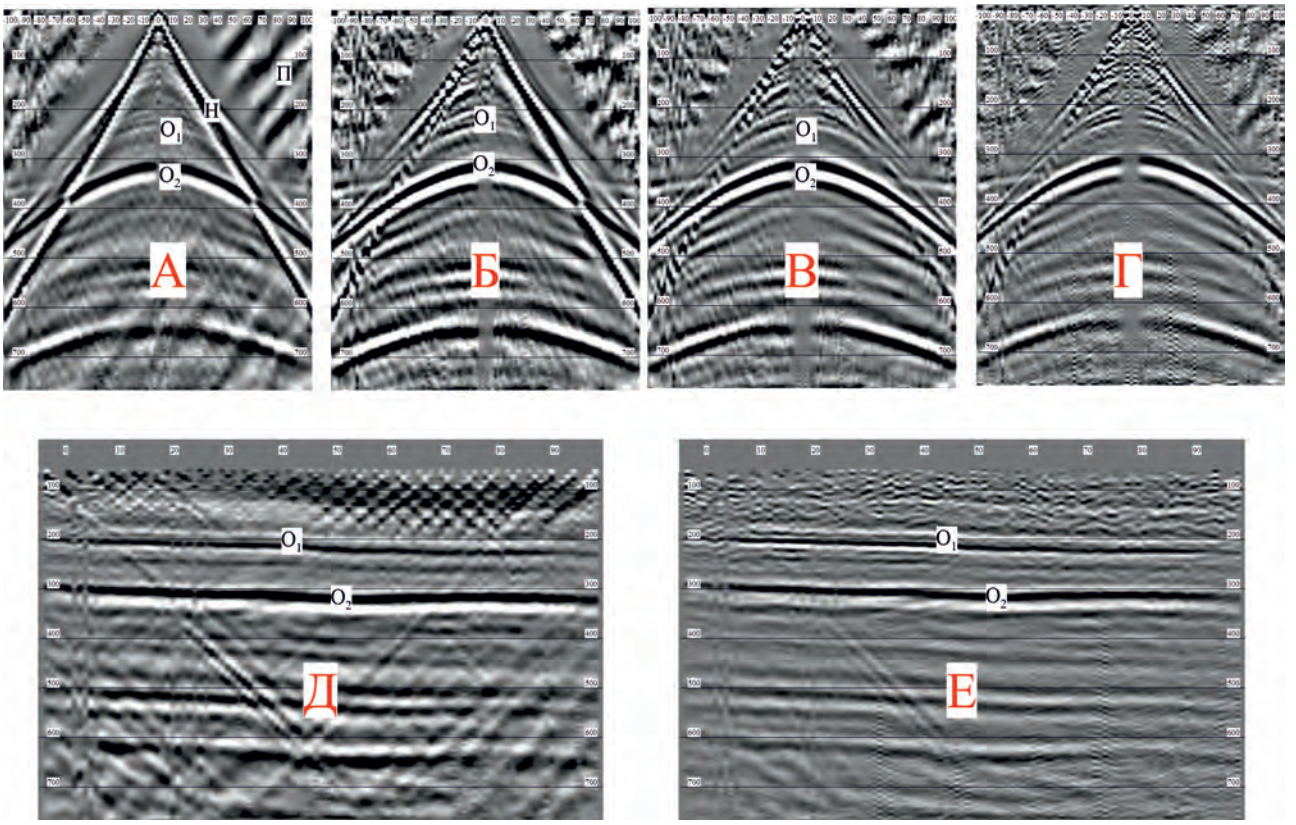


▲ *Рис. 4. Увеличение разрешения временного разреза МОВ–ОСТ после применения деконволюции. Слева — исходный разрез, справа — после обратной фильтрации, Ia, II — отражающие горизонты, А -артефакты обработки, Длина оператора фильтра 120 мс, интервал предсказания 1 мс, стабилизирующий коэффициент 15%.*

является простейшей разновидностью F-K фильтрации. Он основан на направленном суммировании отсчётов сейсмограммы в пределах скользящего окна по семейству прямых линий, наклон которых определяется скоростями подавляемых волн Vmin–Vmax. После расчёта суммотрассы она вычитается из центральной трассы окна. Если вместо вычитания заменить центральную трассу окна суммо-трассой, то фильтр будет выделять волны в выбранном диапазоне скоростей. Такой подход применяется для повышения когерентности временных разрезов. Вычитание плоских волн позволяет подавить колебания поверхностных волн, боковые (левые и правые) волны от сторонних источников, разделить поле нисходящих и восходящих волн в ВСП, уменьшить влияние артефактов обработки на разрезы.

Основную трудность в прослеживании волн, наблюдаемых в последующих вступлениях (в первую очередь — отражённых), представляет цуг поверхностных волн. На записях, полученной схемой наблюдений Z-Z это псевдорэлеевские волны, схемой Y–Y — волны Лява. Так как волны Лява не образуются при высокоскоростном приповерхностном слое[Романов, Рахматуллин, 2014], они не фиксируются, если сейсморазведочные работы проводятся с сезонно-мёрзлого слоя или твёрдого техногенного покрытия [Романов, Шнеерсон, 2018]. Волны Рэлея наблюдаются на записях продольных волн независимо от типа скоростного разреза. Оба типа волн характеризуются дисперсией скорости, низкими скоростями и центральным частотами.

Вычитание плоских волн до суммирования позволяет подавить колебания поверхностных волн, особенно при небольшой дисперсии фазовой скорости, а также уменьшить уровень боковых волн. Выделение отражённых волн также осложняется влиянием волн, отражённых от малоглубинных границ. Их практически прямолинейные группы колебаний могут пересекать оси синфаз-



▲ *Рис. 5. Совместное использования вычитания плоских волн и предсказывающей деконволюции. Н — отражение от неглубокой границы, П — правые боковые волны, О1,2 — полезные отражённые волны, А— исходная суперсейсмограмма, Б—после вычитания правых боковых волн, В— после вычитания волны, отражённой от неглубокой границы, Г — после минимально-фазовой предсказывающей деконволюции, Д — разрез, построенный по сейсмограмме А, Е — разрез по сейсмограмме Г.*

ности отражений от более глубоких горизонтов и мешать их прослеживанию, подобно поверхностным волнам.

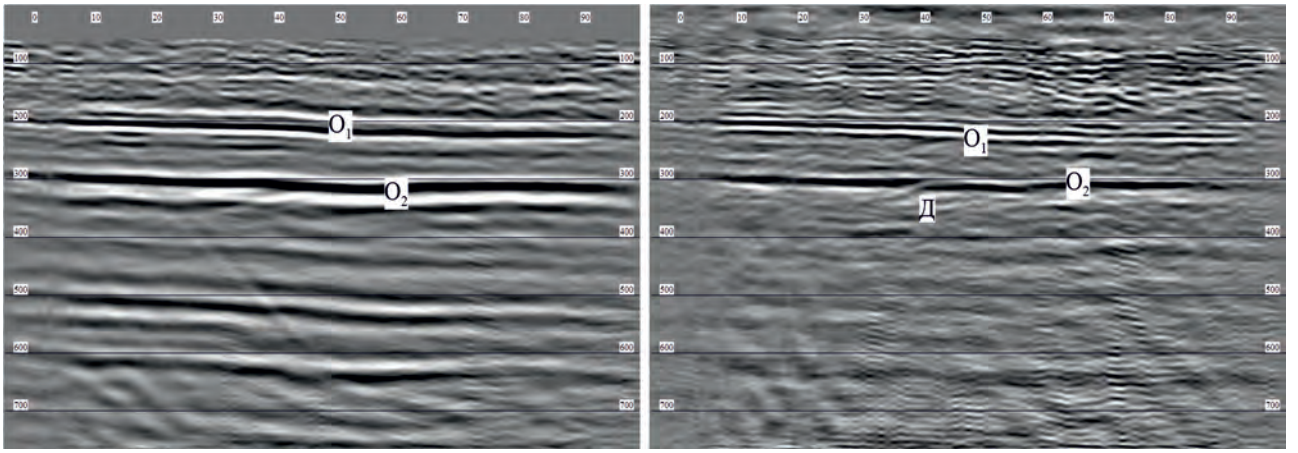
На рисунке 5 показаны результаты применения вычитания скоростей и деконволюции к данным метода отражённых волн.

Совместное использование двух адаптивных фильтров до суммирования позволило уменьшить количество артефактов обработки на временных разрезах и повысить разрешение сейсмических изображений.

На рисунке 6 (слева) продемонстрированы результаты использования когерентного фильтра, который уменьшил уровень наклонных осей синфазности, что подчеркнуло субгоризонтальные оси полез ных отражений.

Адаптивное вычитание также возможно на основе оптимальной фильтрации, когда оценка мешающей коррелируемой компоненты выполняется с помощью стохастического фильтра воспроизведения (винеровского). На рисунке 6 (справа) показано подавление кратных волн на временном разрезе при помощи адаптивного вычитания коррелируемых помех.

Кроме ослабления кратных волн сократилось количество полупериодов в колебаниях полезных волн, возросла вертикальная и горизонтальная разрешенность разрезов, в частности выделился дифрактор, до обработки перекрытый осью синфазности отражённой волн.



▲ *Рис. 6. Совместное использования вычитания плоских волн и предсказывающей деконволюции.*
Слева —после когерентной фильтрации, справа — после адаптивного вычитания.

Заключение

Применение адаптивных алгоритмов подавления регулярных помех показал их высокую эффективность как до суммирования, так и на этапе постобработки временных разрезов. Такие алгоритмы позволяют повысить разрешение динамических разрезов, уменьшить уровень артефактов обработки, ослабить кратные волны и боковые волны. Адаптивные алгоритмы рекомендуется применять к данным метода отражённых волн и вертикального сейсмического профилирования.

Литература

1. Белоусов, А. В. Особенности обработки данных инженерной сейсморазведки / А. В. Белоусов, К. С. Сергеев // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики : Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной юбилейным датам предприятий Пермнефтегеофизика, ЧЕГИС, Пермгеокабель, ФХС-ПНГ, ГЕОЛАЙН, Пермь, 26–27 ноября 2015 года / Пермский государственный национальный исследовательский университет; Главный редактор В.И. Костицын. – Пермь: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Пермский государственный национальный исследовательский университет", 2015. – С. 16-18. – EDN VDGKFT.

2. Денисов М. С., Егоров А. А., Шнеерсон М. Б. Опробование алгоритма оптимизационной рекурсивной фильтрации для подавления гармоник на модельных и полевых коррелограммах //Геофизические технологии. – 2020. – №. 2. – С. 54-66.

3. Копылов, Д. В. Опыт исследования карстоопасного участка геофизическими методами / Д. В. Копылов, В. А. Сидоров // Инженерная сейсморазведка и сейсмология-2020. Георадар-2020. Теперь вместе : сборник тезисов научно-практической конференции, Москва, 16–22 октября 2020 года / Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН. – Москва: Издательский Дом "Академия Естествознания", 2020. – С. 147-151. – EDN MDYUNF.

4. Романов В.В. Программа для обработки данных инженерной сейсморазведки, полученных методами МПВ и МОВ Seisshall //Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2016613644, 01.04.2016. Заявка № 2016611202 от 12.02.2016.

5. Романов, В. В. Определение устойчивости бортов карьеров при инженерно-геологических изысканиях / В. В. Романов,

К. С. Мальский, Е. А. Боровой // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 7. – С. 77-81. – EDN UGCBHN.

6. Романов, В. В. Инженерная геофизика при изучении гляциальных отложений Дмитровского района Подмосковья / В. В. Романов, И. И. Рахматуллин // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2014. – № 3. – С. 86-88. – EDN SIRHNV.

7. Оценка автокорреляционных функций данных инженерной сейсморазведки при выполнении деконволюции / В. В. Романов, К. С. Сергеев, М. Д. Кауркин, А. А. Иванов // Геофизика. – 2022. – № 1. – С. 77-83. – EDN GHTQRF.

8. Романов, В. В. Инженерная сейсморазведка методом отраженных волн в Москве / В. В. Романов, М. Б. Шнеерсон // Геофизика. – 2018. – № 6. – С. 75-81. – EDN SRACOD.

9. Техногенные артефакты в результатах сейсморазведочныхисследований урбанизированных и горнотехнических объектов / И. А. Санфиров, А. А. Жикин, А. Г. Ярославцев, А. И. Бабкин // Геофизика. – 2019. – № 5. – С. 4-12. – EDN YMCFLB.

10. Алгоритм подавления поверхностных волн на данных 2D сейсморазведки методом главных компонент во временно-частотной области

11. Ярославцев, А. Г. Особенности цифровой обработки сейсморазведочных данных при изучении малоглубинной калийной залежи / А. Г. Ярославцев, А. А. Жикин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2012. – № 5. – С. 188-193. – EDN PWDGEJ.

12. Karsli H., Bayrak Y. Ground-roll attenuation based on Wiener filtering and benefits of time-frequency imaging // The Leading Edge. – 2008. – Т. 27. – №. 2. – С. 206-209.

Подробнее об авторах



Романов
Виктор Валерьевич

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва,



Латышев
Кирилл Алексеевич

студент, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, г. Москва



Кауркин
Михаил Дмитриевич

Ведущий научный сотрудник лаборатории инженерной геофизики и сейсмического микрорайонирования Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, к.т.н., г. Москва



Андреев
Дмитрий Олегович
Ведущий инженер лаборатории инженерной геофизики и сейсмического микрорайонирования Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва

АСР-М: Российское решение для эффективного управления вычислительными ресурсами

Чистяков И.А., Ляпин Н.В., Иванов П.Д., ЗАО «МиМГО» г. Москва.

В эпоху, когда высокопроизводительные вычисления лежат в основе многих отраслей, ключевым фактором успеха становится эффективное управление IT-инфраструктурой. Российская компания ЗАО «МиМГО» предлагает свое решение этой задачи — программный продукт АСР-М, предназначенный для мониторинга вычислительных процессов и состояния сервера. Это приложение разработано как «ключ к эффективному управлению ресурсами», нацеленный на оптимизацию мощностей, предотвращение простоев и повышение общей надежности IT-систем.

Ключевые слова: *управление, память, мощности.*

Введение

Идея создания АСР-М возникла из практической необходимости. ЗАО «МиМГО», компания с более чем двадцатилетним опытом в сфере геологоразведки, столкнулась с отсутствием на российском рынке эффективных инструментов для мониторинга собственного вычислительного кластера. Существующие программные решения имели либо неинформативный интерфейс, либо не предоставляли необходимых инструментов управления. Этот дефицит и стал отправной точкой для разработки собственного продукта.

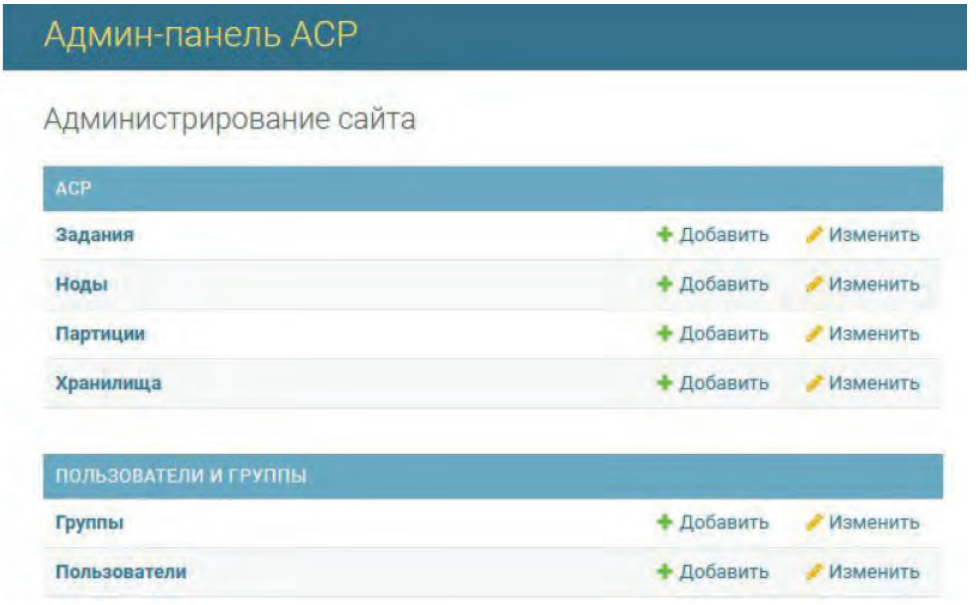
Ключевой функционал АСР-М

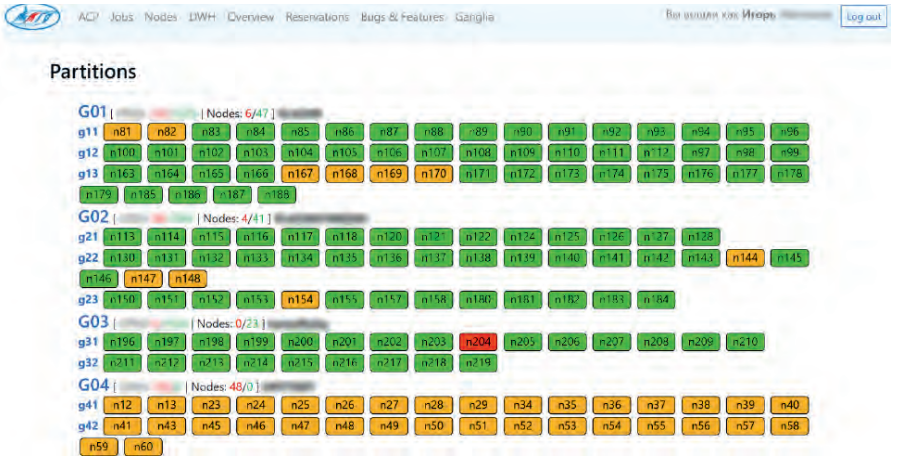
АСР-М представляет собой многофункциональный IT-продукт, обеспечивающий комплексный подход к управлению вычислительной инфраструктурой.

Централизованный контроль и администрирование:

- **Панель администратора:** Система оснащена административной панелью для оперативного управления пользователями, хранилищами, партициями (группами узлов), нодами и заданиями.
- **Управление доступом:** Реализована система авторизации с гибким разграничением прав доступа пользователей к различным функциям.

▼ *Рис. 1. Админ-панель АСР.*





▲ *Рис. 2. Главная страница ACP-M с визуализацией групп нод.*

Мониторинг и управление узлами:

● **Визуализация состояния:** Наглядное отображение текущей загрузки узлов с помощью цветовой индикации, а также вывод информации о партициях, количестве нод и ядер.

● **Оперативное управление:** Пользователи могут самостоятельно перезагружать узлы и очищать временное хранилище SCRATCH, не привлекая IT-службу. Система защищает от случайной очистки SCRATCH на узлах, где выполняются активные задания.

Мониторинг ресурсов:

● **Контроль памяти:** Удобный интерфейс для мониторинга всего рабочего дискового пространства и контроля за переполнением отдельных стоек памяти. При остатке свободного места менее 5% система автоматически уведомит IT-службу и пользователя.

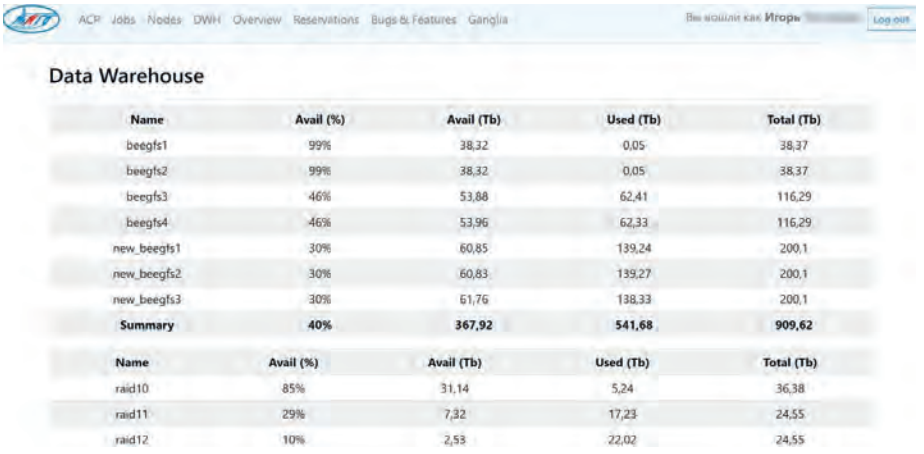
● **Статус исполняемых заданий:** Отслеживание названия, статуса, времени выполнения, пользователя и проекта для каждого задания. Предусмотрена возможность управлять очередностью, устанавливать приоритеты и останавливать задания непосредственно из приложения.

● **Аналитика и история:** Интеграция с инструментом Ganglia или Zabbix позволяет отслеживать статистику и историю загруженности вычислений для каждого узла в режиме реального времени.

Оптимизация командной работы:

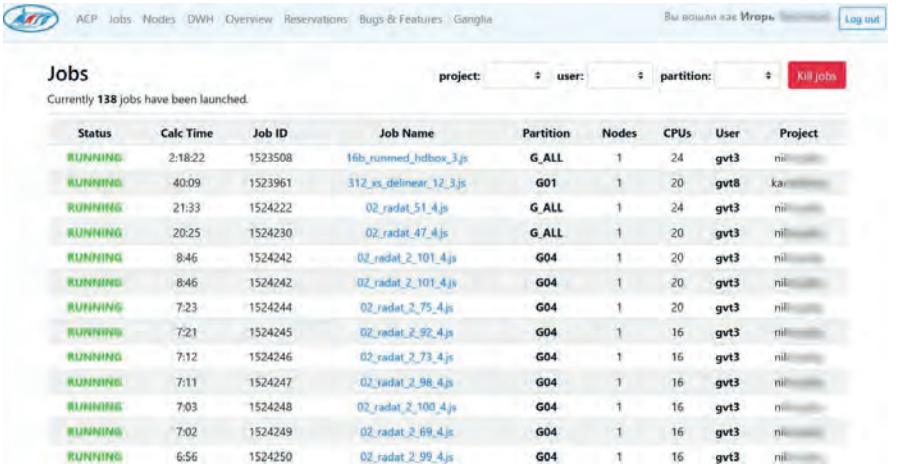
● Резервирование партиций: Продукт включает удобный инструмент для резервирования партиций, что помогает эффективно планировать использование вычислительных мощностей и сокращать время ожидания для команд.

▼ *Рис. 3. Окно состояния памяти базы данных.*

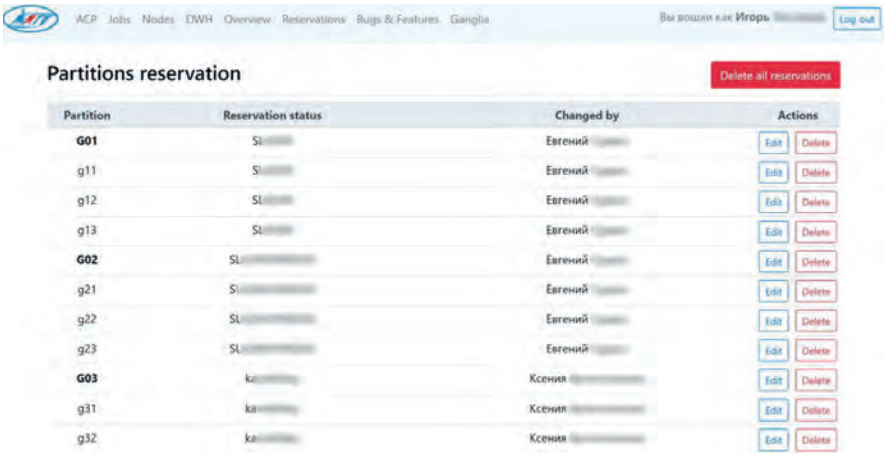


Name	Avail (%)	Avail (Tb)	Used (Tb)	Total (Tb)
beegfs1	99%	38,32	0,05	38,37
beegfs2	99%	38,32	0,05	38,37
beegfs3	46%	53,88	62,41	116,29
beegfs4	46%	53,96	62,33	116,29
new_beegfs1	30%	60,85	139,24	200,1
new_beegfs2	30%	60,83	139,27	200,1
new_beegfs3	30%	61,76	138,33	200,1
Summary	**40%**	**367,92**	**541,68**	**909,62**

Name	Avail (%)	Avail (Tb)	Used (Tb)	Total (Tb)
raid10	85%	31,14	5,24	36,38
raid11	29%	7,32	17,23	24,55
raid12	10%	2,53	22,02	24,55



▲ *Рис. 4. Окно статуса заданий.*



▲ *Рис. 5. Окно резервирования партиций.*

Преимущества для бизнеса

Внедрение ACP-M обеспечивает компаниям следующие ключевые преимущества:

- Сокращение операционных расходов.
- Повышение производительности.
- Масштабируемость решения под конкретные нужды заказчика.

Планы по развитию

Команда разработчиков планирует дальнейшее совершенствование продукта. В планах — добавление цветовой схемы нагрузки на узлы, внедрение лимитов времени для заданий, отслеживание «зависших» процессов и настройка уведомлений для пользователей по почте или в Telegram.

Условия лицензирования

ACP-M лицензируется на год по количеству счётных узлов. Лицензия включает файл для Windows или Linux и техническую поддержку 24/7 по телефону, почте или видеосвязи.

О Разработчике

ЗАО «МиМГО» («Моделирование и мониторинг геологических объектов им. В.А. Двуреченского») — компания, с 2000 года предоставляющая сервисные услуги в области геологоразведки и недропользования. С 2023 года компания имеет статус IT-компании.

Контактная информация:

ЗАО «МиМГО», Ляпин Николай
lyapin@mimgo.ru mimgo.ru
+7 (495) 792-35-37

ГЕОСПЕЙС
Решения, создающие будущее

до 5000 каналов

Компания «Геоспейс Евразия» готова предоставить до 5000 каналов системы GSX на проекты в России и странах СНГ.

GSX



GSX является устройством для регистрации сейсморазведочных данных с любым типом источника.
Не требует кабелей или радиосигналов.

АРЕНДА



ПОДРОБНЕЕ:

- Устройство защищено герметичным корпусом, оснащено входным разъемом и аккумулятором с увеличенным сроком службы.
- Комплект оборудования размещается в 40-футовом контейнере, удобен для транспортировки и эксплуатации
- Выполненные проекты в различных странах в мире подтверждают надежность данного оборудования.
- Арендодатель обеспечивает технологическую и кадровую поддержку проекта «под ключ».

+7 (347) 282-39-73 geospace-ufa.ru info@geospace-ufa.ru
ООО «Геоспейс Технолоджис Евразия», Россия, республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Кировоградская, 36

Повышение эффективности вибросейсмических исследований в условиях Бухарской ступени

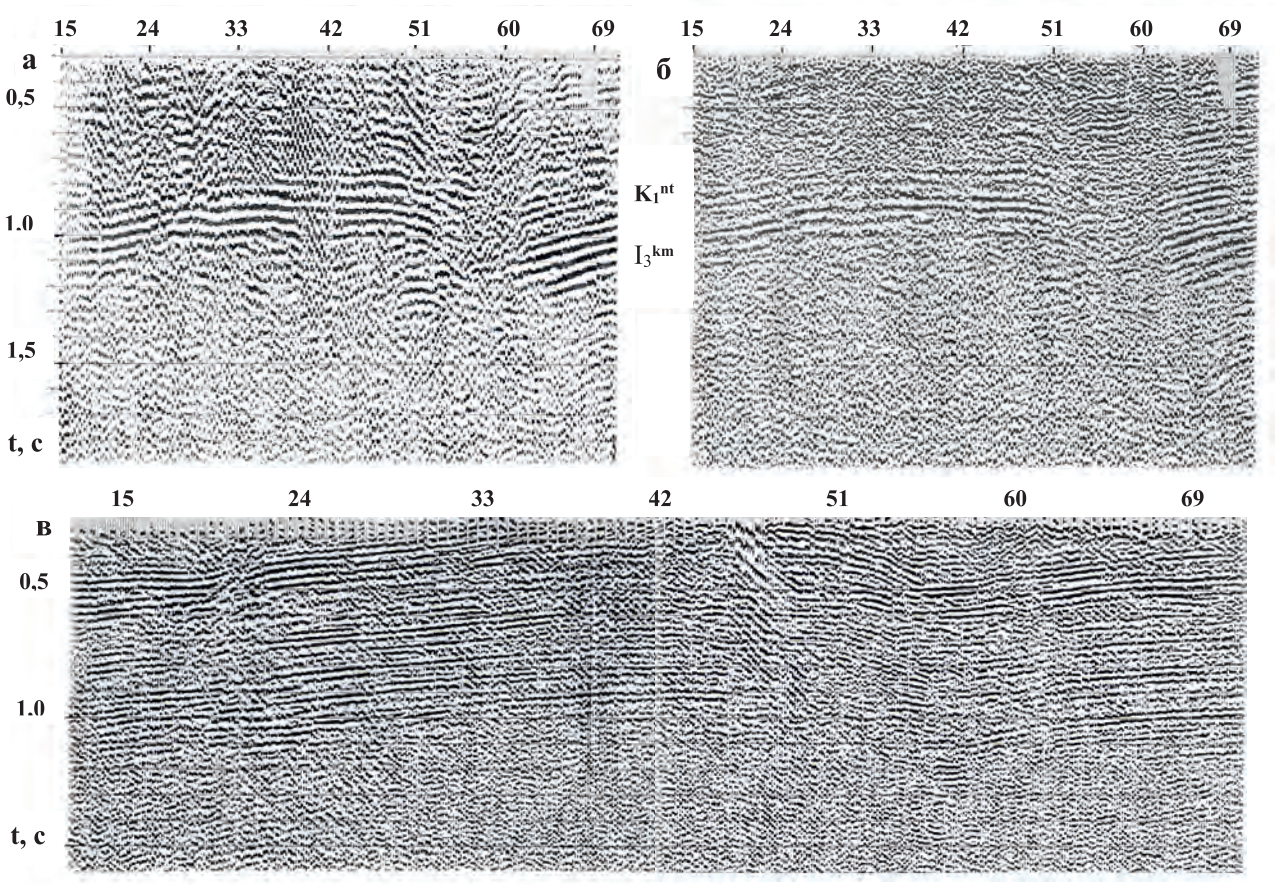
- Кострыгин Ю.П., ООО «Новоросморгео», г. Новороссийск.
- Урмонов А.Х., АО «Узбекгеофизика», г. Ташкент.

Значительные перспективы поиска нефти и газа в республике Узбекистан связаны с сейсмическими исследованиями, проводимыми в пределах Бухарской тектонической ступени. Наибольший практический интерес на площадях Бухарской ступени представляет верхнеюрский комплекс продуктивных пород, сложенный высокопористыми известняками. Однако в связи с отсутствием мощной региональной покрышки между юрскими и меловыми отложениями и возможностью миграции углеводородов большое число залежей сформировано и в породах мелового комплекса. При этом залежи в данном регионе имеют в основном многопластовое строение, а прирост запасов нефти и газа связывают с поиском ловушек не антиклинального типа. Поэтому в пределах Бухарской ступени перед сейсмической разведкой ставится задача детального расчленения меловых и юрских толщ.

Однако при проведении вибросейсмических исследований в условиях Бухарской ступени в основном использовали ЛЧМ-сигналы. Для примера на рис. 1. а, б приведены типичные вибросейсмические разрезы ОГТ, полученные с применением ЛЧМ-сигналов на площади Раимсуфи, расположенной в пределах Бухарской ступени. При возбуждении и регистрации колебаний в данном случае использовали следующие параметры полевой методики: частотный диапазон ЛЧМ-сигнала ΔF=10-80 Гц, длительность развёртки T=10 с, число вибраторов в группе 6, группирование вибраторов на базе 20 м вдоль двух линий, параллельных профилю, минимальный вынос 600 м, группирование 22 сейсмоприёмников на базе 30 м, шаг между пунктами приёма и пунктами возбуждения равнялся 50 м.

Анализ представленных материалов свидетельствует о том, что при работе с ЛЧМ-сигналами временные разрезы отличаются низкой информативностью. Относительно надёжно прослежены лишь одно отражение от границ в верхней юре I_3^{km} и одно отражение от границ в нижнемеловой толще K_1^{nt}. Колебания, соответствующие этим отражениям, характеризуются невысокой разрешённостью и преобладающей частотой импульсов 20 – 25 Гц. Применение обратной фильтрации на уровне корреллограмм не приводило к улучшению качества временных разрезов. В данном случае для реализации процедуры обратной фильтрации использовали процедуру DECVTX при длине оператора 160 мс и интервале предсказания 4 мс.

Как известно [2], относительно низкая разрешающая способность вибросейсмического метода при использовании ЛЧМ-сигналов связана не только с более значительным поглощением высокочастотных гармоник при прохождении геологической среды. Действительно, система управления вибросейсмического комплекса обеспечивает приблизительно равномерный спектр силового сигнала, а значит и сигнала ускорения для ЛЧМ – развёрток. При проведении же сейсморазведочных работ, в основном, применяются датчики скорости смещения, т.е. в сейсмоприёмнике фактически происходит интегрирования сигналов ускорения. Поэтому, если на выходе вибратора мы сформировали сигнал ускорения $A\sin\omega t$, то при регистрации колебаний сейсмоприёмником



▲ *Рис. 1. Временные разрезы ОГТ, полученные в пределах Бухарской ступени: а – ЛЧМ – развёртка, без обратной фильтрации; б – ЛЧМ – развёртка с обратной фильтрацией; в – степенная развёртка, без обратной фильтрации.*

будут происходить следующие преобразования колебательного процесса:

$$\int_0^t A\,Sin\omega t\,dt = -(A/\omega)\,Cos\omega t \qquad (1)$$

Т.е. в сейсмоприёмнике равномерный спектр ускорения (силы) уменьшает свои значения пропорционально росту частоты. При этом относительное ослабление высокочастотных гармоник вследствие интегрирования не существенно отличается от искажений сигнала при прохождении геологической среды.

Основные возможности повышения эффективности вибросейсмического метода в условиях Бухарской ступени связаны с применением нелинейных высокочастотных развёрток. Современные системы управления вибросейсмическими комплексами позволяют формировать нелинейные развёртки, для которых мгновенная частота изменяется в соответствие с логарифмической или же степенной функциями. Обе эти развёртки позволяют достаточно эффективно восстанавливать относительный вес высокочастотных гармоник. Однако для степенных развёрток уровень корреляционного фона в зависимости от удаления от главных максимумов корреляционных импульсов характеризуется значениями на 5-15 дБ меньшими по сравнению с аналогичными значениями для логарифмических развёрток [3]. Физические причины более высокого уровня корреляционного фона для логарифмических развёрток по сравнению с интенсивностью фона для степенных развёрток связаны с большей кривизной ампли-

тудного спектра таких развёрток, что фактически приводит к уменьшению эффективной ширины спектра и, как следствие, к повышению интенсивности корреляционного фона.

При проведении вибросейсмических исследований в пределах Бухарской ступени были использованы нелинейные развёртки, для которых мгновенная частота изменялась в соответствие со степенной функцией (2):

$$F(t) = F_н + [(F_к - F_н) \cdot t^n] / T^n , \quad (2)$$

где:

$F(t)$ – текущее значение частоты;

$F_н$ – начальная частота;

$F_к$ – конечное значение частоты;

T – длительность развёртки;

t – текущее время;

n – показатель степени.

При этом изменения зависимости $F(t)$ осуществлялись переключателем N, через который задавался показатель степени n, являющийся одним из основных параметров полевой методики. Однако осмысленный выбор параметра n возможен при условии, если геофизик-методист представляет связь между n и спектральным составом управляющих сигналов. Значения амплитудного спектра вибросейсмических колебаний обратно пропорциональны скорости изменения частоты в развёртке. Поэтому с точностью до постоянного множителя справедливо выражение (3):

$$S_{упр}(f) = dt/dF = [T(F-F_н)^{1/n-1}] / n\,\Delta F^{1/n} = C\,(F - F_н)^{1/n-1} \quad (3)$$

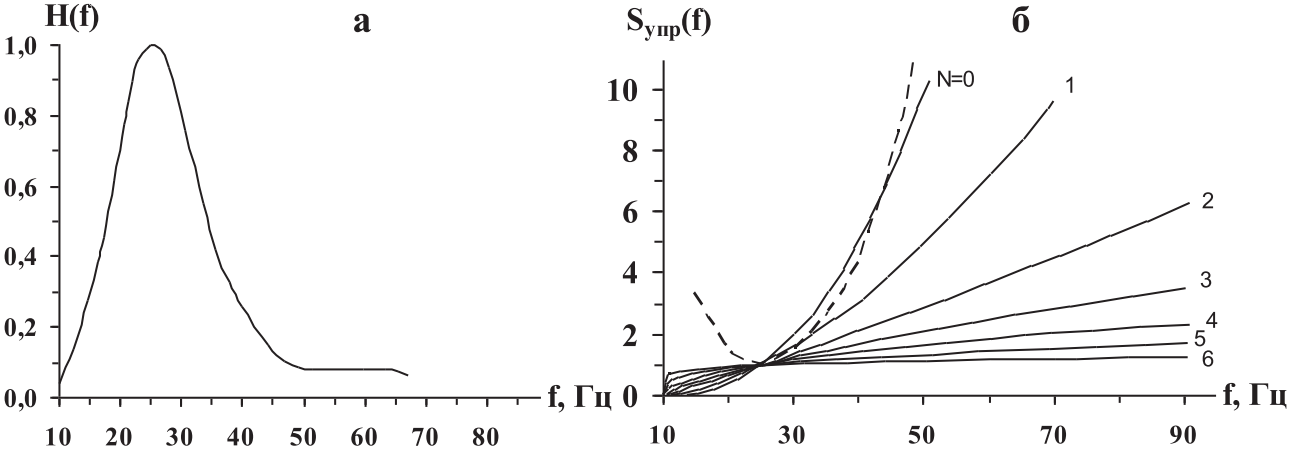
где $S_{упр}(f)$ амплитудный спектр управляющего сигнала;

C – постоянная.

Графики $S_{упр}(f)$ для различных значений n приведены на рис. 2, б. Из рис. 2 можно видеть, что практически полная компенсация частотных искажений вибросейсмического сигнала происходит при установке переключателя N в позицию «0» (n = 0,3). В этом случае график $S_{упр}(f)$ приближается к функции $1/H(f)$, где $H(f)$ совокупная частотная характеристика геологической среды и системы «вибратор-грунт» для нижнемеловых и верхнеюрских отражений. Однако при таком режиме работы происходило резкое снижение помехоустойчивости вибросейсмического метода в связи со значительным перераспределением энергии колебаний из низкочастотной области в высокочастотную.

Эксперименты показали, что в условиях Бухарской ступени наиболее высокое качество вибросейсмических материалов удаётся получить при N = 3 (n = 0,57) и N = 4 (n = 0,66). Такие режимы обеспечивали значительное повышение разрешённости записи при сохранении достаточно высокого отношения сигнал/помеха. На рис. 1, в представлен временной разрез ОГТ, полученный с применением нелинейных степенных развёрток на площади Раимсуфи Бухарской ступени (N = 3). В связи с относительно неглубоким залеганием отражающих горизонтов при наблюдениях с использованием нелинейных развёрток было также уменьшено с 50 до 25 м расстояние между пунктами приёма.

Сравнительный анализ разрезов, приведённых на рис. 1, свидетельствует о том, что в условиях Бухарской ступени технология, основанная на применении высокочастотных нелинейных развёрток, обеспечивает существенное повышение информативности сейсмических записей. Так, при использовании нелинейных развёрток в отличие от ЛЧМ-сигналов возможно прослеживание ряда динамически выраженных и разрешённых между собой отражений от границ в меловых и юрских отложениях; надёжно



▲ *Рис. 2. Выбор параметров степенных развёрток для условий Бухарской ступени: а – совокупная характеристика H(f) среды и системы вибратор-грунт для верхнеюрских отложений в условиях Бухарской ступени; б – теоретические спектры управляющих степенных развёрток, пунктир – 1/H(f); N = 0 (n = 0,3); N = 1 (n = 0,38); N = 2 (n = 0,48); N = 3 (n = 0,57); N = 4 (n = 0,66); N = 5 (n = 0,77); N = 6 (n = 0,89).*

выделяются зоны несогласия между границами в верхнеюрском и нижнемеловом комплексах. При этом временные разрезы, полученные с применением нелинейных развёрток и без обратной фильтрации, характеризовались более высокой разрешённостью по сравнению с записями, полученными с обратной фильтрацией при использовании ЛЧМ-сигналов. Указанное обстоятельство является достаточно принципиальным в связи с тем, что обратная фильтрация приводит к некоторому сглаживанию динамических аномалий, приуроченных к залежам углеводородов. Поэтому многие исследователи справедливо отмечают целесообразность получения для динамического атрибутного анализа дополнительных временных разрезов без обратной фильтрации [1].

Таким образом, методика вибросейсмических наблюдений с применением высокочастотных нелинейных развёрток позволяет в условиях Бухарской ступени существенно повысить геологическую эффективность сейсмических исследований.

Литература

1. Земцов Е.Е., Шкирман Н.П., Грузер Ф.Л. Методические указания по прогнозированию нефтегазоносности петрографических особенностей геологического разреза локальных объектов на континентальном шельфе.- Краснодар: ВМНПО Союзморгео, 1986. – 214 с.

2. Кострыгин Ю.П., 2014, Вибросейсмический и кодоимпульсный методы сейсмической разведки. Краснодар: Издательство «Просвещение-Юг», 494 с.

3. Кострыгин Ю.П., Удалый М.Н., 212, Сравнительный анализ уровня помех корреляционного преобразования для различных типов вибросейсмических сигналов // Технология сейсморазведки, 3, 83-88.

Подробнее об авторах



Кострыгин
Юрий Петрович
д.т.н., заместитель
генерального директора
по научной работе
ООО «Новоросморгео»



Урмонов
Аскарали Хайдаралиевич
д. г-м. н,
Ведущий геолог
АО «Узбекгеофизика»

xPORT GROUP

GDST 中科深源

многофункциональная
бескабельная система

уже в России!

AllSeis – 1C, 3C, 4C,
OBN 2C/4C - морской нод








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

xPORT GROUP

Новая разработка АО «СКБ СП» «Система синхронизации для импульсных несинхронных источников» внедрена в промышленную эксплуатацию

Беляев В.Л., Вейхт Б.А., Ливеровский И.Г., АО «СКБ СП», г.Саратов

Одним из направлений разработки геофизического оборудования в АО «СКБ сейсмического приборостроения» является разработка новых образцов различных систем синхронизации возбуждения взрывных и импульсных сейсмических источников. К таким системам относятся ССВ-2, ССВ-3,система синхронизации для падающего груза и для пороховых источников. Все данные системы синхронизации широко используются в практике геофизических работ в геофизических предприятиях отрасли.

В настоящее время в АО «СКБ сейсмического приборостроения» разработана, сертифицирована и запущена в промышленную эксплуатацию система синхронизации «ССВ-РМ» с использованием радиомодемов.

Система « ССВ-РМ» состоит из Шифратора (ШФ) и нескольких Дешифраторов (ДШ) и предназначена для синхронизации запуска сейсмостанции и несинхронного с ней источника возбуждения импульсного типа. Ведущим в системе является дешифратор. Момент срабатывания источника возбуждения передается от дешифратора к шифратору с минимальной задержкой и запускает сейсмостанцию в режим регистрации сейсмической информации.

Система «ССВ-РМ» рассчитана на работу с одним шифратором и десятью дешифраторами. Шифратор подключается к сейсмостанции, а дешифраторы устанавливаются на пунктах возбуждения. Конструктивно блоки шифратора и дешифратора взаимозаменяемые, а переход из одного состояние в другое определяется программным обеспечением, установленным в каждый блок с помощью опции в программном меню блока. Таким образом, шифратор и дешифратор представляют собой блок синхронизирующий универсальный (БСУ), изменение типа блока осуществляется с помощью опции в меню БСУ.

Внешний вид БСУ представлен на Рис. 1.

Алгоритм работы системы «ССВ-РМ» предусматривает инициализацию только одного выбранного источника возбуждения (ИВ). Выбор источника возбуждения осуществляет оператор сейсмостанции.

Двусторонняя связь между шифратором и дешифратором осуществляется по

Рис. 1. Внешний вид БСУ.



радиоканалу с помощью встроенных в БСУ радиомодемов.

Программное обеспечение БСУ соответствует заданному алгоритму работы системы «ССВ-РМ». В случае изменения алгоритма работы системы необходима загрузка новой версии программного обеспечения в БСУ.

В БСУ предусмотрена возможность загрузки новой версии программного обеспечения пользователем. Исходные данные для загрузки с описанием алгоритма работы системы поставляются разработчиком аппаратуры.

Каждый БСУ комплектуется штативом для крепления блока и внешней антенны, зарядным устройством и одним из двух комплектов инструмента и принадлежностей. В изделии предусмотрены два варианта комплекта инструмента и принадлежностей: один комплект для шифратора, другой - для дешифратора. Комплекты инструмента и принадлежностей поставляются по согласованию с заказчиком, в зависимости от того, в качестве какого устройства (шифратора или дешифратора) будет использоваться БСУ.

Внешний вид штатива с установленным БСУ и внешней антенной АШ-433 представлен на Рис. 2.

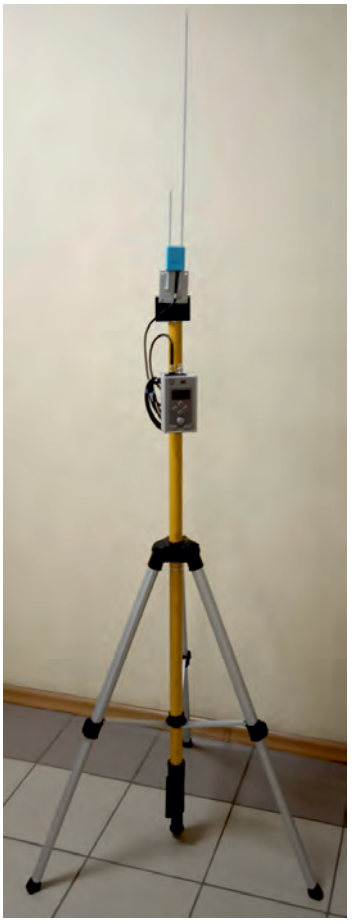


Рис. 2. Штатив с установленными БСУ и внешней антенной.

Штатив состоит из алюминиевой штанги, алюминиевой раскладной треноги, держателя БСУ и держателя антенны.

Штанга состоит из нескольких секций, которые могут быть скручены между собой для работы с разной высотой до 3.6 метра. Держатель БСУ и держатель антенны выполнен на основе слайдера, позволяющего легко сдвигать и фиксировать БСУ и антенну на удобную для работы высоту.

Для подключения дешифратора к источнику возбуждения используется Адаптер ИВ. Устройство позволяет подключить к дешифратору некоторые типы датчиков отметки момента, используемые в импульсных источниках возбуждения. А именно:

- импульсные датчики ОМ;
- датчики ОМ с аналоговым выходом.

Кроме того, адаптер обеспечивает дублирование звукового сигнала дешифратора, разрешающего произвести возбуждение, при этом звуковой сигнал в Адаптере ИВ сопровождается свечением светодиода. Дублирование звукового сигнала БСУ в адаптере обусловлено тем фактором, что Адаптер ИВ, как правило, размещается вблизи с источником возбуждения, рядом с оператором, в то время как дешифратор может находиться на удалении от источника, и звуковой сигнал блока плохо слышен.



▲ *Рис. 3. Внешний вид Адаптера ИВ.*

Адаптер ИВ выполнен в прямоугольном пластмассовом корпусе. Корпус ИВ состоит из двух частей: основания и крышки, которые соединяются между собой с помощью винтовых соединений. На крышке размещен светодиод с красным свечением. На двух противоположных боковых стенках крышки размещены два разъёма, по одному на каждой стенке. Один разъём для подключения к БСУ, другой разъём предназначен для подключения к нему сигнала с датчика ОМ источника возбуждения.

Внешний вид Адаптера ИВ представлен на Рис. 3.

Как правило, сначала операторы источников возбуждения размещаются на пикетах возбуждения и готовят источник возбуждения к работе. Подготовив источник к работе, оператор источника возбуждения сообщает оператору сейсмостанции по рации о готовности к работе и нажимает на дешифраторе кнопку «Enter», в результате чего дешифратор передаёт на шифратор кодовую посылку «Готов!» с номером дешифратора. Передача сигнала готовности возможна при условии незанятости эфира. Если эфир занят за счёт работы шифратора с другим дешифратором, на дисплее дешифратора отображается информация «ПАУЗА» и звучит звуковой сигнал «эфир занят».

Оператор сейсмостанции, получив сигналы готовности от всех дешифраторов, сообщает по рации о начале цикла активизации источников возбуждения с регистрацией данных. Последовательность активизации источников возбуждения определяется оператором сейсмостанции.

Оператор сейсмостанции запускает режим регистрации. Сейсмостанция формирует сигнал запуска шифратора «Старт ССВ», передаёт на шифратор по RS-232 номер дешифратора, и переходит в режим ожидания сигнала «КОМ» от шифратора, под действием которого осуществляется запись сейсмограммы.

Шифратор под действием сигнала «Старт ССВ» формирует «стартовую» посылку для дешифратора с заданным номером. Дешифратор, получив предназначенную для него посылку, формирует звуковой сигнал, длительностью 10 сек. Оператор источника возбуждения в течение этого интервала времени активизирует возбуждение. При этом источник возбуждения вырабатывает сигнал «ОМ», под действием которого дешифратор передаёт кодовую посылку «ОМ» на шифратор. Шифратор, получив кодовую посылку «ОМ», формирует и передаёт на сейсмостанцию сигнал «КОМ».

По окончании записи сейсмограммы оператор сейсмостанции сообщает по рации оператору источника возбуждения об успешном завершении работы и переходит к активизации остальных источников возбуждения.

По завершению цикла активизации источников возбуждения оператор сейсмостанции сообщает по рации операторам источников возбуждения об их перемещении на новые пункты возбуждения.

Технические характеристики системы приведены ниже.

Особенностью системы «ССВ-РМ» является малое время задержки запуска

▼ *Табл. 1. Основные технические характеристики «ССВ-РМ»*

Максимальное расстояние между шифратором и дешифратором в условиях прямой видимости, не менее	1000 м;
Максимальное количество дешифраторов, используемых в системе	10;
Задержка сигнала «КОМ», формируемого шифратором, относительно сигнала «ОМ», подаваемого на вход Адаптера ИВ дешифратора:	
1) при использовании входа для импульсного датчика ОМ	(150±20) мкс;;
2) при использовании входа для аналогового датчика ОМ	(165±25) мкс;

1.1 Основные параметры БСУ в режиме шифратора:

Амплитуда выходного сигнала блока «КОМ»	От 2.4 до 3.1 В;
Длительность выходного сигнала блока «КОМ»	(10±0.2) мс;
Время ожидания шифратором прихода кодовой посылки « ОМ » от дешифратора относительно запускающего сигнала «Старт ССВ», формируемого сейсмостанцией	(10±1) с;

1.2 Основные параметры БСУ в режиме дешифратора:

Амплитуда выходного сигнала блока «ЗС»	От 2.4 до 3.1 В;
Время ожидания дешифратором прихода сигнала «ОМ» от источника возбуждения относительно момента начала формирования сигнала блока «ЗС»	(10±1) с;

1.3 Общие характеристики БСУ.

Параметры входа для подачи внешнего запускающего сигнала «СТАРТ»:	
1) тип входа	оптрон;
2) максимальный входной ток оптрона	
при уровне логической единицы (3.0-5.0) В, не более	8 мА;
Тип входа для подачи внешнего запускающего сигнала «ПУСК»:	логический, уровня 3 В;
Рабочая частота радиомодема	433 МГц;
Мощность радиомодема	10 мВт;
Согласование на использование частоты	не требуется;
Объем энергонезависимой памяти оперативного запоминающего устройства, не менее	64000;
Питание	аккумуляторное, внутреннее;
Номинальное напряжение питания	3,7 В;
Диапазон рабочих температур, °С	-40÷+70;
Масса блока (без антенны), не более	350 г;
Габаритные размеры блока (без антенны)	160х76х45 мм.

сейсмостанции относительно момента срабатывания датчика дешифратора и использование нелицензированного диапазона радиоэфира при мощности всего 10 мВт. Максимальное расстояние между шифратором и дешифратором в условиях прямой видимости не менее 1000 метров.

Дальность связи сильно зависит от условий местности и может быть увеличена поднятием антенн.

Работа системы была опробована в различных полевых условиях.

При благоприятных условиях дальность связи достигала 3000 метров.

Имеется техническое решение для увеличения устойчивой радиосвязи в пределах оптической видимости на дальности до 5 километров.

Основные направления ГРР в восточном Предкавказье: вчера, сегодня, завтра

- Дагаева Н.И., АО «Росгеология», АО «Центральная геофизическая экспедиция»).
- Дагаев И.Л., ООО «РИТЭК».

Выходы нефти на поверхность земли на Северном Кавказе были замечены задолго до начала промышленного освоения нефтяных месторождений на склонах сравнительно невысоких Терского и Сунженского хребтов. Издавна местные жители собирали тут нефть, которую добывали из колодцев не более полутора метров в глубину, откуда её просто вычерпывали ведром. Технология добычи не менялась долгое время, а нефть использовалась для хозяйственных нужд, лечебных и военных целей.

Несмотря на то, что датой начала промышленной разработки Грозненских нефтяных промыслов принято считать октябрь 1893 года (спустя несколько месяцев после того, как Грозный был связан железной дорогой с другими промышленными центрами страны), российский и иностранный капитал потянулся к нефтяным месторождениям региона только с началом XX века. В Грозном утвердились крупнейшие мировые нефтяные тресты: «Standard Oil», «Royal Dutch Shell», «Русская генеральная нефтяная корпорация», «Товарищество нефтяного производства братьев Нобель». Грозненский нефтяной район становится частью транснациональных корпораций.

В конце XIX в. английской нефтяной компанией «British Petroleum» началось бурение первых скважин на нефтеносные песчаные пласты караган-чокракских отложений. В начале 20-х г. XX века здесь начинается планомерное изучение геологического строения территории легкими геофизическими методами и структурным бурением. Разведка и эксплуатация нефтяных залежей в караган-чокракских отложениях велась до середины 50-х годов XX века. По мере истощения этих залежей взор нефтяников переключился на более глубокозалегающие мезозойские отло-



Рис. 1. Добыча нефти колодезным способом. (Фото Александра Мишона).

жения региона. В 1956 году на Карабулак-Ачалукской площади впервые в пределах региона была открыта нефтяная залежь в отложениях верхнего мела. Это послужило мощным импульсом для развертывания планомерных геологоразведочных работ по изучению мезозойских отложений и, стало новым этапом освоения региона.

С 50-х годов прошлого века основная добыча углеводородов (УВ) велась из мезозойского нефтегазоносного комплекса, представленного традиционными трещинно-поровыми терригенными и карбонатными коллекторами в структурных ловушках антиклинального типа.

Благодаря этому, в некогда наиболее богатой запасами нефти Чечено-Ингушетии максимум её добычи был достигнут в 1971 году – 21,6 млн т (Грознефть), а Ставропольнефтегаз вышел на уровень 7,4 млн. т. Кроме этого, из верхнемеловых отложений велась добыча УВ на территории Республики Дагестан, Кабардино-Балкарской Республики и Республики Северная Осетия. В настоящее добыча нефти в Чеченской Республике составляет 0,17 млн т в год. В Краснодарском крае и на Ставрополье добывается по 0,3–0,5 млн т нефти в год, в Чечне и Дагестане – по 0,2 млн т.

Извлекаемые ресурсы Северного Кавказа относительно ведущих регионов невысоки: в Краснодарском крае есть 113 млн т, ресурсы Ставрополья составляют 150 млн т, в Чечне, Ингушетии, Кабардино-Балкарии и Северной Осетии суммарно меньше 100 млн т, да и то половина запасов находится на глубине свыше 5 км.

Что касается газа, то им богаты Дагестан, Чечня и Ставропольский край. Ежегодно там добывается около 1,3 млрд м3. Новые открытия возможны в Ростовской области.

Большинство крупных месторождений характеризуется достаточно высокой степенью выработанности – более 90%, а потому нуждается в дополнительном стимулировании нефтеотдачи.

Во всех регионах, но со своими особенностями большое значение имеют методы повышения нефтеотдачи: тепловые, газовые и парогазовые, которые позволяют увеличить коэффициент нефтеизвлечения на 15–20% и более. Важнейшей особенностью доразработки старых выработанных объектов является тщательный подбор скважин для закачки агентов (растворов жидкостей и газов) и мест для установки компрессорных станций.

Потенциально богатыми в разной степени запасами углеводородов обладают все территории региона. На них наиболее высоки перспективы нижнемеловых и юрских отложений в пределах краевого прогиба, его геосинклинального и платформенного бортов. На эпигерцинской платформе перспективны отложения триаса и перми.

Открытие уникальных, крупных и средних залежей можно ожидать преимущественно в акватории на шельфе Северного и Среднего Каспия, где уже разрабатываются крупные месторождения нефти и газа в меловых и юрских отложениях на месторождениях им. Ю. Корчагина, В. Филановского и В. Грайфера. Ожидается добыча и на других месторождениях шельфа Каспийского моря.

Почему же мы стремимся продолжать поиски в Восточном Предкавказье, несмотря на очень хорошую изученность территории и небольшие извлекаемые ресурсы? Во-первых, сложившаяся инфраструктура региона (в Чеченской Республике частично покалеченная военными действиями). Во-вторых, региональная нефть, в большей мере –

на территории Чечни и Дагестана, имеет высокое качество: она лёгкая, маловязкая и малосернистая, с высоким содержанием метановых углеводородов. При переработке из такой нефти получаются лучшие сорта горючего, масел, пищевого парафина, других нефтепродуктов, необходимых в том числе для авиации и космической техники. Это положительно отличает нефть Северного Кавказа от нефти Сибири и северных территорий, поэтому в Грозном ранее находился всесоюзный центр нефтепереработки – пять заводов мощностью 20 млн т.

Однако старые месторождения характеризуются высокой степенью выработки, а для шельфа необходимы особые технологии, доступность которых после введения санкций значительно снизилась. Нефть здесь действительно перспективна, но добывать её непросто: остаточные запасы требуют недешёвых методов повышения нефтеотдачи, а отдельные территории вообще содержат трудноизвлекаемые запасы высоковязких нефтей. Кроме того, для территории характерны довольно специфичные проблемы, например, большое содержание сероводорода.

В сухом остатке «сегодня» имеем следующее

В 2017 г. в Северо-Кавказском федеральном округе (СКФО) было добыто только 1,180 млн. т нефти. На 01.01.2018 г. степень разведанности начальных суммарных ресурсов составляет 75 %, степень выработанности разбуренных запасов – до 97 %. Зачастую, остаточные запасы сосредоточены в объектах с низкими коллекторскими свойствами, относятся к трудно извлекаемым и имеют высокую степень обводненности (до 88 %). Запасы газа также выработаны на 86 %.

Естественное сокращение запасов старых месторождений, степень выработанности которых приближается к 100%, ограниченность фонда неосвоенных традиционных объектов, разбалансированность нефтегазовой отрасли во всех Северо-Кавказских субъектах РФ – отста-

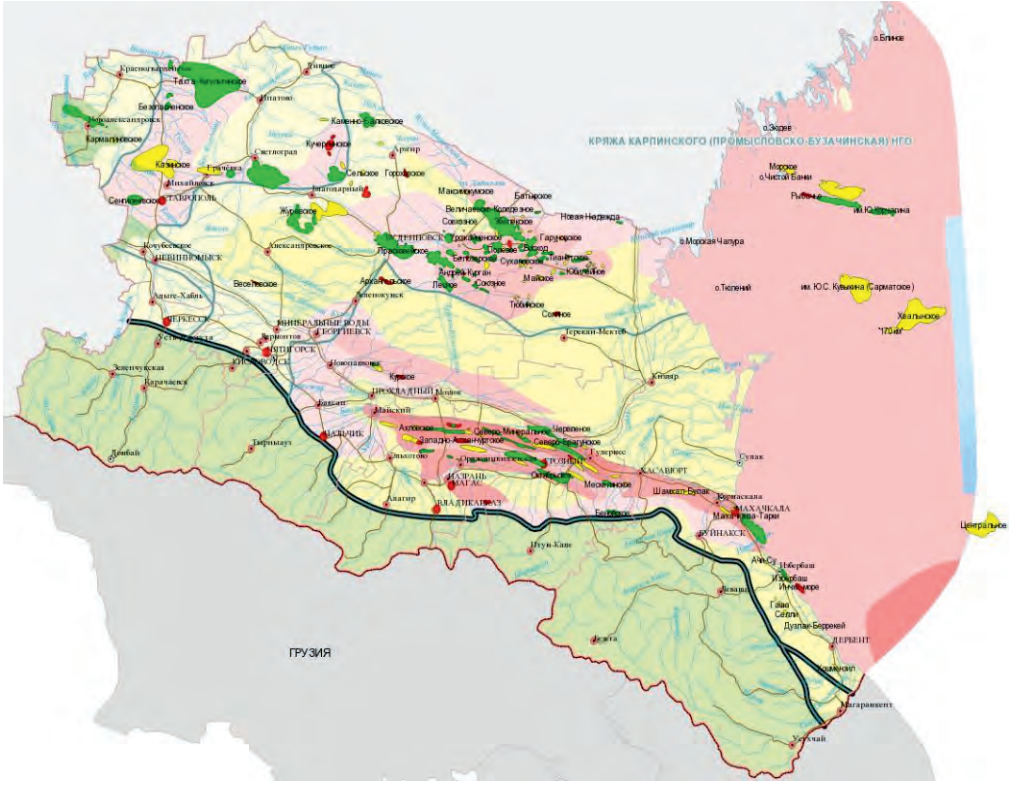


Рис. 2. Углеводородное сырье СКФО.

вание поисково-оценочных работ делает актуальной проблему поиска и освоения трудно извлекаемых залежей УВ в нетрадиционных коллекторах палеогена, в глубокозалегающих подсолевых верхнеюрских горизонтах и поднадвиговых условиях передовых хребтов Терско-Каспийского краевого прогиба.

Залогом успеха вышеназванных направлений ГРР в регионе могут служить многочисленные примеры освоения ресурсов УВ в старых нефтегазовых регионах мира, когда вначале осваиваются неглубоко залегающие залежи в традиционных коллекторах, а по мере их истощения осваиваются всё более глубокие и нетрадиционные залежи. Эти направления ГРР могут обеспечить «завтра» нефтегазовой отрасли в СКФО (в пределах Восточного Предкавказья).

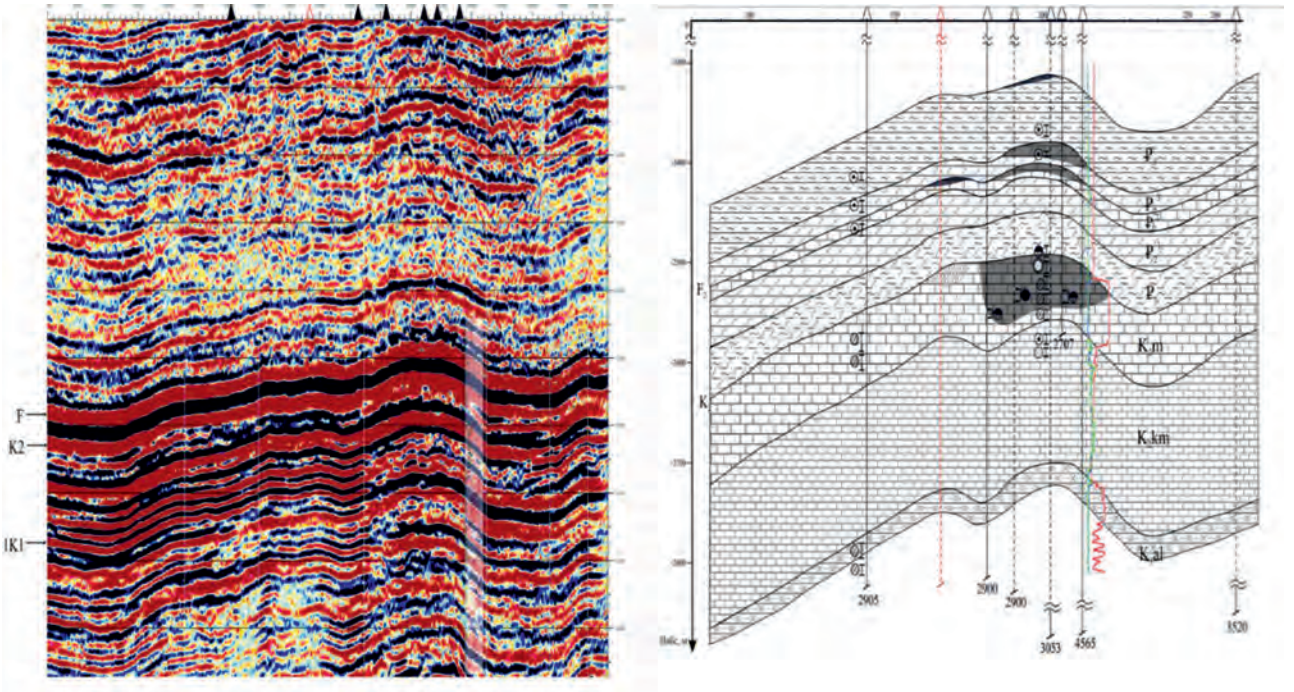
Палеогеновые сложные коллектора

К направлению изучения (кавказских сланцев) относятся поиски и разведка нетрадиционных залежей палеогеновых сложных коллекторов УВ в карбонатно-глинистых природных резервуарах палеоцен-эоценовых отложений. Это не только широко известная хадумская свита, но и схожие по своим свойствам отложения баталпашинской, белоглинской, кумской, черкесской и горячеключевской низкопроницаемых нефтематеринских толщ.

Из всех типов российских доманикоидов (бажен, доманик и др.) именно хадумская свита наиболее близка к условиям залегания, свойствам и продуктивности крупнейших сланцевых месторождений в Северной Америке, следовательно, здесь могут быть эффективны те же технологии бурения и методики повышения нефтеотдачи, которые сделали «сланцевую революцию».

На территории Ставропольского края промышленно продуктивны данные отложения на месторождениях Журавское, Воробьевское, Прасковейское и др. Глубины залегания палеогеновых отложений на территории Восточного Предкавказья от 2 км на Воробьевской площади Ставропольского края, до 4.6 км на Алханчуртской площади Республики Ингушетия.

▼ *Рис. 3. Палеогеновые сложные коллектора.*



В результате ранее проведенных работ местными геологами и геофизиками была выработана оптимальная методика проведения полевых сейсморазведочных работ, их интерпретации, предложен рациональный комплекс ГИС. Это позволяет с осторожным оптимизмом говорить, что первый этап ГРР по этому направлению опробован: есть возможность находить наиболее благоприятные зоны для постановки поисково-разведочного бурения в кавказских сланцах.

Несмотря на это, остро стоит вопрос организации в СКФО полигона на хадумиты с целью разработки эффективных методов их разведки и освоения. Но без прямого участия государства в финансировании данной проблемы не обойтись. В настоящее время, разработка палеогеновых отложений рентабельна только при условии применения льгот по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в части трудноизвлекаемых запасов.

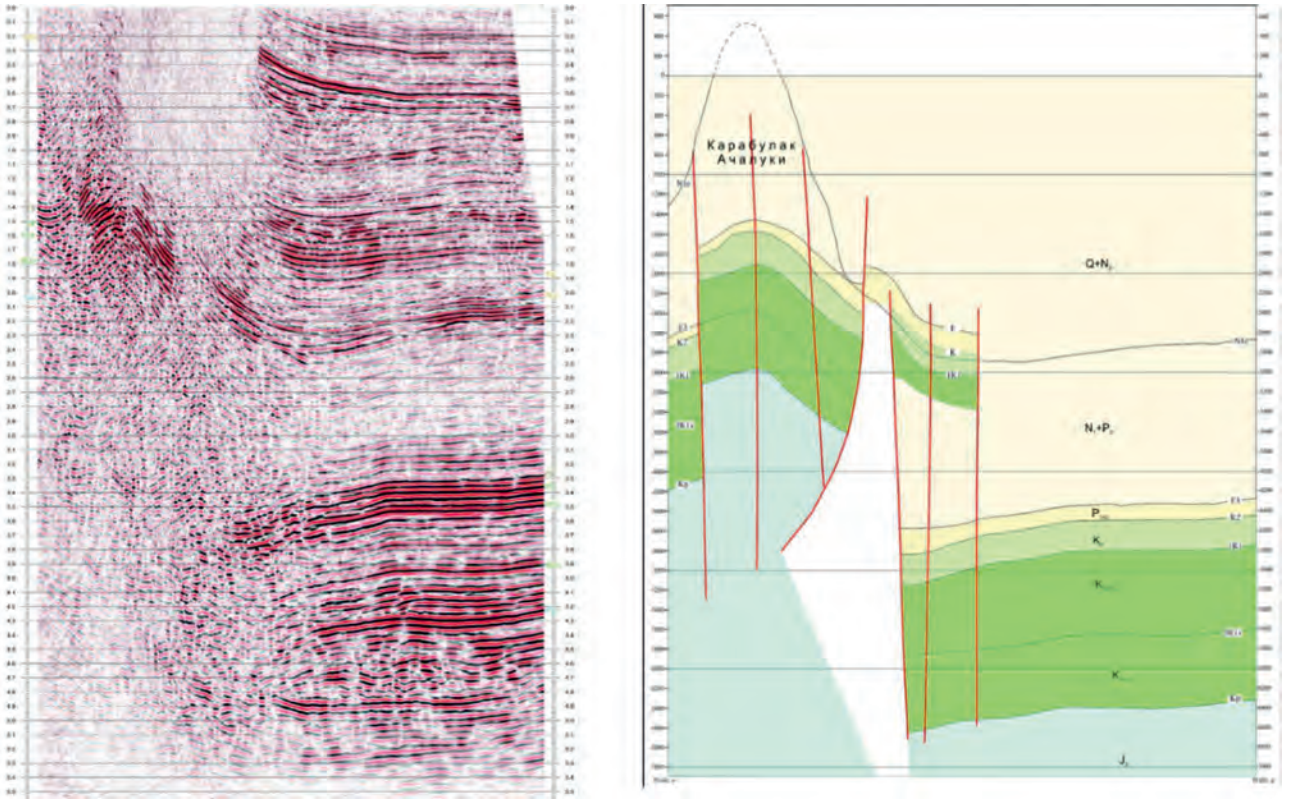
Поднадвиги Передовых хребтов

Потенциал меловых и юрских отложений в Северо-Кавказском НГБ раскрыт не полностью, особенно это касается районов развития поднадвиговых структур в Терско-Сунженской антиклинальной зоне, Дагестанском клине и Южном Дагестане, включая шельфовую территорию Каспийского моря. Сохранность скоплений нефти и газа в таких ловушках обеспечена тектонической разобщенностью продуктивных горизонтов в пределах структурных элементов, имеющих надвиговое строение.

В последние годы благодаря применению высокоплотной методики полевых работ информативность сейсмических исследований в условиях сложной геологии, больших глубин, высокой плотности объектов инфраструктуры и сельского хозяйства в значительной мере улучшилась по сравнению с сейсморазведкой прошлых лет.

На месторождениях Республики

▼ *Рис. 4. Поднадвиговые объекты.*



Дагестан и Республики Ингушетия – Димитровском и Заманкульском подтверждена нефтеносность фораминиферово-верхнемеловых отложений, приуроченных к поднадвиговым частям складок.

Результаты бурения скважины в Предгорном Дагестане подтвердили возможность новых открытий в старых нефтегазодобывающих регионах.

Кроме того, видится актуальным и перспективным на территории Чеченской Республики, Республики Ингушетия и Республики Дагестан обнаружение поднадвиговых структурно-тектонических ловушек в чокракских отложениях.

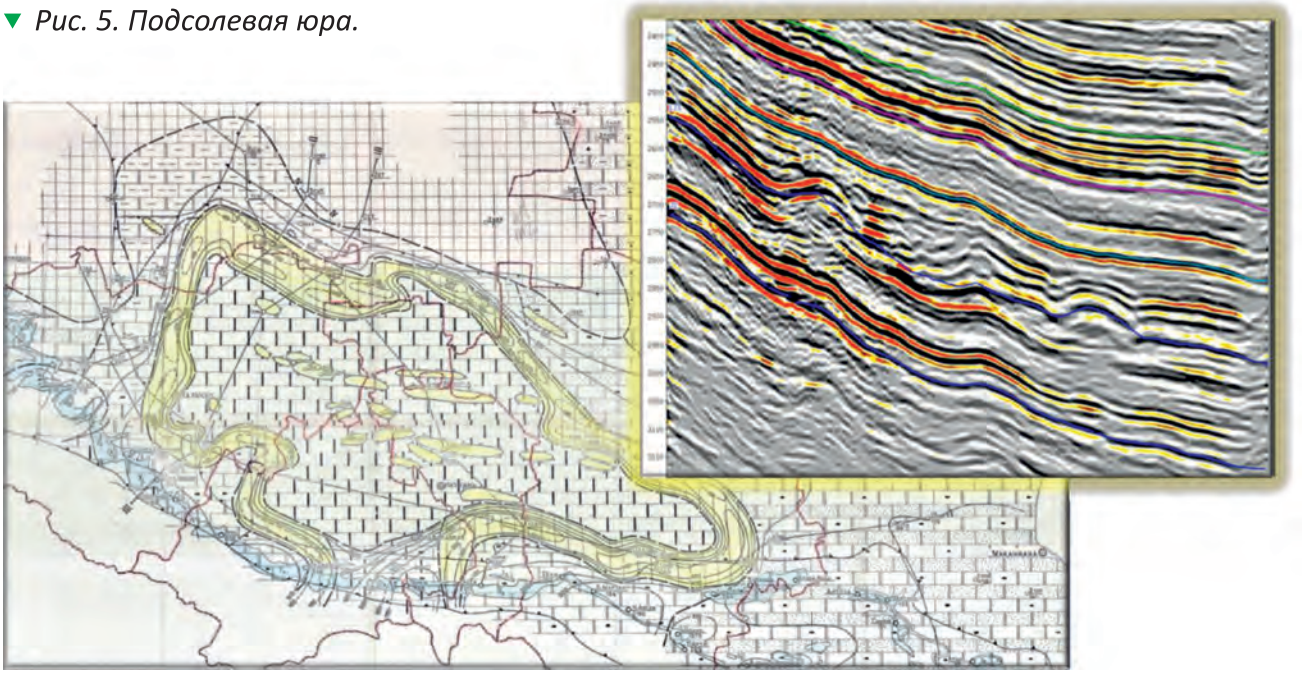
Подсолевая юра

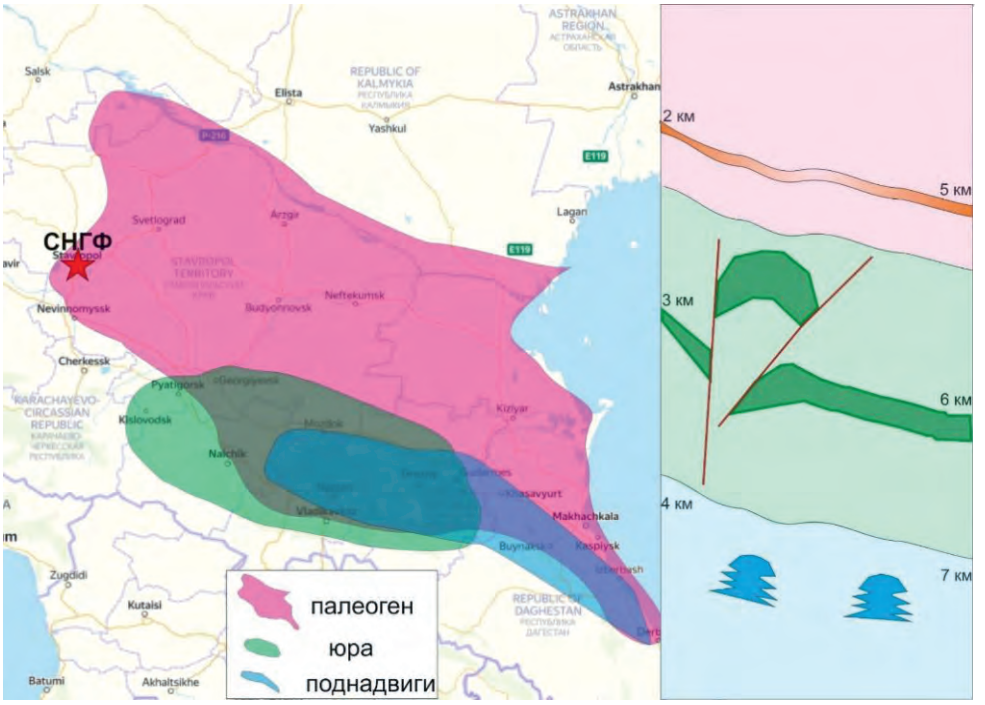
В практике поисково-разведочных работ в Терско-Каспийском передовом прогибе (ТКПП) толщи карбонатных пород в основании верхней юры получили наименование подсолевого нефтегазоносного комплекса. Подсолевые отложения верхней юры залегают на глубинах от 3 до 7 км, погружаясь с запада на восток и от южного борта прогиба к его осевой части. Их перспективность обусловлена наличием крупных подсолевых поднятий и разрывных нарушений, большими толщинами (до нескольких сотен метров) карбонатных пород, надежной покрышкой, образованной хемогенными отложениями, промышленной нефтегазоносностью вышележащих отложений, а также высокой продуктивностью юрских подсолевых отложений на территории Узбекистана и в зоне Персидского залива. Перспективы нефтегазоносности подсолевых комплексов могут быть связаны как с рифогенными образованиями, так и с карбонатами зарифовой зоны, причём запасы в ловушках на бортах ТКПП предположительно меньше, чем в центральных частях.

Отсутствие опыта подготовки такого рода объектов в сложных горно-геологических условиях наряду с технологическими особенностями (сероводород, текучие соли) остаётся основным сдерживающим фактором в освоении данного комплекса.

Это направление перспективно на территории Чеченской Республики, Республики Ингушетия и Ставропольского края и существует ряд примеров

▼ *Рис. 5. Подсолевая юра.*





▲ *Рис. 6. «Завтра» СКФО.*

получения промышленно значимых притоков УВ из подсолевой юры – Датых, Шамхал-Булак, Махачкала-Тарки.

Заключение

Из перечисленных направлений ГРР первоочередный интерес для инвесторов, на наш взгляд, представляют перспективы поисков и разведки залежей, связанных с палеогеновыми сложными коллекторами, что обусловлено небольшими глубинами залегания, льготным налогообложением, значительными запасами.

Одна из ключевых задач – привлечь внимание к региону СКФО динамически развивающиеся нефтяные компании на условиях партнерства. Для РФ в целом и Северо-Кавказского региона (в пределах Восточного Предкавказья) в частности это даст существенный прирост ресурсов и запасов УВ, для компаний-недропользователей создаст условия здоровой конкуренции и открытие новых месторождений, а для геологоразведочных предприятий - значительные объёмы работ на ближайшие 5-10 лет по направлениям сейсморазведочных работ на суше и шельфе, а также буровых, геолого-технологических и промыслово-геофизических работ.

Литература

1. Агаларов С. Г., Яндарбиев Н. Ш., Керимов В. Ю., Рыжков В. И. и др. Обоснование научно-технологического полигона по освоению нетрадиционных ресурсов УВ в хадумской свите Предкавказья // Москва, 2018.

2. Арутюнов Т. В. Состояние, тенденции и перспективы разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в хадумских отложениях Восточного Ставрополья // Материалы XVII научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», 2017.

3. Роговая И. Хадумская свита: кавказские нефтегазоносные сланцы тоже ждут своих технологий // Нефть и капитал, 2019, № 7-8. С. 21-26.

4. Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов // Георесурсы, 2017. Спецвыпуск. Ч. 2. С. 208-226.

Кафедра разведочной геофизики и компьютерных систем встречает 95-летний юбилей Университета нефти и газа имени им. Губкина

Кафедра разведочной геофизики и компьютерных систем является одной из старейших кафедр университета — она образована в 1951 году после разделения кафедры геофизических и геохимических методов разведки на кафедру полевой и промысловой геофизики. В течение 27 лет кафедрой полевой геофизики руководил выдающийся ученый и педагог Лев Александрович Рябинкин (1910–1985), создавший собственную геофизическую научную школу. Именно при нем в стенах кафедры сложилась особая атмосфера — уважения к личности, стремления к знаниям и творческого отношения к труду.

С 1980 года по 1994 год кафедру возглавлял известный сейсморазведчик Адам Константинович Урупов (1923–2008), один из первых учеников Л.А.Рябинкина, сохранивший лучшие традиции кафедры. Адам Константинович - участник Великой Отечественной войны, был тяжело ранен, награжден орденами и медалями СССР. С 1994 по 2009 год заведующим кафедрой был признанный авторитет в области грави- и магниторазведки Серкер Акберович Серкеров (1937–2011). Серкер Акберович работая в университете с 1966 года, прошёл путь от ассистента до профессора кафедры. С 1992 по 1998 год работал деканом факультета геологии и геофизики РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. Так трудом нескольких поколений преподавателей была создана признанная в нашей стране и за рубежом система высшего образования в области нефтегазовой разведочной геофизики.



Лев Александрович Рябинкин (1910–1985).

С 2009 года кафедру возглавляет профессор Валерий Иванович Рыжков. При нем кафедра вернулась к своей основной специализации – сейсморазведке. Учебный план был кардинально изменен. В настоящее время студенты в комплексе изучают предметы, формирующие профессиональные знания в области геологии нефти и газа и специализированные дисциплины по теории распространения сейсмических волн, обработке и комплексной интерпретации данных сейсморазведки, петроупругому, геологическому и геомеханическому моделированию. Классическая подготовка специалистов-сейсморазведчиков, заложенная Л.А.Рябинкиным, сохраняется и сегодня — выпускники кафедры востребованы в нефтяных и сервисных компаниях как в России, так и за рубежом. Не останавливаясь на достигнутом, кафедра активно осваивает новые направления. Особое внимание уделяется цифровым технологиям. В учебный план включены специальные дисциплины по программированию, интеллекту-



Кафедра разведочной геофизики и компьютерных систем 2024 г.

альной обработке данных, нейросетевому моделированию. В 2023 году, чтобы отразить возросшие цифровые компетенции выпускников, специальность получила новое название — «Компьютерный инжиниринг геологических объектов». Кафедра разведочной геофизики и компьютерных систем 2024г.

С 2010 года на кафедре развивается направление инженерной геофизики. Кафедра имеет широкую линейку современного геофизического оборудования, доступного студентам. На летних учебных практиках они закрепляют свои знания на археологическом полигоне в Гнездово (г. Смоленск), делая важную работу по геофизическому обеспечению археологических изысканий. В 2023 году в учебный план введен новый курс по применению беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) в геофизических исследованиях.

Кафедра активно ведет научные разработки в области количественной интерпретации сейсмических данных. Здесь разрабатываются алгоритмы сейсмической инверсии, петроупругого и нейросетевого моделирования. Заказчиками научно-исследовательских и научно-производственных проектов являются крупнейшие нефтегазовые компании России и Казахстана. География работ охватывает Западную и Восточную Сибирь, Северный Кавказ, Казахстан. Инженерная геофизика востребована в самых разных сферах: от разведки твердых полезных ископаемых и обеспечения строительных проектов — до экологических и археологических исследований. Активно внедряются БПЛА в полевую практику и исследовательские работы.

Кафедра разведочной геофизики уверенно встречает 95-летний юбилей университета с серьезными результатами и амбициозными планами. Мы открыты к сотрудничеству — в образовании, науке, исследованиях и инновациях.

Через тернии к успеху: Альтаир-М выходит на орбиту производственной эксплуатации

Российский программный комплексе обработки сейсмических данных представлен специалистам на симпозиуме в Тюмени.

В условиях текущей сложной международной обстановки российский рынок сейсморазведочного оборудования и программного обеспечения столкнулся с серьезными вызовами после ухода иностранных производителей. Это создало значительные трудности для отрасли, где успешная обработка и интерпретация сейсморазведочных данных являются ключевыми для поиска и разработки месторождений нефти и газа. Важно, что разработка отечественных программных решений в этой области сегодня становится приоритетной задачей для обеспечения независимости и устойчивого развития отрасли, успеха ГРР в целом.

Одним из таких решений является программное обеспечение «АЛЬТАИР-М», созданное в результате сотрудничества компаний АО «МАГЭ», ООО «Совфрансгео» и АО «Антарес-Код». Программа в настоящее время проходит стадию опытно-промышленной эксплуатации, включая тестирование на реальных проектах, инициированное ведущими нефтегазовыми и сервисными компаниями. Результаты этих испытаний становятся основой для дальнейшего внедрения программного комплекса в производственные проекты, реализуемые сегодня.

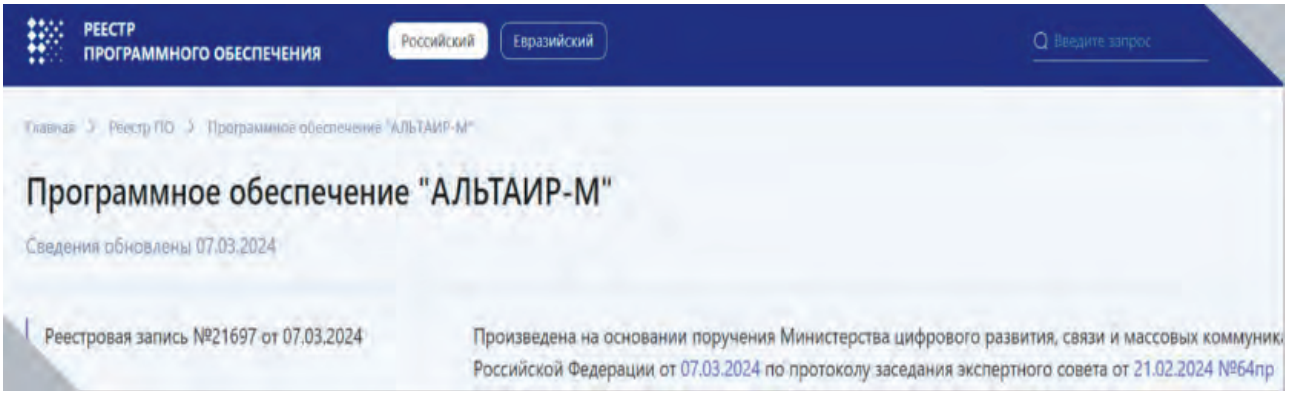
Комплекс предлагает пользователям:

- Полный диапазон прикладных программ для анализа, контроля качества и обработки данных сейсморазведки в интерактивном режиме;
- Работу с 2D, 3D, 4D и многокомпонентными данными;
- Работу с данными наземных, морских съемок и исследований морского дна;
- Более 200 расчетных модулей обработки данных.
- Возможно применение в полевых партиях, на судах, а также в обрабатывающих и специализированных центрах.

По состоянию на март 2025 года с программным комплексом «Альтаир-М» в работе познакомились специалисты целого ряда компаний:

- АО «МАГЭ»
- ООО «Газпром недра»
- ООО «Газпромнефть НТЦ»
- ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
- ООО «ТННЦ»

▼ *Рис. 1. Альтаир-М включен в реестр российского ПО.*



- ПАО «ПНГФ»
- ПАО «СНГЕО»
- ЗАО «МиМГО»
- АО «ДМНГ»
- ОП «ИГП»
- ФГАОУ «МАУ»

Программный комплекс «Альтаир-М» включен в реестр ПО Минцифры России (Рис. 1.) Российский комплекс обработки сейсмических данных готов к широкому внедрению в производство. Его появление имеет высокую актуальность, особенно для тех компаний, которым важно, чтобы программное обеспечение имело российское происхождение.

18-19 марта 2025 г. в г. Тюмень прошел Симпозиум по обработке данных в ПО «Альтаир-М»

На прошедшей встрече в очно-заочном формате приняли участие почти 90 специалистов из разных профильных компаний, что свидетельствует о высоком интересе к данному событию. Участники собрались в теплой и дружелюбной атмосфере, где встретились представители таких организаций, как ООО «Газпром недра», «Газпром ВНИИГАЗ», «Газпром нефть», МАГЭ, ЛУКОЙЛ, АО «Росгеология», «Ингеосервис», ЗапСибНИИГГ, ПАО «НК «Роснефть», «Роснефть ТННЦ», ВНИГНИ, МиМГО и других. Специалисты, имеющие уже определенный опыт работы с комплексом «Альтаир-М» и проводившие его тестирование, делились своими наблюдениями и результатами анализа нового программного решения. В ходе обсуждений участники не только обменивались мнениями о функциональности и возможностях системы, но и высказывали свои пожелания и рекомендации по ее дальнейшему развитию.

Ключевым преимуществом «АЛЬТАИР-М» является то, что в его основе лежит отечественная разработка – программное обеспечение для контроля качества полевых сейсморазведочных работ GeoSeisQC. Разработка изначально строилась на использовании собственных и открытых для использования технологий,



Рис. 2. Представляя ПО «Альтаир-М» выступает Генеральный директор ООО «Совфрансгео» Сутягин Н. В.

обеспечивающих высокую степень автономности и надежности. На текущий момент выпущено несколько версий программы широкого функционала, которые регулярно обновляются с учетом отзывов первых пользователей. Ведется работа над дальнейшим развитием комплекса, включением в него новых модулей, адаптация интерфейса под запросы пользователей.

На сегодняшний день в комплекс входит более 200 модулей, позволяющих выполнять полный комплекс обработки данных на современном технологическом и идеологическом уровне. Последовательность операционных возможностей представлена на Рис.3.

Альтаир-М в настоящее время предоставляет возможность реализовать стандартный поточный подход, который знаком многим специалистам, имеющим опыт работы с обработкой современных массивов данных. Его функциональные возможности позволяют внедрять привычные и хорошо отлаженные на практике техники, что значительно упрощает процесс работы с сейсмической информацией. Комплекс обеспечивает полноценный цикл обработки сейсмических данных в поточном производственном режиме, что позволяет выполнять задачи в сжатые сроки и с высоким уровнем эффективности. Это достигается благодаря использованию всех ресурсов и потенциала современного оборудования, что делает работу с данными более быстрой и продуктивной.

▼ *Рис. 3. Интерактивные возможности АЛЬТАИР-М.*



Каждый элемент комплекса включает набор расчетных модулей, число которых постоянно расширяется:

- Ввод-вывод
- Геометрия
- Статика
- Скорости
- Анализ амплитуд
- Деконволюция
- Подавление шума
- Подавление кратных
- Интерполяция и регуляризация
- Остаточная статика
- Миграция

Пользователи отмечали, что не все названия хорошо воспринимаются пользователем, что, возможно, потребует при дальнейшем развитии ПО их унификации, возможно и руссификации, для лучшего понимания функционала конкретного модуля.

В рамках симпозиума ряд докладов был посвящен тестовым проектам, выполненным в комплексе Альтаир-М. Представленные аудитории материалы позволяют сделать уверенный вывод о функциональной зрелости комплекса, его готовности к широкому применения в компаниях.

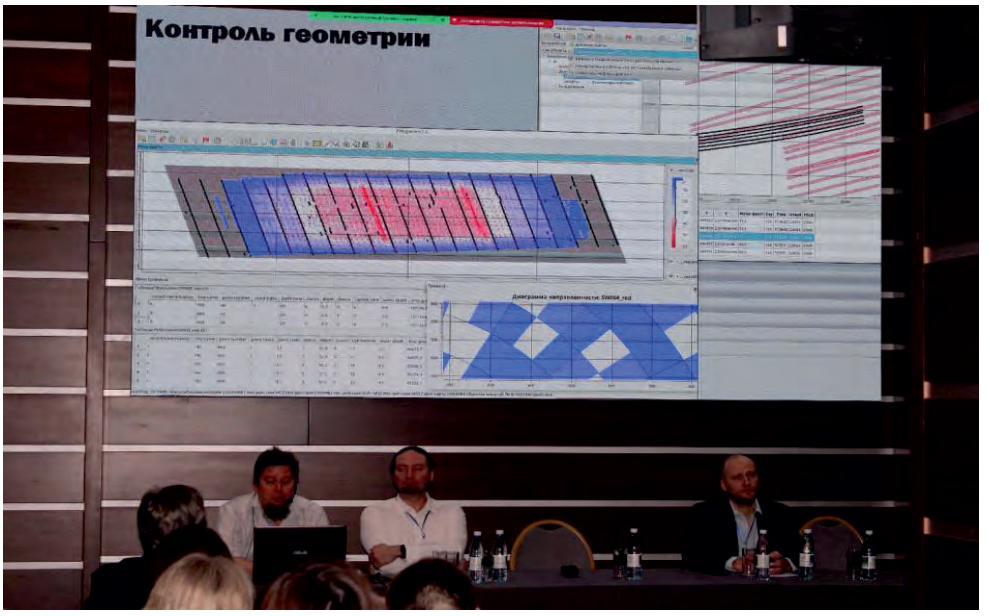


Рис. 4.
Команда авторов представляет программный комплекс Альтаир-М.

Компания ПАО «Пермнефтегеофизика» провела обработку материалов прошлых лет в сопоставлении с обработкой в комплексе Geovaition. (Рис. 5.) Специалисты провели обработку профиля 2D, 2001 года. Профиль находился в III сейсмогеологической зоне, которая характеризуется как «малоблагоприятная».

- Шаг между ПП, ПВ – 25 м
- Активных каналов – 120
- Кратность ОГТ – 30
- Источник возбуждения упругих колебаний – вибратор, F=16-90 ГЦ
- Длительность записи – 3 сек, шаг дискретизации – 2 мс.

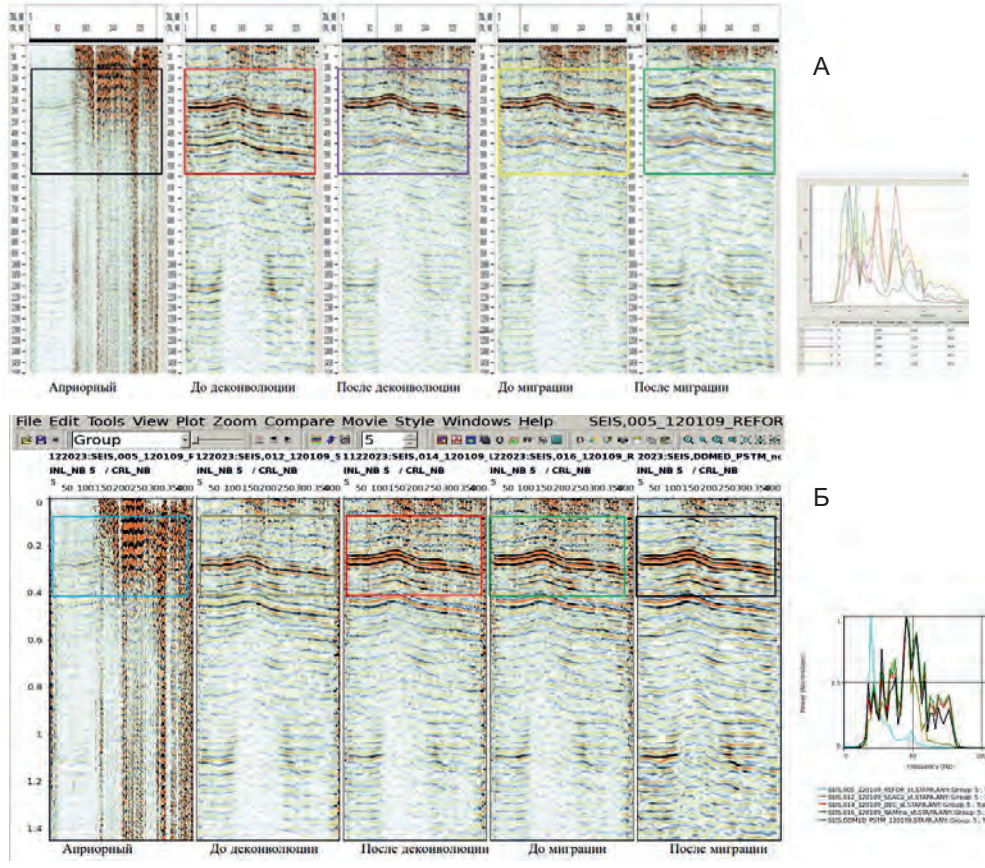


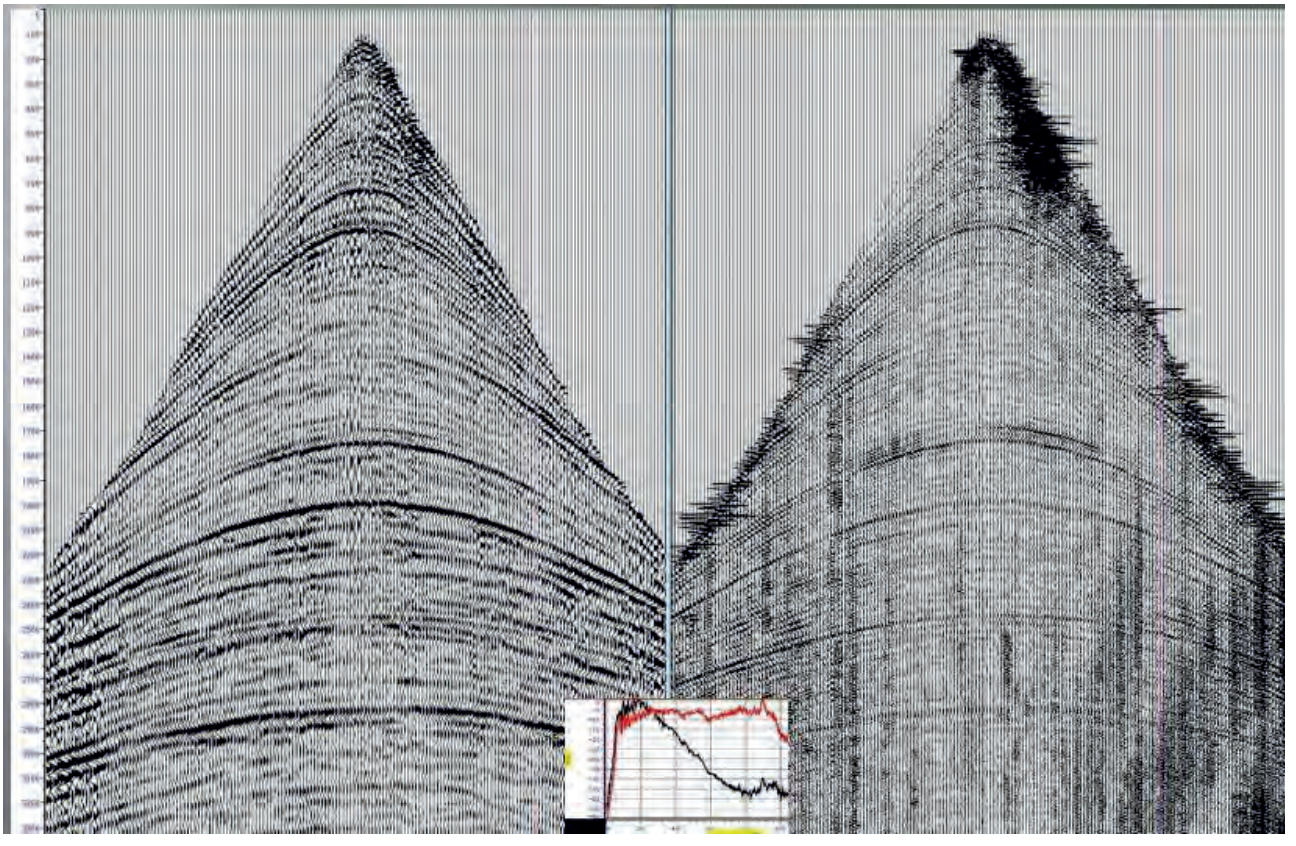
Рис. 5.
Разрез на разных этапах обработки, выполненный в различных программных комплексах:
А – Альтаир-М,
Б – Geovaition.

Сравнивая результаты обработки архивных 2D-материалов в комплексах Geovation и Альтаир-М, можно заметить, что качество полученных данных на различных этапах довольно схоже. Выполнение аналогичных процедур в этих обрабатывающих комплексах приводит к практически идентичным результатам на уровне сейсмограмм и разрезов.

Логовская Е. Н., эксперт в области геофизического программного обеспечения, представила результаты тестирования различных модулей и процедур, реализованных в ПО «Альтаир-М». В процессе анализа проводились скоростные испытания, учитывались геометрические расхождения, а также применялись разнообразные методы фильтрации и подавления помеховых волн. Эти аспекты играют ключевую роль в повышении точности и эффективности обработки сейсмических данных. Один из примеров тестов представлен на Рис. 6, который наглядно иллюстрирует результаты проведённой работы.

По результатам представленного анализа сделаны в целом позитивные выводы, а также рекомендации, направленные на дальнейшее развитие ПО. Пакет демонстрирует работоспособность и обеспечивает качественную временную обработку на современном уровне. В текущей версии отсутствует возможность получения и просмотра горизонтальных слайсов в приложении, а также функция вызова готовых горизонтов и мьютинга без активации дополнительного модуля. Рекомендуется добавить возможность получения и анализа не только вертикальных, но и горизонтальных спектров скоростей. Кроме того, необходимо разработать пакет 3D интерпретатора, так как его отсутствие препятствует проведению полноценной интер-

▼ *Рис. 6. Поверхностно-согласованная деконволюция и Q –компенсация реализованная в комплексе Альтаир-М.*



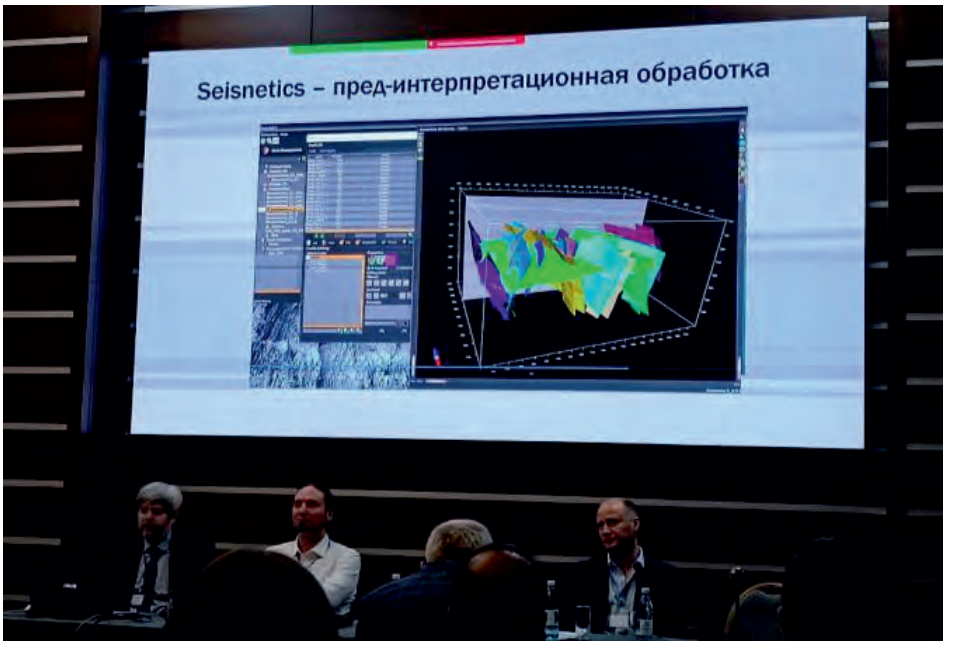


Рис. 7. Представление новаций комплекса Альтаир-М.

претационной обработки, что является актуальной проблемой.

Можно отметить, что процесс развития комплекса идет постоянно. В частности, модуль прединтерпретационной обработки был представлен уже в процессе мероприятия (Рис. 7.)

Техническая поддержка – основа успеха разработки Программного Обеспечения

Организация технической поддержки нового программного обеспечения (ПО) становится ключевым аспектом в процессе оптимизации и развития комплекса «Альтаир-М». Эффективное взаимодействие с пользователями не только позволяет выявлять и устранять проблемы на ранних стадиях, но и способствует непрерывному улучшению функциональности системы в целом.

Служба технической поддержки играет центральную роль в обеспечении стабильной и надежной работы технологических решений. Эффективная работа специалистов этой службы критически важна для выявления и решения проблем, с которыми сталкиваются пользователи, что создает надежную основу для успешного функционирования и дальнейшего развития программного обеспечения. В условиях быстро меняющихся требований и увеличения объема данных, минимизация простоев в их обработке и снижение вероятности возникновения проблем становятся первоочередными задачами.

Обеспечение бесперебойной работы модулей и приложений требует не только профессионального подхода, но и быстрой реакции на возникающие неисправности. Высокая квалификация пользователей играет важную роль в этом процессе, так как позволяет оперативно выявлять недоработки и узкие места в работе системы. Когда пользователи обладают необходимыми знаниями и опытом, они могут более эффективно взаимодействовать с технической поддержкой, что ведет к ускоренному решению возникающих проблем и повышению общей эффективности работы комплекса.

Таким образом, внедрение качественной технической поддержки способствует не только решению текущих проблем, но и обеспечивает долгосрочную стабильность и развитие комплекса

«Альтаир-М». Многогранное взаимодействие с пользователями, осуществляемое в рамках технической поддержки, позволяет оперативно выявлять слабые места и быстро применять необходимые улучшения, что в конечном итоге ведет к повышению удовлетворенности клиентов и эффективности использования программного обеспечения.

Техническая поддержка предоставляется пользователям «Альтаир-М» ежедневно. Она доступна в режиме работы 12 часов в сутки. Когда возникают сложности, реализуется возможность удаленного подключения, что значительно упрощает процесс решения проблем в режиме онлайн.

«Альтаир-М» – открытая платформа интеграции лучших решений

«Альтаир-М» не просто совместим с иными программными комплексами, существующими в отрасли, - это платформа, открытая для интеграции сторонних комплексов и решений частных вычислительных задач, реализованных другими разработчиками. Эта возможность делает данное ПО отличным интегратором рабочего места геофизика-проектировщика, геофизика-обработчика, геофизика-интерпретатора. Не случайно, организаторы симпозиума, помимо обмена мнениями о перспективах комплекса «Альтаир-М», предоставили возможность презентовать ряд иных интересных разработок.

Яблоков Александр Викторович, к.ф.-м.н., с.н.с. НГУ / ИНГГ СО РАН представил доклад «Разработка и внедрение стороннего модуля SWI, его функциональные возможности», иллюстрирующий потенциал ПО «Альтаир-М» в качестве открытого продукта.

SWI — это модификация методов поверхностных волн (MASW, SASW, CSW), предназначенная для решения задач малоглубинной сейсморазведки. С помощью этих методов можно строить скоростные модели верхней части земной коры, картировать распространение многолетних мерзлых пород, проводить районирование сейсмической опасности и определять статические поправки.

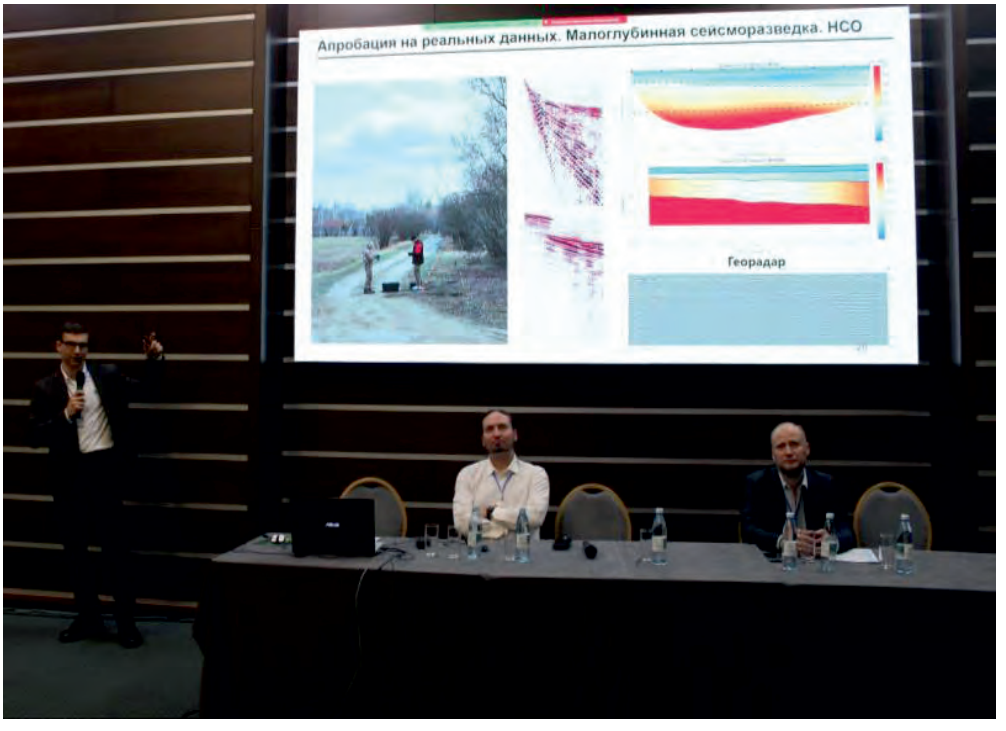


Рис. 8. Комплекс SWI работает с поверхностными волнами, помогает изучению ВЧР.

Компания МиМГО представила программный комплекс АСР-М – веб-приложение для мониторинга вычислительных процессов и состояния сервера. АСР-М — это российский программный продукт для бизнеса, который способствует оптимизации ресурсов, предотвращению простоев вычислений и повышению надежности ИТ-инфраструктуры. Программа осуществляет мониторинг состояния вычислительного кластера, что позволяет сократить время, которое специалисты сектора обработки сейсмических данных тратят на оценку загруженности кластера и определение возможности запуска расчетного задания.

Отзывы и впечатления о симпозиуме компании «Совфрансгео»



Ляпин Николай Вячеславович (ЗАО «МиМГО»)

«Симпозиум, проведённый на высоком уровне как с точки зрения программы, так и в плане участия квалифицированной и авторитетной аудитории, показал, что программное обеспечение «Альтаир-М» может быть конкурентоспособным аналогом зарубежных решений в области сейсморазведки. Его внедрение позволит укрепить технологический суверенитет, повысить конкурентоспособность отрасли и сократить зависимость от иностранных платформ.»



Скурихин Андрей Викторович (ООО «Газпром недра»)

«Как сказал Чарльз Ф. Кеттеринг, «высокие достижения всегда получаются при высоких ожиданиях». Надеюсь, что высказывание инженера изобретателя станет основным лозунгом программного обеспечения «Альтаир-М» и оправдает высокие ожидания геофизиков-сейсморазведчиков. Появление такого продукта на российском рынке приведет к толчку в развитии и конкурентной борьбе, что в свою очередь обеспечит суверенитет в области камеральной обработки сейсморазведочных данных. Продукт быстро вышел на рынок, поэтому еще требует некоторой доработки как идеологии, так и интерфейса. Однако могу отметить оперативность исправления ошибок, доработку интерфейса по запросам и разработку новых уникальных приложений. Настрой авторов на преодоление трудностей вселяет надежду. Мероприятия, подобные прошедшему симпозиуму, существенно ускоряют этот процесс. Желаю команде компании «Совфрансгео» удачи и скорейшего достижения поставленных целей.»



Логовская Елена Николаевна, эксперт по обработке данных,

«Перспективы программного обеспечения Альтаир можно оценить фразой «через тернии к звёздам», символизирующей преодоление трудностей для достижения высоких целей. Как ярчайшая звезда созвездия Орла, Альтаир олицетворяет динамичное развитие и амбициозные стремления ответить на акутальнейший запрос отрасли – появление российского комплекса обработки данных, самодостаточного и импортонезависимого.»



Литвачук Артем Вячеславович (МАГЭ)

«По результатам выполненной тестовой обработки данных 3D с буксируемой морской косой можно констатировать, что ПО «Альтаир-М» не уступает иностранному ПО и позволяет получать кондиционные качественные результаты. Ряд реализованных процедур морской обработки не имеет российских аналогов, ни в чем не уступает лучшим мировым решениям. А учитывая адаптивность комплекса и скорость его развития, можно говорить об отличных производственных перспективах применения в отрасли».



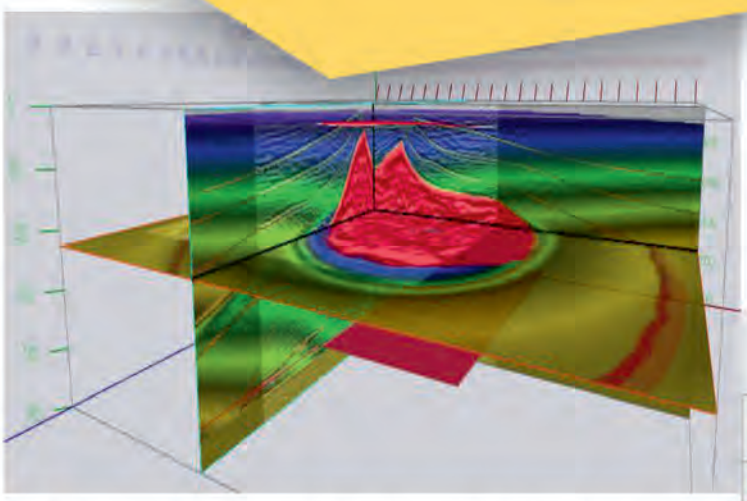
Слонов Д. Н., журнал «Приборы и системы разведочной геофизики»

«Разработка импортонезависимого российского геофизического программного обеспечения сегодня развивается стремительными темпами. Это стратегическая задача, которая, безусловно, будет успешно решена в ближайшее время. Прямой диалог между разработчиками, геофизическими сервисами и компаниями-недропользователями способствует сокращению сроков внедрения программного обеспечения. Компания «Совфрансгео» провела симпозиум, посвящённый ускорению практического внедрения ПО «Альтаир-М» на высоком уровне. Сегодня можно с уверенностью сказать, что в России появилось отличное ПО для обработки сейсмических данных на самом высоком уровне.»

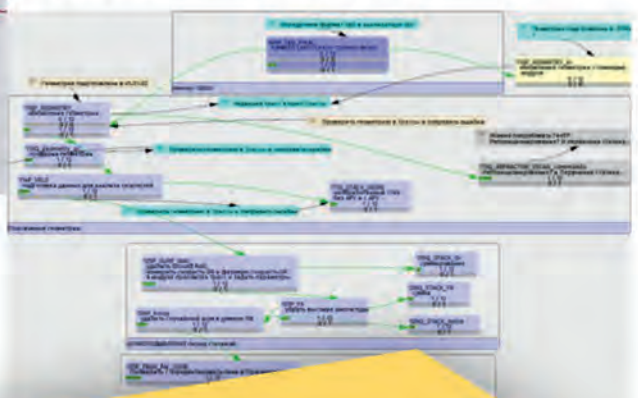
Альтаир – М

РОССИЙСКИЙ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

БЕСПЛАТНОЕ ОПРОБОВАНИЕ



Обеспечивает полный цикл обработки сейсмических данных в поточном производственном режиме в сжатые сроки, используя весь потенциал современного оборудования.



- **Активно развиваемый комплекс для обработки сейсмических данных КЛАССА OMEGA / GEOVATION**
- **Привычный пользователю интерфейс и идеология**
- **2D, 3D, 3C, 4D, МОРЕ, СУША, ВМДС, ГМДС, ТОМО-ИНВЕРСИЯ, FWI, SWI.**
- **Входит в реестр отечественного ПО Минцифры России.**
- **ИНТЕГРАЦИЯ С ЛЮБЫМ ПО и камеральными технологиями используемыми в отрасли**


РЕДСОФТ SOVFRANSGEO

СЕРТИФИКАТ СОВМЕСТИМОСТИ

ПРОГРАММНОГО ПРОДУКТА «АЛЬТАИР-М» И ОПЕРАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ РЕДОС

СОВФРАНСГЕО

info@sovfransgeo.ru

МАГЭ

info@mage.ru

АНТАРЕС-КОД

info@antares-kod.ru

Альтаир – М

115407, г.Москва, Нагатинская набережная, 56, корпус А, помещение X., +7 (495) 982 37 27

625051, г.Тюмень, Пермякова, 43а, +7 (3452) 315 607

sovfransgeo.ru

«Геоевразия» - 2025

Отчет о прошедшей конференции

С 14 по 16 мая 2025 года успешно прошла VIII Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2025. Геологоразведочные технологии — наука и бизнес». Площадкой мероприятия стал Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ). Организаторами мероприятия выступили Общественный совет при Роснедрах, Московское отделение Евро-Азиатского геофизического общества, МГРИ и Отделение наук о Земле РАН.

Журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» является информационным партнером мероприятия, освещая значимое для отрасли событие на своих страницах.

Мероприятие объединило более 1000 участников, включая представителей крупных компаний-недропользователей, сервисных организаций, научных центров, университетов и институтов РАН. Такое разнообразие участников способствовало плодотворным дискуссиям и позволило соединить на одной площадке науку, образование и бизнес.

Одним из ключевых событий первого дня работы конференции стала панельная дискуссия, посвященная реализации Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации, где обсуждались актуальные проблемы отрасли.



В дискуссии приняли участие видные эксперты и руководители отрасли. Среди них: Казанов Олег Владимирович, руководитель Федерального агентства по недропользованию (РОСНЕДРА); Корбутяк Сергей Петрович, начальник управления геологии месторождений «УК Полюс»; Панов Юрий Петрович, Ректор Российского государственного геологоразведочного университета им. Серго Орджоникидзе (МГРИ); Еремин Николай Николаевич, чл.-корр. РАН, декан Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова; Верниковский Валерий Арнольдович, ак. РАН, декан геолого-геофизического факультета Новосибирского Государственного Университета; Головина Тамара Александровна, Вице-президент Хартлэнд Менеджмент; Тихоцкий Сергей Андреевич, ак. РАН, директор Института физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН (ИФЗ РАН); Агапитов Дмитрий Дмитриевич, зам. председателя Общественного совета РОСНЕДРА, исполнительный директор Группы компаний ИГТ; Токарев Михаил Юрьевич, Председатель Общественного совета РОСНЕДРА, Председатель Московского отделения ЕАГО, зам. декана Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова.



Особое внимание было уделено тематическим круглым столам, посвящённым передовым технологиям и вызовам геологоразведки. Так, круглый стол «Применение волоконно-оптических измерительных систем в геологоразведочных работах» стал платформой для обсуждения перспектив использования DAS-систем в сейсмической разведке, отмечает Потемка Андрей Константинович (ЦАСД МГУ). Участники представили последние разработки в области распределённых сенсоров и обсудили их преимущества и пути развития. Не менее продуктивной выдалась дискуссия на круглом столе «Искусственный интеллект в геологоразведке: мифы и реальность», где эксперты проанализировали как успешные кейсы внедрения машинного обучения, так и реальные ограничения применения ИИ при интерпретации сейсмических и геологических данных. Всего в ходе конференции прошло 19 круглых столов, охвативших ключевые аспекты в области лабораторных исследований керна, геохимии, современных аппаратурных решений для геофизических работ, моделирования волновых полей, цифровых технологий, ресурсного обеспечения и устойчивого недропользования. Каждая сессия способствовала обмену опытом и укреплению профессиональных связей между наукой и индустрией.

Много обсуждений вызвала секция по образованию: острый дефицит кадров, по мнению участников конференции, можно нивелировать только объединив усилия вузов, отраслевых компаний и научных центров. *“Нам нужно доносить до общества, что работа геолога очень нужна, что за нами создаются предприятия, за нами растут города, за нами развивается экономика и повышается общий уровень жизни”,* — подчеркнул Олег Владимирович Казанов, руководитель Роснедр.

Клийменко Дмитрий Владимирович (ИРМ) подвел итоги круглого стола, посвященного проблемам согласования моделей среды: сейсмогеологической, геологической, гидродинамической, геомеханической: «Вопрос согласования разных типов моделей стоит достаточно остро».

При создании моделей используется различное программное обеспечение, как российское, так и зарубежное. При этом, существуют российские программные продукты, которые позволяют реализовать полный цикл моделирования месторождений в рамках единой экосистемы.

Пожалуй, основную трудность по-прежнему вызывает тот факт, что над разными типами моделей работают разные специалисты, и вопрос согласования моделей это чаще вопрос коммуникации специалистов, который дополняется трудностями при согласовании данных из разных программных продуктов.

Для повышения качества моделей, включающих в себя различные компоненты, следует разрабатывать стандарты и методики использования программных продуктов, работы с исходными данными и результатами моделирования. Отечественные программные продукты по своей функциональности не уступают, а в чем-то и превосходят зарубежные аналоги, что способствует процессу импортозамещения.

В рамках круглого стола была очень интересная дискуссия о необходимости выбора и изменения масштабов моделей на разных этапах моделирования, о требуемой детальности моделей и необходимости наличия единых источников данных.

По итогам круглого стола «Перспективы ВСП: ренессанс или вымирание?» модераторы Горбачев Сергей Викторович (ЦАСД МГУ) и Оболенская Алина Александровна (ЛУКОЙЛ-Инжиниринг) отмечают основные направления и темы:

• Существуют достаточно серьезные проблемы в направлении ВСП.

• При этом есть множество примеров эффективного применения ВСП для повышения качества и информативности геологоразведочных работ и решения различных задач разработки.

• Одной из основных проблем является слабая постановка геологических и технических задач перед ВСП.

• Отсутствие квалифицированных специалистов и экспертной поддержки при планировании и выполнении работ. Систему обучения и подготовки специалистов необходимо развивать и повышать качество.

• Нехватка навыков и опыта у интерпретаторов сейсмики с данными ВСП и проблемы стандартных интерпретационных программных продуктов.

• Существует проблема в отсутствии полной линейки Российских программных продуктов по ВСП от планирования до интерпретации.

• При этом мировой рынок скважинной сейсморазведки и ВСП достаточно существенный и стабильно развивается за счет постоянного совершенствования методик, технологий и подходов.

• Одним из самых растущих направлений является использование оптоволоконных технологий (DAS) для ВСП.

• В России уже есть примеры применения DAS VSP, но их очень мало, не до конца проработаны вопросы планирования работ и алгоритмы обработки данных, а также оценка эффективности таких проектов.

• Ключевым моментом проблемы недостаточного использования методики ВСП является отсутствие «четких» схем применения ВСП для различных геологоразведочных задач и разработки, а также методических рекомендаций с примерами, лучшими практиками работ.

• Для решения описанных проблем предлагается проводить регулярные мероприятия по обсуждению и проработки вопросов и проблем, с выработкой предложений и решений.

•

Секция по морским исследованиям состояла из двух частей. В первой обсуждались нюансы геологического толкования сейсмических данных на конкретных объектах, а вторая была посвящена технологическому обеспечению морских работ.

В ходе дискуссии, отмечает Терёхина Яна Евгеньевна, участники секции подчеркнули необходимость сформулировать и закрепить в нормативно-правовой базе обращение с мерзлым керном на борту и расширить список необходимых лабораторных испытаний. Токарев Михаил Юрьевич (МГУ имени М.В.Ломоносова) говорит, что современный уровень используемых технологий требует дальнейшего развития, и отмечает, что существуют отечественные компании, которые в этом направлении успешно работают.

На круглом столе «Цифровое хранилище – перспективное направление в системе хранения скважинного керна. Технологии сбора данных, их архивации и хранения, обзор оборудования, потенциал оцифровки архивного кернового материала», модераторами которого выступили Коровина Татьяна Альбертовна (Корэтест сервис) и Корост Дмитрий Вячеславович (МГУ имени М.В. Ломоносова, Декосервис), участники обсудили области применения, возможности и преимущества работы с цифровым керном в архитектуре цифрового месторождения, текущее состояние и уровень цифровизации керна, потенциал оцифровки архивного исторического кернового материала. При обсуждении были затронуты следующие вопросы:

Обсудили содержание понятия «Цифровой керн», а также отсутствие общего понятийного аппарата для государственных и коммерческих организаций. Участники подчеркнули необходимость создания нормативного документа по наименованию в области цифровизации первичной прямой геологической информации (каменного материала), как для УВС, так и для ТПИ

Обсудили место компьютерной томографии в системе «Цифровой керн», отметив достаточную доступность метода, высокие перспективы применения при разработке соответствующего вычислительного аппарата, а также возможность имплементации данных КТ в существующий граф обработки кернового материала, что существенно повысит качество и достоверность лабораторных исследований за счет контролируемого отбора проб, кластеризации и апскейлинга на основании стереологических данных, а также применение метода при сопровождении сложных лабораторных экспериментов.

Обозначили актуальность вопроса создания цифровых хранилищ. Необходимо создание баз оцифрованного керна, прежде всего архивного исторического каменного материала; необходимо нормативно закрепить нужные для оцифровки параметры, создать регламент хранения, оптимизации затрат на создание баз.

Подняли вопрос о важности создания открытых баз данных для доступа к информации по керну по единому регламенту. Существует проблема отсутствия структуры открытого накопления данных

о керне, в том числе для научно-исследовательских и образовательных задач

В рамках круглого стола «Опыт и современные подходы к прогнозу трещиноватости для целей разведки и разработки месторождений нефти и газа» своим взглядом на проблематику прогноза трещиноватости поделились эксперты различных специализаций: петрофизики, сейсмики, геологи. Благодаря междисциплинарному формату, подводит итог Яковлев Иван Валерьевич (ПетроТрейс), в ходе работы сессии удалось обрисовать и современное состояние методической базы по изучению трещиноватости, и подсветить стоящие перед исследователями вызовы и проблемы.

В настоящее время разработан достаточно широкий арсенал методов для изучения эффектов, связанных с трещиноватостью, как при скважинных измерениях, так и с использованием данных сейсморазведки. При этом к «прямым» методам наблюдения трещин можно отнести только скважинные имиджеры, позволяющие получать изображение стенок скважины. Остальные методы, в том числе сейсмические, основаны на анализе явлений, индуцированных наличием трещин: азимутальной анизотропии скоростей и амплитуд сейсмических волн, дифракции, неоднородностей геометрии отражающих границ.

Несмотря на развитую методическую базу и известные успешные примеры прогноза трещиноватости по комплексу геолого-геофизических данных, участники круглого стола сформулировали ряд проблем, решение которых еще предстоит найти:

• Наличие неопределенностей, связанных с интерпретацией измерений: разделение естественной и техногенной трещиноватости, влияния верхней части разреза от свойств целевого пласта, согласование результатов анализа различных атрибутов и др.;

• Необходимость разработки универсальных разномасштабных моделей трещин, которые бы обеспечили обоснование результатов интерпретации данных ГИС и сейсморазведки;

• Согласование масштабов различных видов измерений: керна, ГИС, сейсмических наблюдений; разработка единых определений и кросс-дисциплинарного понятия трещиноватости, которое позволит обоснованно верифицировать получаемые замеры и результаты интерпретации одних данных другими;

• Учет результатов прогноза трещиноватости в трехмерной геологической, гидродинамической и геомеханической модели резервуара для решения задач разработки месторождений углеводородов.

В рамках круглого стола «Ресурсное обеспечение Северного Морского Пути» было представлено 6 докладов, касающихся вопросов геологического изучения, логистики и организации работ. В общей дискуссии было отмечено, что в связи с внешними факторами реализации намеченных проектов задерживаются. Трансформация мировой энергетики создает новые условия, в которых инвестиционной привлекательностью могут обладать только наиболее эффективные геологоразведочные проекты. Это обстоятельство требует актуализации представлений о геологическом строении регионов, составляющих ресурсное обеспечение Северного Морского Пути с целью максимально эффективной приоритизации перспективных направлений работ.

На круглом столе "Глубинные построения в сейсморазведке" были представлены четыре доклада, затрагивающие ключевые аспекты современной сейсмической обработки. Первый доклад был посвящен методам волновой инверсии (FWI) с разделением решения на гладкую и сингулярную составляющие, что имеет важное значение для различных способов получения глубинных изображений.Второй доклад вызвал активную дискуссию относительно сопоставления современных методов миграции. Было отмечено, что пользователи часто не осознают преимущества различных миграционных преобразований, а заказчики необоснованно включают эти процедуры в технические задания. Последующие доклады продемонстрировали опыт использования как зарубежного, так и отечественного программного обеспечения, подчеркнув необходимость детального анализа применяемых методик и важность развития собственных решений.

Фиников Дмитрий Борисович (Сейсмотек) говорит, что в целом, технологический уровень современной сейсморазведки позволяет решать многие задачи построения глубинных изображений среды высокого качества, но отрасль не вполне готова к тому, чтобы воспринимать эти решения, которые ввиду своей новизны требуют определённых усилий и изучения. Кроме того, требуется участие нефтяных компаний в развитии программно-алгоритмического обеспечения отрасли, а не только в потреблении готовых продуктов. В условиях, когда объём сейсморазведочных работ снижается, можно было бы заняться и исследовательскими проектами на старых данных.

Выставка компаний стала ярким отражением многообразия и динамики развития отрасли: здесь были представлены как крупные, так и небольшие



сервисные компании, ключевые представители недропользователей, ведущие научные институты и учебные вузы. Экспозиция продемонстрировала современное состояние отрасли, объединив передовые IT-решения, инновационные алгоритмы и актуальные разработки. Участники смогли ознакомиться с последними технологическими достижениями, обменяться опытом и оценить перспективы дальнейшего сотрудничества, что сделало выставку важной площадкой для профессионального диалога.

Достигнутые высокие показатели по количеству участников, докладов и экспонентов в этом году позволяют организаторам конференции ставить перед собой амбициозные цели на будущее. В планах — расширение географии участников с акцентом на привлечение представителей из стран Юго-Восточной Азии, что позволит усилить международное сотрудничество и обмен передовыми технологиями в области геологоразведки.

Благодарности

Особую признательность хотелось бы выразить программному комитету, модераторам секций и круглых столов прошедшей конференции и выставки «ГеоЕвразия-2025. Геологоразведочные технологии — наука и бизнес». Их профессионализм и компетентность стали залогом успешного проведения этого масштабного мероприятия.


ГЕОФЕСТ
ЗВЕЗДНЫЕ
ГЕОФЕСТ ЭКСПО 2025
ВОЛНЫ
ТСГК
ТЮМЕНСКАЯ СЕРВИСНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ
ТЮМЕНЬ 29.08.25
КУЛИГА-ПАРК
+7 (912) 992-07-15



EURASIA OIL SERVICES

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.

GEOSEIS

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

