

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ОКТЯБРЬ-ДЕКАБРЬ

4/2025

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

Альтаир-М



Компьютерные технологии В ГЕОФИЗИКЕ

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

О прошедшей конференции Встречи на Волге 2025

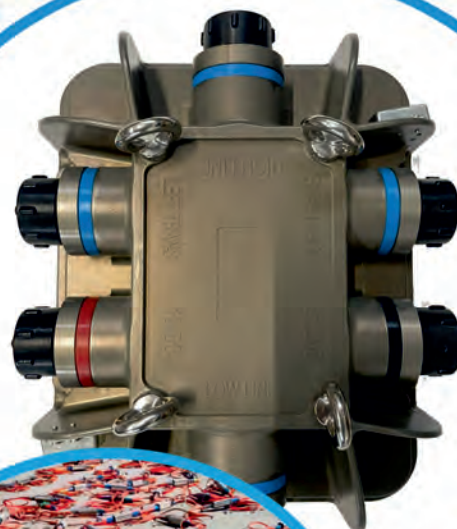
**ЛУЧШИЕ В МИРЕ
ТЕХНОЛОГИИ
для
РОССИЙСКОЙ
ГЕОФИЗИКИ!**



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

**ВОЗМОЖНОСТИ для РОССИЙСКОЙ ГЕОФИЗИКИ в ПЕРИОД
ОТСУТСТВИЯ ПРЕДЛОЖЕНИЯ КАБЕЛЬНЫХ СИСТЕМ НА
РЫНКЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ для РАБОТЫ
в АКВАТОРИИ ULS 408-428, 508TZ.**



**ULS 408-428 (КОМПЛЕКТ ОБОРУДОВАНИЯ
КАБЕЛЬНЫЕ СЕКЦИИ, БЛОКИ, СОВРЕМЕННЫЕ
СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ, ГИДРОФОНЫ-ГЕОФОНЫ,
для ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛЕВОЙ СИСТЕМЫ в
ТРАНЗИТНЫХ ЗОНАХ до 50М)**

ТЕМА НОМЕРА:**«Компьютерные технологии в геофизике»****СОДЕРЖАНИЕ:****Наши партнеры 3****КОЛОНКА РЕДАКТОРА****Главный редактор Слонов Д.Н. 6****ТЕМА НОМЕРА****Технологии завтрашнего дня в сейсморазведке: Идеология цифровой трансформации от «Тюмень Гео Технологии»****Савченко С.А., Шевченко И.И. 8****От сейсмики высокого разрешения (CBP) к сейсмике сверхвысокого разрешения (CCBP) на примере технологий «nSeis» и «nSeis 2»****Архипов А.А., Хромова И.Ю. 12****Оценка чувствительности 3D/4D AVO-анализа и 3D/4D инверсии на примере объекта Слейпнир****Лекомцев А.В., Подбережный М.Ю. 19****Как искусственный интеллект видит будущее в интерпретации данных сейсморазведки****Подготовлено с использованием ИИ на основе промта Старобинца А.Е. 28****ПАК «Геотом» меняет подход к QC: контроль источников возбуждения по данным ОПП****Тиссен А.А., Нефедов Н.Е., Анкушев В.В. 34****ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ****Выбор шага приёма при выполнении инженерной сейсморазведки для сейсмического микрорайонирования****Романов В.В., Кауркин М.Д. 44****Учёт влияния сезонно-мёрзлого слоя при инженерной сейсморазведке на поперечных отражённых волнах****Романов В.В., Посеренин А.И., Новиков П.В., Кауркин М.Д. 50****Оптимальная методика использования радиобуев в морской сейсморазведке****Табырца С.Н., Леонова Н.Е., Пискарев А.Л. 55**

Геофизический мониторинг разработки залежей сверхвязкой нефти с применением скважинной сейсморазведки	
Файзетдинов Г.Р., Косарев Я.С., Крылов П.С., Ситдинов Р.Н.	63

Применение низкочастотной сейсмической шумовой томографии для мониторинга за разработкой месторождения сверхвязкой нефти	
Косарев Я.С., Файзетдинов Г.Р., Крылов П.С., Ситдинов Р.Н.	68

Результаты обработки поверхностных сейсмических данных и ВСП, полученных с помощью оптоволоконных технологий при возбуждении сигнала Wellsweep	
Жуков А.П., Горбунов В.С., Коротков И.П.	75

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Разработки АО НПП «ВНИИГИС» для повышения изученности нефтегазовых горизонтов: керноотборник «КЕРН-М», аппаратура ГДК-ОПК «ДИП» и «ГДК-72», аппаратура микросейсмического мониторинга АСПУ-МСМ	
Сергеев А. А., Перелыгин Д.В.	82

Опыт применения пассивного MASW при построении скоростных моделей ВЧР	
Ягудин И.Р., Гафаров Р.М., Жужель А.С.	88

Применение комбинации частотно-модулированных свип-сигналов Qwell с пониженным уровнем нелинейных искажений и корреляционных шумов, адаптированных для конкретных геологических условий	
Адиев Т.Р., Жужель А.С.	94

Современный комплекс оборудования и программного обеспечения для проведения работ методом магнитотеллурического зондирования	
Богомоллов Н.Ю., Скрыбин А.С., Самсонов М.Б.	103

ОБРАЗОВАНИЕ

Молодежная политика Росгеологии: формирование кадрового контура отрасли до 2050 года	
.....	113

Применение отечественной системы «Пангея» в региональных исследованиях Астраханско-калмыцкого Прикаспия и подготовке специалистов	
Камнев П.П., Шелкова С.А., Мохнев А.А.	117

Насколько критичны гармонические искажения в вибросейсморазведке? Причины их возникновения и способы подавления	
Гафаров Р.М.	122

НОВОСТИ и СОБЫТИЯ

ПОСТ-РЕЛИЗ КОНФЕРЕНЦИИ «Встречи на Волге 2025»:

«Профессиональный диалог, технологии и живая практика» 134

XV Всероссийское совещание во ВНИГНИ 141

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ В ОТРАСЛИ 2026 144

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:

Молчанова Д.В.

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:
22.12.2025

Дата выпуска:
29.12.2025

Ответственность за подбор и изложение фактов в статьях несут авторы. Редакция 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: psrgео.ru

Организатор журнала:

Турлов П.А.

Уважаемые коллеги!

Представляем вашему вниманию четвертый номер журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» за 2025 год, посвящённый роли современных ИТ-решений в геофизике. Хотя тема цифровых технологий неизменно присутствует в наших материалах о новациях отрасли, в этом выпуске мы стремились раскрыть её наиболее полно и разносторонне.

Открывает номер статья «Технологии завтрашнего дня в сейсморазведке» от компании «Тюмень Гео Технологии», представляющая экосистему цифровой трансформации, которая объединяет «Цифрового диспетчера», умные устройства, ГИС-инструменты и AI-технологии для создания безопасных и высокоэффективных полевых операций будущего. На наш взгляд, именно такая цифровая трансформацию полевых работ в сейсморазведке должна становится новым отраслевым стандартом.

Технологиям полевых работ посвящена и статья компании «Сейстех» «ПАК „Гео-том“ меняет подход к QC: контроль источников возбуждения по данным ОПП» (Тиссен А. А., Анкушев В. В.). В ней показано, как использование выборки сейсмограмм общего пункта приёма (ОПП) позволяет оперативно и надёжно оценивать стабильность источников возбуждения при работе с российской бескабельной системой, выгодно ее отличая от так называемых «слепых» нодальных систем.

Возможности вычислительной техники поднимают технологии в геофизике на новые высоты, расширяя круг решаемых задач, увеличивая глубину и детальность исследований. Ярким примером такого прогресса стала статья «От сейсмики высокого разрешения (CBP) к сейсмике сверхвысокого разрешения (CCBP) на примере технологий nSeis и nSeis 2», в

которой показано, как методы математического продолжения спектра позволяюткратно увеличить высокочастотную полосу записи и тем самым раскрыть тонкослоистые и локальные объекты, недоступные для традиционной обработки.

Целый ряд авторских материалов посвящен различным этапам камеральной обработки сейсморазведочных данных – обработка, интерпретационная обработка, AVO, интерпретация и геологические результаты. Однако особняком стоит статья «Как искусственный интеллект видит будущее в интерпретации данных сейсморазведки», подготовленная непосредственно Искусственным Интеллектом на основании промта, сделанного Старобинцем А.Е.

Собирая материалы, мы традиционно не ограничиваем авторов темой номера. В данном выпуске своих читателей ждут материалы – сразу три статьи - от компании «Башнефтегеофизика», стабильно радующей новыми технологическими разработками, и что вдвойне приятно, не скрывающей свои исследования. Информацию о своем оборудовании и опыте его использования представляют компании ООО «Вега», АО НПП «ВНИИГИС», ООО «Геоспейс» и другие организации.

Актуальность предыдущего, «морского» выпуска журнала ПриС подтверждает статья «Оптимальная методика использования радиобуев в морской сейсморазведке» от ВНИИОкеанологии, как бы догоняющая третий номер журнала.

В разделе, посвящённом образованию, представлен материал «Молодёжная политика Росгеологии: формирование кадрового потенциала до 2050 года». В нём рассказывается, как государственный холдинг заботится о подготовке кадров,

реализуя образовательные проекты для привлечения молодых к геологии ещё со школьной скамьи.

В четвертом номере журнала принято подводить некоторые итоги, рассказывать о наиболее значимых отраслевых событиях. Рассказать о все мероприятиях невозможно, мы выбрали рассказ о состоявшемся в Москве XV Всероссийском совещании «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии», организованного подведомственной организацией Роснедр — ВНИГНИ при поддержке Минприроды России и Роснедр. На данном мероприятии, кстати, журнал выступил с докладом о тенденциях и технологических трендах в российской разведочной геофизики.

Для того, чтобы нашим партнерам и читателям было проще планировать свою

маркетинговую активность 2026 г., представляем сводный календарь значимых для отрасли событий. И будем рады, если накопленный в журнале значительный аналитический материал, и команда журнала сможет оказать помощь в подготовке докладов, презентаций и аналитических обзоров для ваших выступлений и проектов.

Также предлагаем нашим потенциальным авторам рассмотреть редакционный план по темам журнала на 2026 г., выбирая интересные для себя направления.

- **№1 «Экономика и риски ГРП»**
- **№2 «Сделано в России»**
- **№3 «Комплексирование методов и технологий»**
- **№4 «Цифровая трансформация ГРП»**



Коллектив журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» поздравляет с наступающим Новым годом наших авторов и читателей, партнеров и друзей:

*Журнал «Приборы и системы»
Коллег поздравит от души,
Чтоб шли дела и были темы,
Статьи рождались хороши,
И сколько б ни было забот,
Пусть станет добрым Новый год!*

**Главный редактор журнала
«Приборы и Системы
разведочной геофизики»,**

Слонов Дмитрий Николаевич



Технологии завтрашнего дня в сейсморазведке: Идеология цифровой трансформации от «Тюмень Гео Технологии»

■ Савченко С.А., Шевченко И.И., ООО «ТГТ», г. Тюмень

Современная сейсморазведка — это не только о поиске полезных ископаемых, но и о высоких технологиях, которые делают этот процесс безопасным, эффективным и управляемым. Российская ИТ-компания «Тюмень Гео Технологии» (ТГТ) представляет собой яркий пример того, как цифровизация пронизывает все этапы полевых работ, от планирования до анализа данных. Их подход — это не просто внедрение отдельных решений, а целостная идеология, направленная на создание экосистемы взаимосвязанных технологий, которые работают здесь и сейчас.

Общая идеология: Цифровой диспетчер как ядро экосистемы

Основой философии ТГТ является концепция «Цифрового диспетчера». Это не просто программное обеспечение, а комплексная платформа, которая объединяет людей, технику и данные в единое информационное поле. Её цель — тотальный контроль и координация всех процессов в реальном времени.

Ключевые принципы этой идеологии:

1. Безопасность и оперативность: Главный приоритет — жизнь и здоровье персонала. Система в режиме реального времени отслеживает нахождение людей и транспорта в опасных зонах и мгновенно оповещает диспетчера и самих работников о нарушениях, сокращая время реагирования на ЧП.

2. Сквозная визуализация: Диспетчер видит всю картину на местности: зоны работ, перемещения групп, состояние оборудования. Это позволяет принимать взвешенные управленческие решения.

3. Автоматизация рутины: Система берет на себя сбор статистики, мониторинг параметров, построение карт и планирование маршрутов, освобождая персонал для решения более сложных задач.

4. Гибкость и масштабируемость: Используется собственное программное и аппаратное обеспечение, которое адаптируется под конкретные нужды проекта и легко масштабируется при появлении новых запросов пользователя.

Эта общая идеология воплощается в ряде конкретных продуктов и решений, каждое из которых является кирпичиком в здании «цифровой партии будущего».

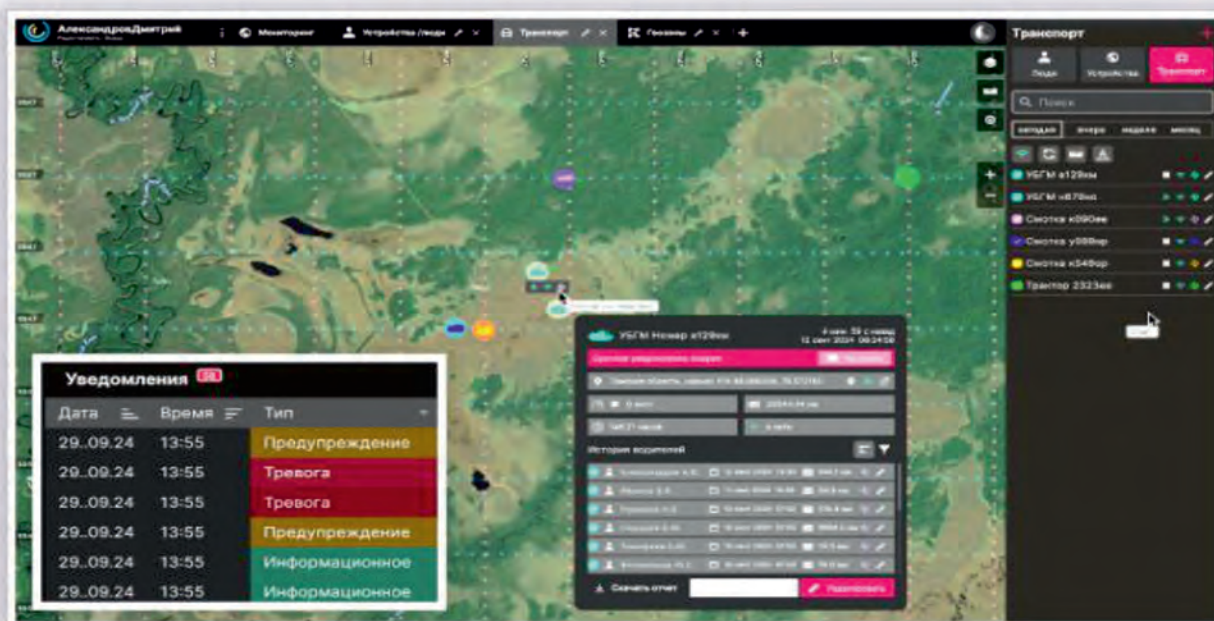
Ключевые проекты «партии будущего» в деталях

1. «Цифровой Диспетчер — Footprint»: Нервная система поля

Это программно-аппаратный комплекс, который можно назвать нервной системой всего полевого лагеря (рис.1).

• **Техническая основа:** Система использует портативные и мобильные устройства с дальностью связи до 8 и 20 км соответственно, с точностью позиционирования до 2 метров. Устройства работают в широком диапазоне частот (UHF), устойчивы к экстремальным температурам (от -60°C до +60°C), влажности (до 95%) и внешним воздействиям (стандарт IP 67). Встроенные GPS/GLONASS/Galileo модули и временная синхронизация в 10 наносекунд обеспечивают точность данных.

• **Функционал:** «Footprint» позволяет в реальном времени отслеживать геолокацию персонала и транспорта, создавать статические и динамические зоны контроля (например, запретные или опас-



▲ Рис. 1. Скриншот интерфейса системы Footprint.

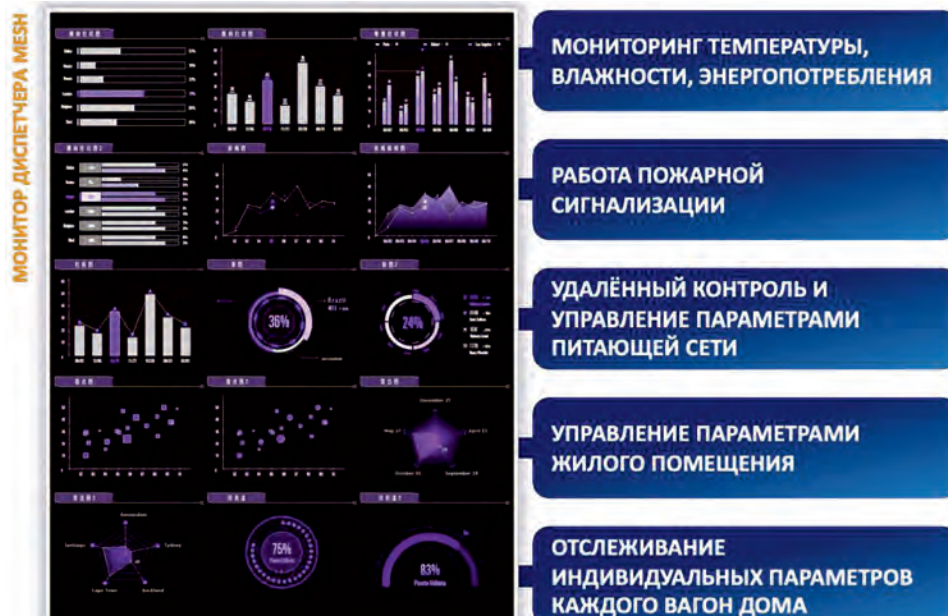
ные участки), автоматически направлять ближайшие бригады или медэвакуацию к месту происхождения и собирать детальную статистику по всем операциям.

- **Практическая польза:** Система не только предотвращает несчастные случаи, но и радикально повышает эффективность работ. Диспетчер может оптимально распределять задания, отслеживать производительное время и оперативно реагировать на любые отклонения от плана.

2. «Умный Вагон-Дом»: Комфорт и экономия в удаленных локациях

Это решение направлено на цифровизацию быта полевых специалистов, превращая стандартный вагон-дом в интеллектуальный модуль (Рис.2).

- **Возможности:** Система осуществляет мониторинг индивидуальных параметров (например, энергопотребления), отслеживает пожарную тревогу, собирает подробную статистику и позволяет осуществлять удалённое управление системами модуля.



◀ Рис. 2. Интерфейс и возможности системы «Умный вагон-дом».

- **Результат:** Повышается не только безопасность (за счет раннего предупреждения ЧП), но и комфортность проживания. Кроме того, система способствует значительному снижению расхода электроэнергии. Уже 160 таких модулей успешно запущены в эксплуатацию.

3. Отечественная разработка: Аккумулятор WRU (RT2)

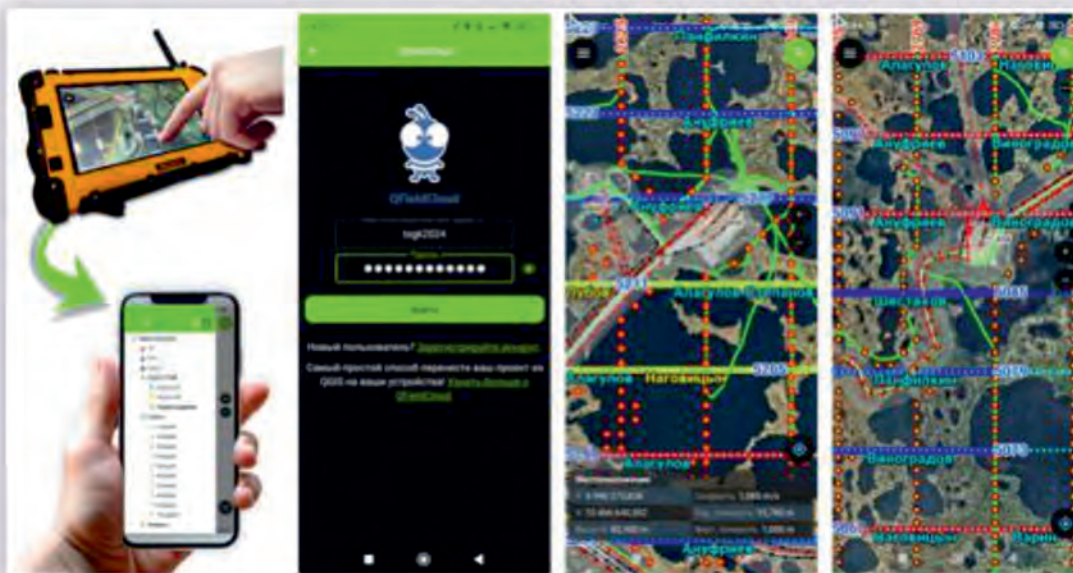
Компания делает ставку на импортозамещение и собственные инженерные компетенции. Яркий пример — автономный аккумуляторный блок WRU (Рис. 3)



▲ Рис. 3. Аккумулятор для WRU (RT2).

- **Преимущества:** Повышенная емкость обеспечивает время работы до 60 дней. Блок является интеллектуальным — он ведет визуализацию своих основных показателей и сбор статистики. Устройство прошло суровые сезонные испытания в количестве 2000 штук, что доказывает его надежность в полевых условиях.

▼ Рис. 4. Фрагмент интерфейса приложения QField.



4. Цифровизация полевых процессов: От карты до задания

ТГТ создала геоинформационную базу данных для управления проектами, которая интегрируется с полевыми работами (Рис.4).

- **Инструменты:** Используются такие платформы, как QField и QGIS, для адаптации топографических данных под участки недр.

- **Автоматизация:** Система автоматически рассчитывает залесённость, строит карты рельефа с точностью до 15-30 метров и карты уклонов. Это позволяет планировать работы на сложных и опасных участках.

- **Эффективность:** Происходит переход на электронную прогресс-карту, планирование и выдачу заданий для полевых бригад в цифровом виде, а также навигацию с учетом всех коммуникаций и эксклюзивных зон.

5. Внедрение искусственного интеллекта

Компания смотрит в будущее, активно внедряя технологии искусственного интеллекта.

- **Направления:** Разрабатываются чат-боты и системы для создания контента на базе нейросетей.

• **Цель:** Эти инструменты предназначены для повышения компетентности сотрудников, оптимизации процессов оценки их знаний и обеспечения полной прозрачности результатов тестирования.

Зона роста: Предиктивная аналитика и управление рисками

Финальным элементом идеологии является стремление к предиктивному анализу. Компания собирает данные из множества источников: видеофиксация, датчики техники, перемещения персонала, внешние и внутренние архивы. Анализируя эти данные, система «Цифрового диспетчера» сможет не только фиксировать текущее состояние, но и предсказывать риски, контролировать соблюдение технологии работ и оптимально распределять ресурсы, контролировать необходимые затраты, управлять складской логистикой в реальном времени, в том числе используя для этого даже личные смартфоны сотрудников как часть мультиплатформенной системы.

Заключение

Идеология «Тюмень Гео Технологий» — это комплексный взгляд на будущее сейсморазведки. Это не набор разрозненных гаджетов, а объединение их в общую экосистему, где «Цифровой диспетчер» связывает воедино умную инфраструктуру, отечественные аппаратные разработки, мощные ГИС-инструменты и перспективные AI-решения. Такой подход позволяет не просто автоматизировать отдельные задачи, а создавать принципиально новую, безопасную и высокоэффективную среду для работы в полевых условиях, определяя стандарты технологий завтрашнего дня уже сегодня.

Подробнее об авторах



Савченко
Станислав Александрович

Технический директор
ООО «ТГТ»



Шевченко
Илья Игоревич

Операционный директор
ООО «ТГТ»



ООО «ТГТ»

От сейсмики высокого разрешения (СВР) к сейсмике сверхвысокого разрешения (ССВР) на примере технологий «nSeis» и «nSeis 2»

■ Архипов А.А.¹, Хромова И.Ю.²

¹⁾ ООО «НПП Геошельф», г. Геленджик.

²⁾ ИП Хромова И.Ю., г. Москва.

В силу ограничений, обусловленных аппаратурой для сейсмической съёмки, условиями возбуждения и регистрации, естественной диссипации и последующей обработкой данных, спектр результирующей полезной записи ограничен достаточно узкой полосой. При этом мощность и латеральная протяженность различного пласта по данным сейсморазведки зависит от высокочастотной границы регистрируемого на поверхности сигнала. В ряде случаев «стандартные» данные не позволяют проводить геологическую интерпретацию с требуемой детализацией и точностью.

При условии сохранения методик полевых работ и последующей обработки, методы компенсации обеднённых диапазонов спектра (деконволюция, Q-компенсация и пр.) основаны на применении частотных коэффициентов (усиление). С одной стороны, простота их реализации существенно экономит ресурсы при некотором улучшении сейсмического изображения, с другой стороны у данных методов есть непреодолимое ограничение: в случае отсутствия полезной записи на усиливаемых частотах результатом применения любого метода деконволюции/Q-компенсации будет интенсивная шумовая/неинтерпретируемая картина.

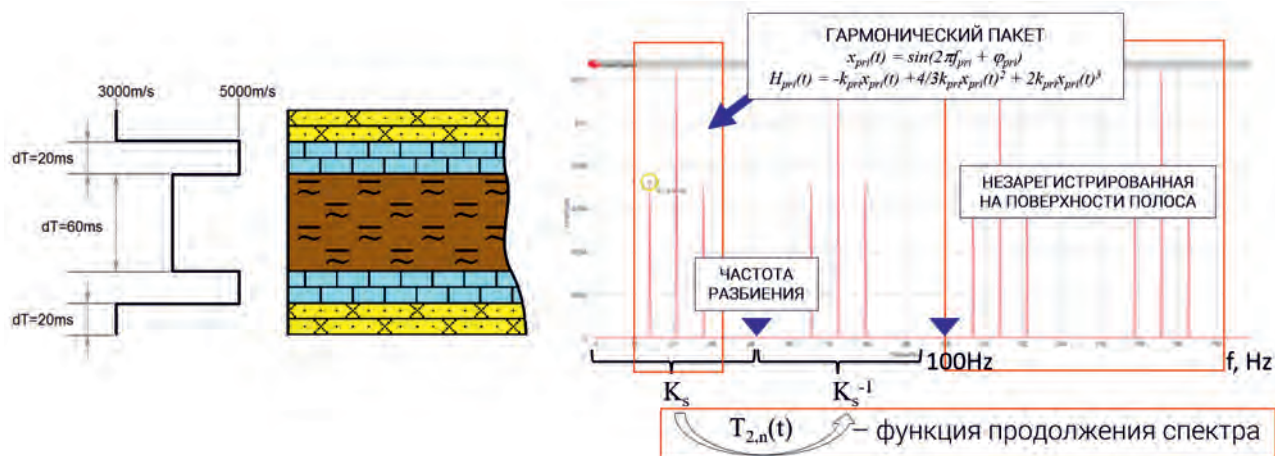
Технология «nSeis» основана на том, что спектры сейсмической записи реальных и модельных сред, при условии наличия в них контрастных границ, обогащены гармоническими пакетами и, если в зарегистрированный диапазон

частот попадает от двух и более пакетов, то возможно путём математического анализа продолжить спектр в область высоких частот (ВЧ) [1, 2, 3, 4].

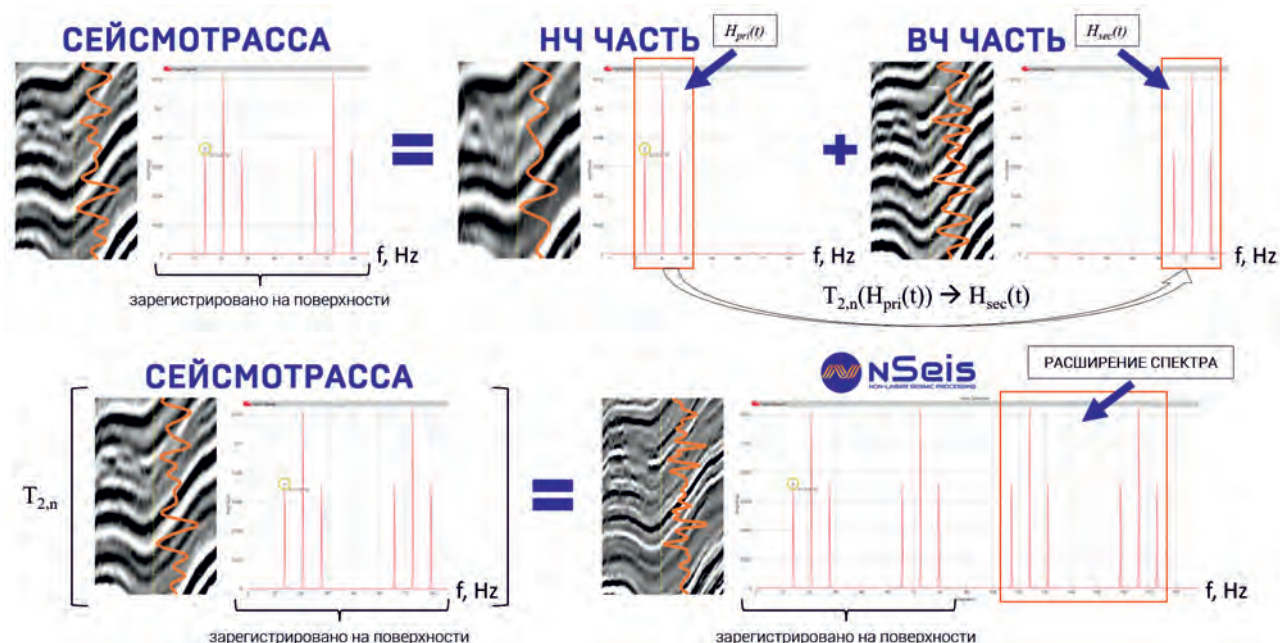
На рисунке 1 изображена геологическая модель, соответствующая ей кривая скоростей пробега продольной волны и спектр коэффициентов отражения, построенных по ним. На спектре наглядно прослеживаются гармонические пакеты и схематично изображён процесс оценки функции продолжения спектра. На рисунке 2 схематично приведена одна итерация вычислений комплекса «nSeis» с частотным разбиением спектра сигнала, зарегистрированного на поверхности, оценкой функции продолжения спектра и результатом её применения (расширения спектра) к фрагменту волновой записи в полном диапазоне частот в ограниченном окне по реальным данным.

Вариативность частоты среза K_s позволяет повысить устойчивость определения коэффициентов функции $T_2, n(t)$, единой для всех частотных разбиений зарегистрированной полосы. Схематично множество частотных разбиений и система, минимизируемая по метрике, изображена на рисунке 3.

В случае, изображённом на рисунке 2, демонстрируется процесс расширения спектра по технологии «nSeis» в область ВЧ ровно в 2 раза, но на практике удаётся получить устойчивые решения с расширением спектра до 2.5 раз с сохранением соотношения амплитуд и до 3 раз с применением дополнительных процедур постобработки.

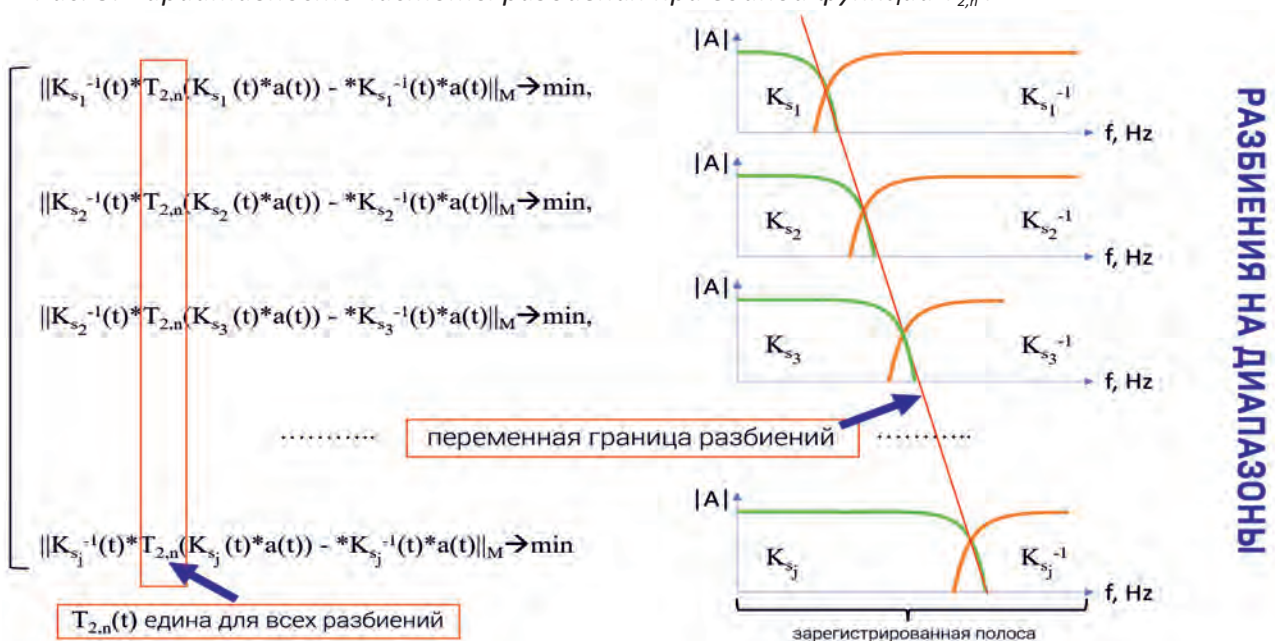


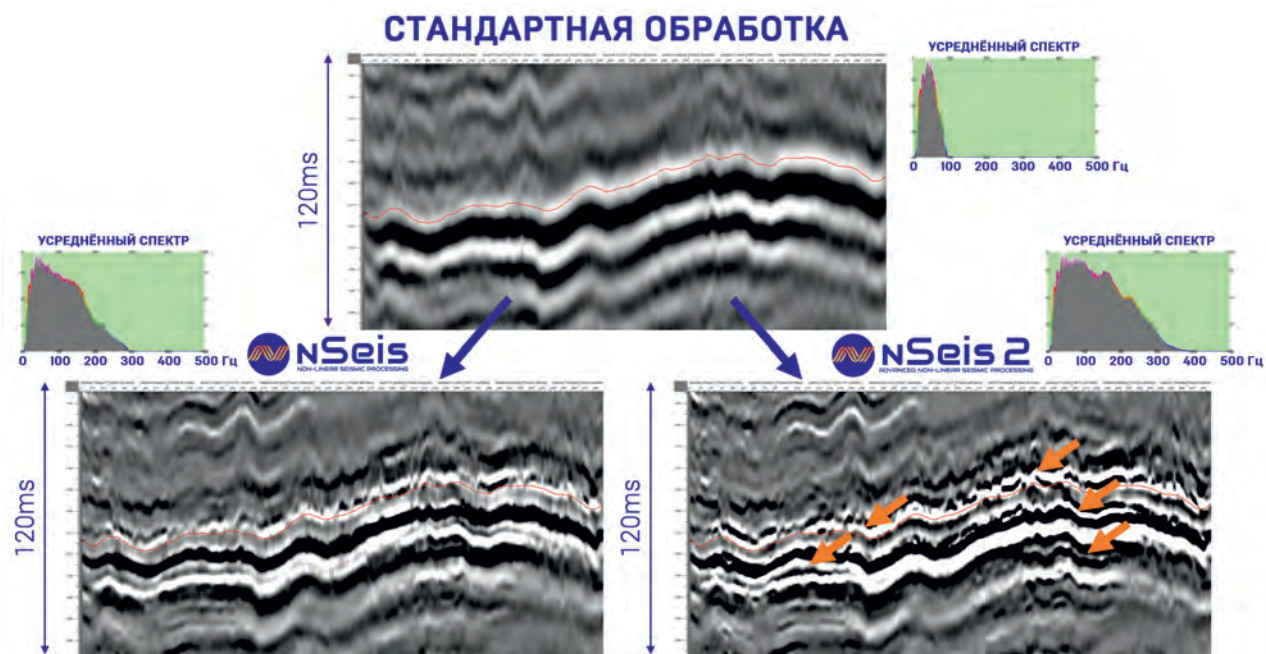
▲ Рис. 1. Модель и оценка функции продолжения спектра в область ВЧ.



▲ Рис. 2. Модель и оценка функции продолжения спектра в область ВЧ.

▼ Рис. 3. Вариативность частоты разбиения при единой функции $T_{2,n}$.



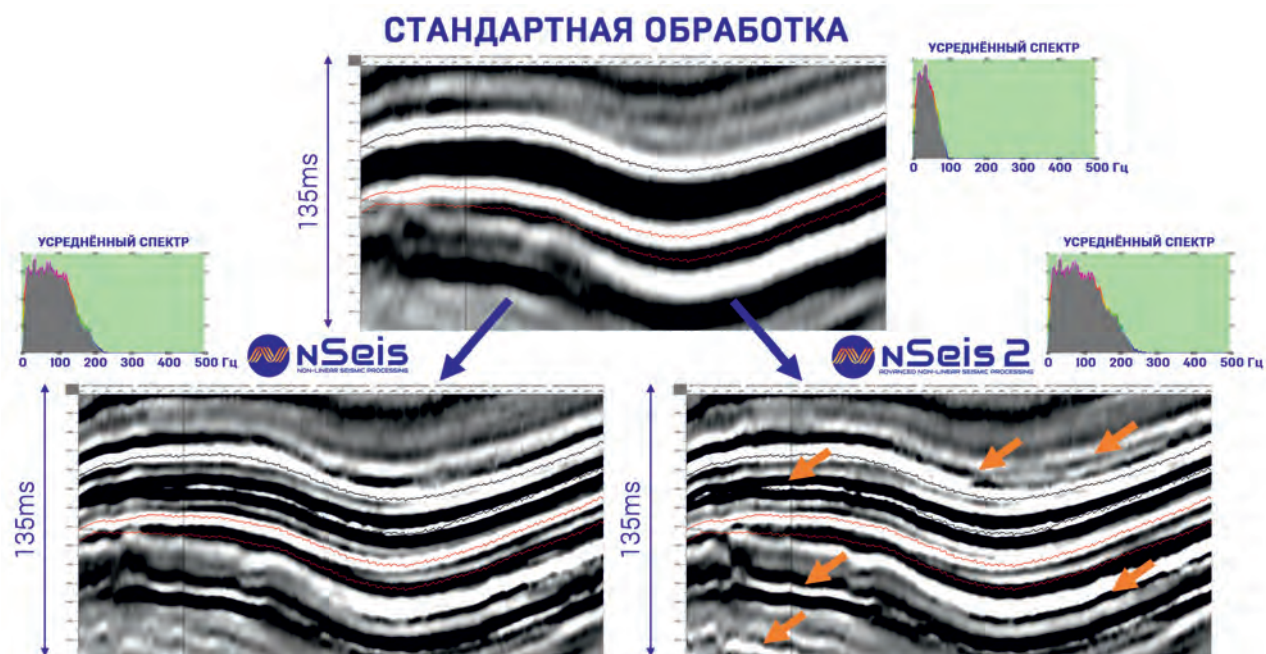


▲ Рис. 4. Сопоставление стандартной обработки, «nSeis» и «nSeis 2» по отложениям тульского интервала.

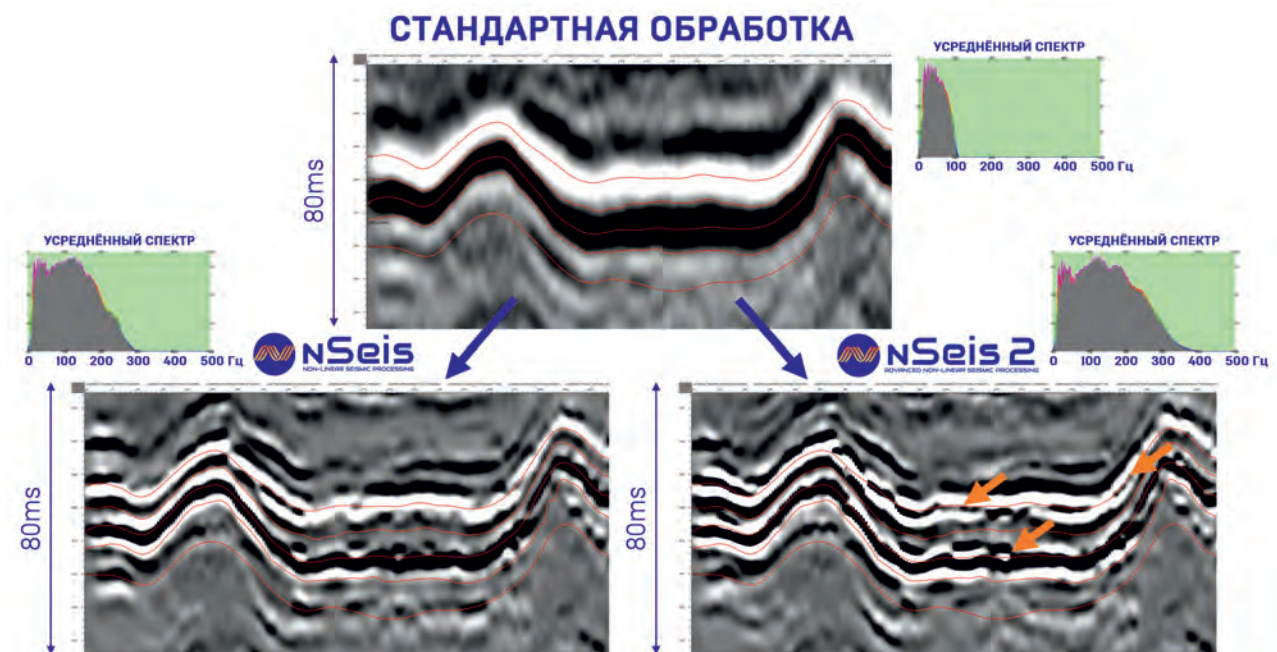
В ходе выполнения производственных проектов и дальнейшей работой над модификацией «nSeis» (сейсмика высокого разрешения, СВР) в конце 2024 года была разработана новая технология «nSeis 2» (сейсмика сверхвысокого разрешения, ССВР) позволяющая, при стандартной полосе записи исходного волнового поля, расширить спектр с

сохранением соотношения амплитуд в область высоких частот более чем в 3 – 3.5 раза с сохранением соотношения амплитуд.

Технология «nSeis 2» базируется на том же ядре, что и «nSeis», но использует функции продолжения спектра высоких порядков, что, в свою очередь, приводит к снижению устойчивости решения, что



▲ Рис. 5. Сопоставление стандартной обработки, «nSeis» и «nSeis 2» в интервале отложений неогена.



▲ Рис. 6. Сопоставление стандартной обработки, «nSeis» и «nSeis 2» в интервале бобриковских отложений.

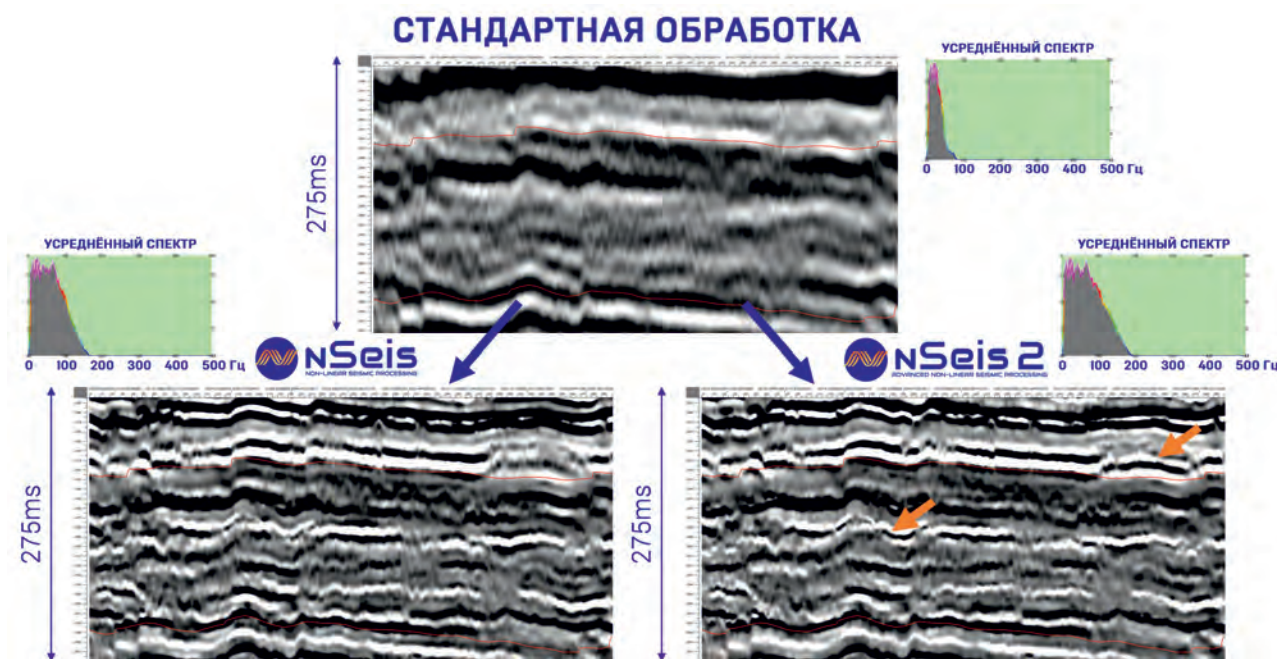
компенсируется большим количеством частотных разбиений (итераций).

На рисунках 4, 5, 6, 7 изображены результаты сопоставления исходных волновых полей, «nSeis», «nSeis 2» и соответствующих им спектров по отложениям тульского интервала, неогена, бобрика и юры, соответственно.

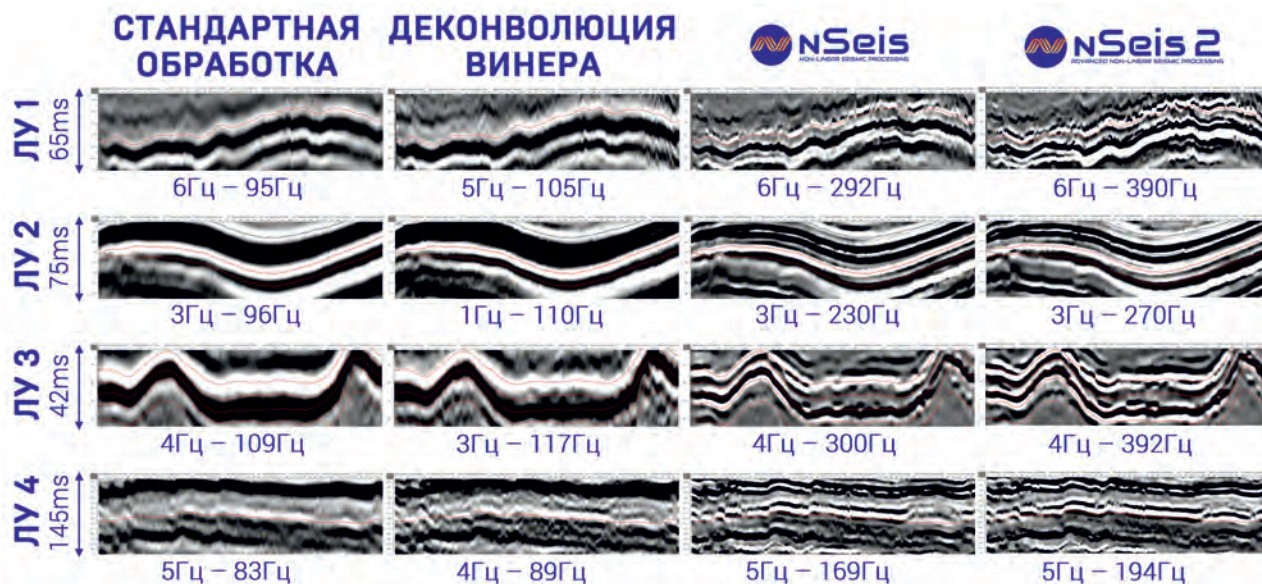
Очевидна наследственность результа-

тов «nSeis» и «nSeis 2»: на относительно однородных/изотропных объектах технологии сопоставимы, но на локальных сильно слоистых объектах по «nSeis 2» дополнительное разрешение увеличивается.

В отличие от технологий семейства деконволюции/Q-компенсации, получающих цифровой шум за пределами



▲ Рис. 7. Сопоставление стандартной обработки, «nSeis» и «nSeis 2» в интервале юрских отложений.



▲ Рис. 8. Стандартная обработка, деконволюция, «nSeis» и «nSeis 2».

спектра зарегистрированного полезного сигнала, применение «nSeis» и «nSeis 2» позволяет получить интерпретируемую волновую картину в полосе спектра, вдвое-втрое превышающей полосу зарегистрированного на поверхности сигнала.

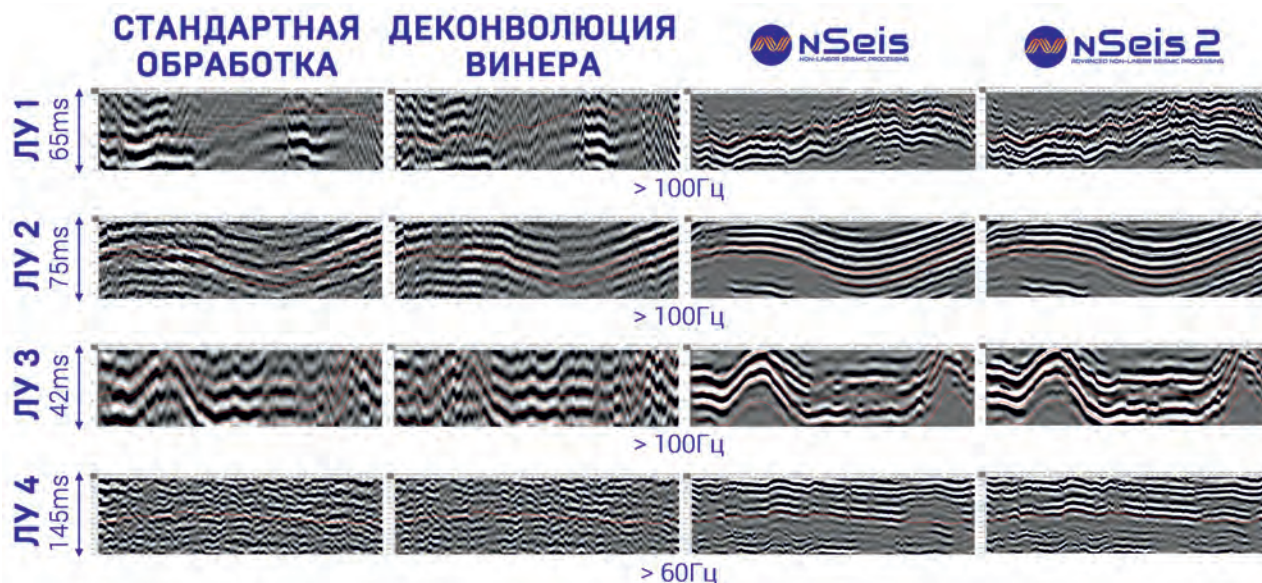
На рисунке 8 изображено сопоставление результатов применения мягкой деконволюции Винера, «nSeis» и «nSeis 2» к суммарным данным по четырём рассмотренным ранее объектам.

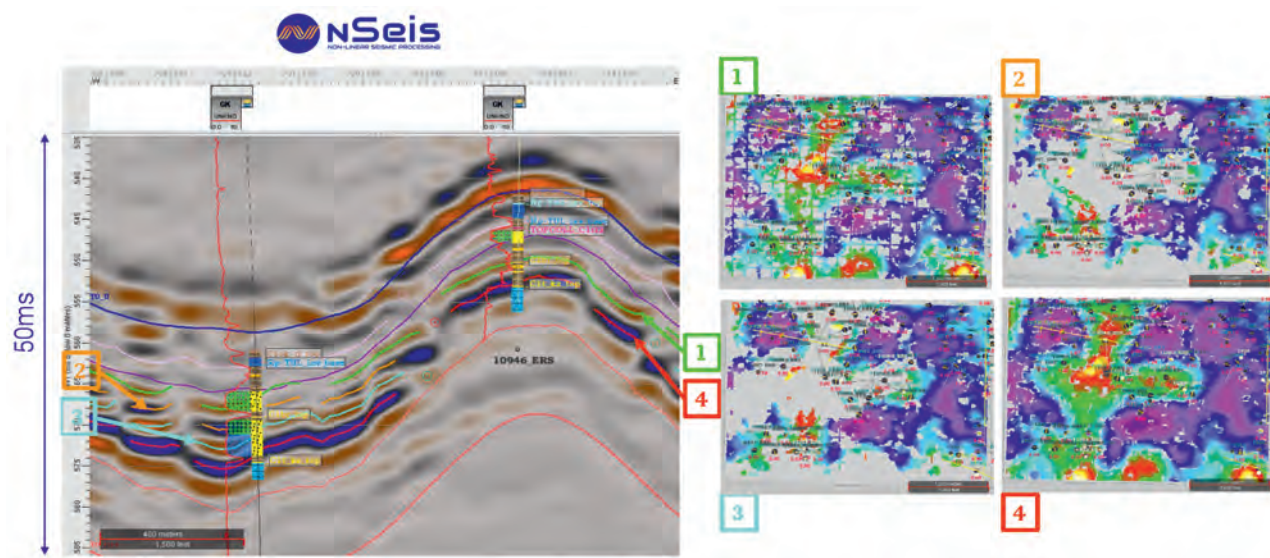
На рисунке 9 приведено сопоставле-

ние мягкой деконволюции Винера, «nSeis» и «nSeis 2» за пределами диапазона волновой записи, зарегистрированной на поверхности.

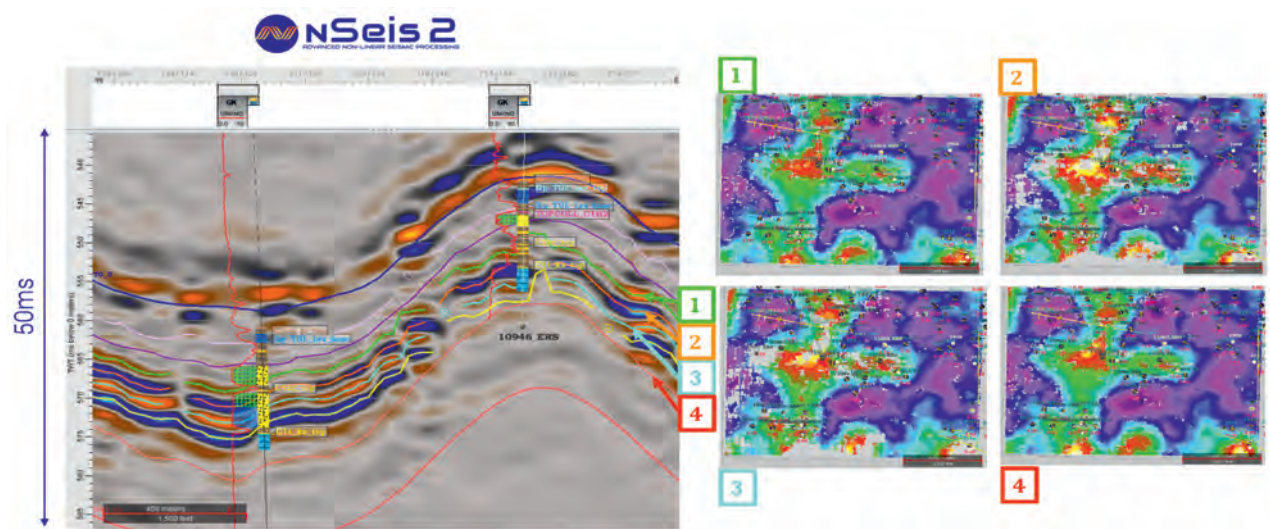
Полученные на практике результаты позволяют утверждать, что переход от СВР «nSeis» к ССВР «nSeis 2» даёт возможность детализации локальных и тонкослоистых объектов. При этом, очевидно, что любое, а тем более кратное расширение спектра в область высоких частот, существенно усложняет дальнейшую геологическую интерпретацию, но, с

▼ Рис. 9. Стандартная обработка, деконволюция, «nSeis» и «nSeis 2» за пределами частотного диапазона, зарегистрированного на поверхности.





▲ Рис. 10. Результат интерпретации сейсмики высокого разрешения «nSeis» в бобриковском интервале.



▲ Рис. 11. Результат интерпретации сейсмики сверхвысокого разрешения «nSeis 2» в бобриковском интервале.

другой стороны, позволяет решить более тонкие задачи.

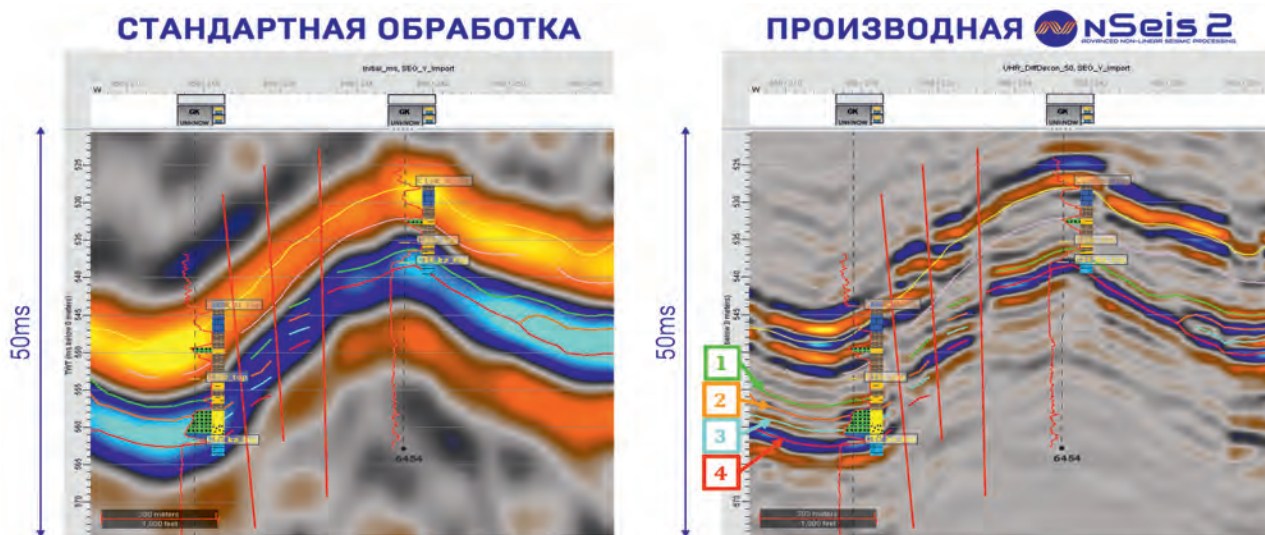
На рисунке 10 изображён результат корреляции горизонтов бобриковского интервала с максимально возможной детализацией сейсмики высокого разрешения «nSeis». Необходимый для интерпретации целевых отложений горизонт «1» прослеживается удовлетворительно, горизонты «2» и «3» непригодны, горизонт «4» прослеживается уверенно.

На рисунке 11 изображён результат корреляции по материалам сейсмики сверхвысокого разрешения «nSeis 2», на

котором все целевые ОГ прослеживаются уверенно и пригодны для решения задач детальной геологической интерпретации.

Сопоставление исходного разреза с нанесёнными на него горизонтами, прослеженными по атрибуту первой производной после деконоволюции результатов ССВР «nSeis 2» показано на рисунке 12. Наглядно видно, что 4 отражения, доступные для прослеживания на «nSeis 2», умещаются в одном полупериоде фазы стандартной обработки.

Смещение частотной границы полез-



▲ Рис. 12. Сопоставление стандартной обработки и атрибута первой производной после деконволюции результатов «nSeis 2».

ной записи в область ВЧ приводит к увеличению вертикальной и, что менее очевидно, латеральной разрешённости разреза. За счёт расширения спектра по технологии «nSeis», существенно уточняются неоднородности строения, такие как: проливы, разделяющие залежи с различными ВНК, зоны выклинивания пласта или границы рифовых построек.

При условии стандартной полосы исходной волновой записи возможно применение технологии «nSeis 2», которая обеспечивает дополнительное расширение спектра в область высоких частот с сохранением соотношения амплитуд и сопоставимой устойчивостью решения с «nSeis» первой версии.

Интерпретация сейсмики высокого разрешения гораздо более трудозатратна в сопоставлении с интерпретацией традиционной сейсмики и ещё более трудозатратна интерпретация материалов сверхвысокого разрешения. Тем не менее именно ССВР позволяет решить геологические задачи в тонкослоистых коллекторах.

В приведённом примере на рисунках 10 и 11 средняя мощность между ОГ «1» и «4» составляет 6 миллисекунд, при этом по ССВР «nSeis 2» между ними уверенно

прослеживаются два дополнительных отражения «2» и «3». Возможно ли получить схожий результат по данным традиционной сейсморазведки?

Литература

1. Архипов А.А., Кажущаяся или фиктивная нелинейность. Практика применения при широкополосном воздействии на среду // Приборы и системы разведочной геофизики, №1, 2015, С.57-62
2. Архипов А.А., Кобзарев Г.Ю., Хромова И.Ю., ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАСШИРЕНИЯ СПЕКТРА СЕЙСМИЧЕСКОЙ ЗАПИСИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ «nSeis» // Геофизика, №4, 2021, С.71-80
3. Хромова И.Ю., Кобзарев Г.Ю., Архипов А.А., ОСОБЕННОСТИ И ВОЗМОЖНОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ВЫСОКОРАЗРЕШЕННЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ «nSeis» // Геофизика, №4, 2023, С.76-83
4. Хромова И.Ю., Архипов А.А., Накопленный опыт обработки и интерпретации сейсмики высокого разрешения. Технология «nSeis» // Приборы и системы разведочной геофизики, №4, 2024, С.32-42

Оценка чувствительности 3D/4D AVO-анализа и 3D/4D инверсии на примере объекта Слейпнир

■ Лекомцев А.В., Подбережный М.Ю.

Аннотация: в статье раскрываются методика анализа чувствительности 3D/4D AVO-анализа и инверсии сейсмических данных на одном из морских месторождений у северо-восточного побережья Норвегии. Основой послужили последовательные 3D съемки, выполненные в режиме 4D в период с 1994 по 2010 год за время его промышленной эксплуатации и закачке CO_2 , выделенного из природного газа в выше лежащие водоносные пласты. Отмечается, что результаты 4D мониторинга, чувствительны к насыщению CO_2 на уровне разности амплитуд. Авторы считают, что можно получить оценку чувствительности путем выполнения описанных ниже процедур, которые позволяют оценить достоверность 3D AVO-анализа и как следствие 4D инверсии, что в дальнейшем даст возможность определить пределы изменений емкостных или ресурсных характеристик пластов, рассчитанных на основе данных 4D сейсмической инверсии.

Ключевые слова: AVO анализ, 4D сейсмомониторинг, 3D сейсморазведка.

Введение

Улавливание и хранение CO_2 стало важнейшей технологией для снижения выбросов парниковых газов и борьбы с изменением климата. Одной из важнейших задач в проектах по захоронению CO_2 является оценка фильтрационно-емкостных свойств и мониторинг подземных хранилищ с использованием 3D/4D сейсморазведки [1]. К проектам где выполняется 4D сейсмомониторинг относится и объект Слейпнир, который является газовым месторождением, открытым в 1974 году в Норвежском секторе Северного моря в 100 км от г. Ставангер (Рис. 1А). Добыча газа осуществляется из древних пород формации Ту залегающей на глубинах 2250-2600 метров ниже уровня моря. Водонасыщенная формация Утсира в которую с 1997 по 2015 года происходила закачка CO_2 , выделенного из природного газа пластов Ту, приурочена к терригенным отложениям миоцена - плиоцена Североморского нефтегазоносного бассейна. По своему геологическому строению формация многопластовая, с наличием зон литологических замещений и значитель-

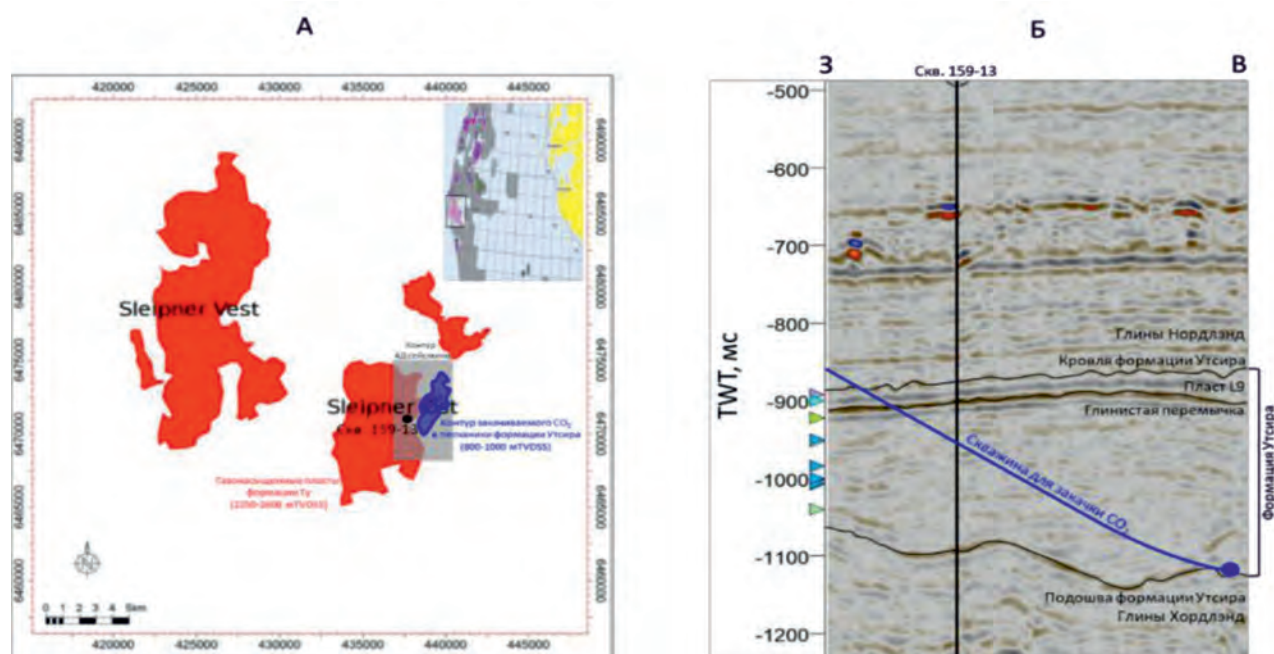
ной литофациальной изменчивостью как по площади, так и по разрезу. Закачка проводилась через единственную скважину с постоянной скоростью 0.85 млн. тонн CO_2 в год, общий объем закачки составил 15.5 млн тонн.

Объект исследования над точкой закачки CO_2 в формацию Утсира полностью покрыт сейсмической съемкой 3D МОГТ объемом в 300 км² в 1994 г. Эти данные получены до начала разработки и являются базовыми для последующих мониторинговых съемок 4D, которые выполнялись в 1994, 1999, 2001, 2006, 2008, 2010 г. При выполнении полевых работ применялись различные системы наблюдений, параметры которых показаны далее в таблице 1.

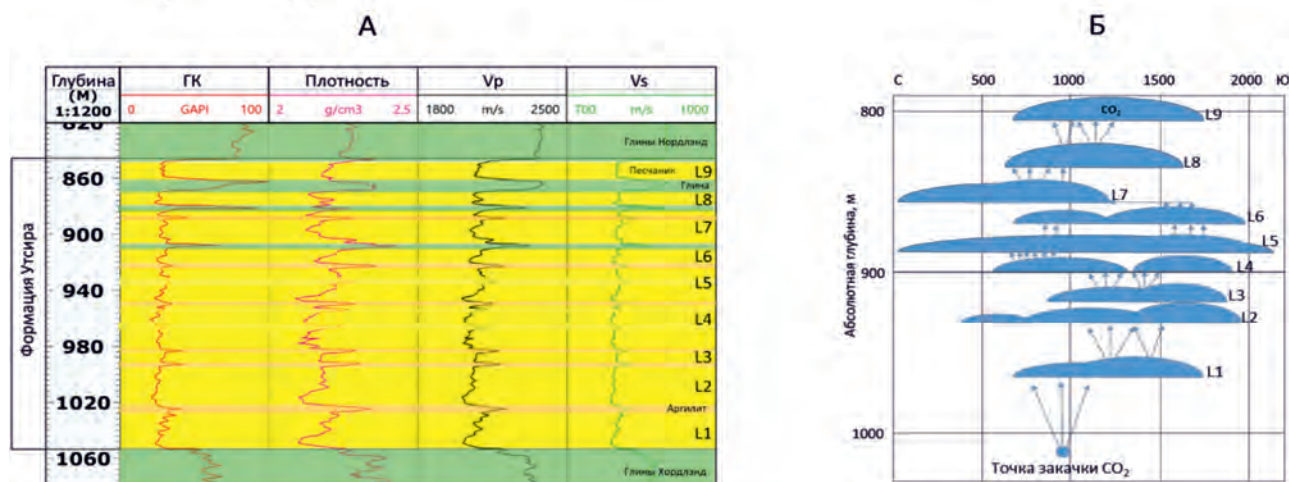
Изначально водонасыщение слои песчаников и аргиллитов формации Утсира выделяемые по ГИС скважины 159-13 (Рис. 2А) плохо выделяются на первоначальных временных разрезах МОГТ (Рис. 1Б), однако последующих съемках в связи с накоплением в них CO_2 и изменению упругих характеристик на временных сейсмических разрезах выделяется многоярусный плюм (Рис. 2Б)

Съемка	1	2	3	4	5	6	7
Дата съемки, день/мес./год	6/8/94 - 10/9/94	8/10/99 - 10/10/99	27/9/01 - 1/10/01	13/6/04 - 13/8/04	2/6/06 - 20/6/06	4/5/08 - 15/6/08	15/10/10 - 17/10/10
Направление отстрела, град.	0.853	0.853	0.850	90.00	0.850	0.850	0.850
Объем источников, л	3400	3542	3390	4280	3660	3660	4135
Количество кос	5	4	6	10	8	9	12
Длина записи, мс	5500	4500	4500	6000	6000	6000	4608
Размер бина, м*м	6.25*25	6.25*25	6.25*25	6.25*18.75	6.25*25	6.25*25	6.25*18.75
Шаг дискретизации, мс	2	2	2	2	2	2	2

▲ Табл. 1. Параметры 3D сейсмических съемок.



▲ Рис. 1. Контуры залежей проекта Слейпнир (А) и сейсмический разрез через скважину 159-13 (Б).



▲ Рис. 2. ГИС скважины 159-13 (А) и схематичный рисунок накопления CO₂ в пластах формации Утсира на конец закачки (Б).

накапливаемый в песчаных пластах L9-L1 формации Утсира [2].

4D сейсмомониторинг позволяет оценить, как целостность покрышек, так и остаточную емкость пород коллекторов [3]. Пласты Утсира объекта Слейпнир, являются «газовым месторождением наоборот» так как в них выполняется закачка газа, а не его добыча, что позволяет, довольно точно, понять, как меняется флюидонасыщение пласта и прогнозировать его с высокой долей достоверности.

Методы исследований и результаты

В случае выполнения процедуры синхронной инверсии или AVO-анализа, необходимо оценить пределы их разрешающей способности и неопределенности, которые они могут в себе содержать, не важно идет ли речь о данных 3D или 4D сейсморазведки.

Основным целевым объектом, с которым будет работать AVO-анализ [4] или синхронная инверсия [5], в случае объекта Слейпнир, или любого другого объекта, будет пласт песчаника с двух сторон ограниченный пластами глины или аргиллитов, обладающий определенной эффективной мощностью, пористостью и общей мощностью. Любая процедура инверсии или AVO-анализа исследует насыщенность пласта и его литологические характеристики.

Перед выполнением процедуры любой инверсии, всегда целесообразно оценить параметры чувствительности AVO-анализа и процедуры синхронной инверсии, которая использует его в своей основе.

На примере верхнего пласта-песчаника L9 и ограничивающих его глинистых пластов (Рис. 3) рассмотрим два основополагающих фактора, влияющих на

Глубина (м)	Плотность	Vp	Vs
1:240	2 g/cm ³ 2.5	1800 m/s 2500	1000 m/s 1000
846	2.27	2366	898
848			
850			
852			
854	2.20	2088	802
856			
858			
860			
862			
864	2.33	2370	890

▲ Рис. 3. Характеристики пласта-коллектора L9 (до закачки CO₂) и ограничивающих его глинистых пластов.

изменения упругих характеристик водоносного пласта-коллектора при закачке в него CO₂.

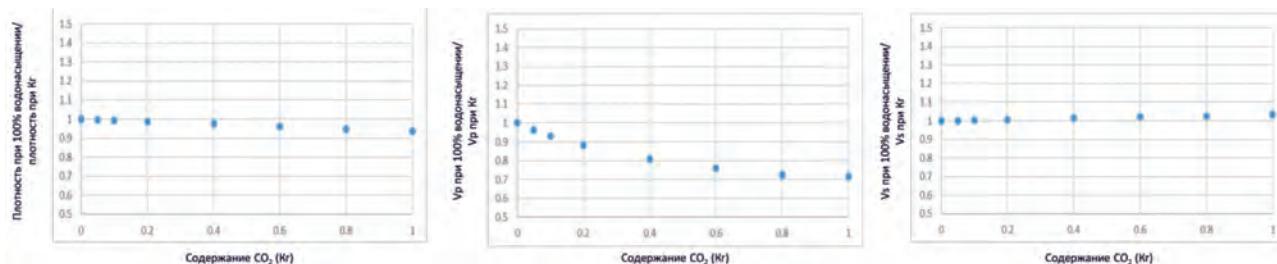
Фактор 1: изменение упругих модулей пористой породы при замещении воды на CO₂.

Фактор 2: изменение упругих и емкостных характеристик породы при увеличении порового давления в процессе закачки диоксида углерода.

Для оценки фактора 1 воспользуемся уравнениями Гассмана. Рис. 4 иллюстрирует результаты моделирования при флюидозамещении. Вертикальная ось представляет собой отношение упругих характеристик при 100% водонасыщении к соответствующим характеристикам при последовательном увеличении содержания CO₂.

Моделирование показало, что характеристикой наиболее чувствительной к содержанию CO₂ является скорость продольной волны Vp. Максимальное уменьшение Vp при полном замещении воды на диоксид углерода составляет 30%.

Для оценки фактора 2 воспользуемся формулой Эберхарата-Филипса [6], описывающей связь Vp (в км/с) с коэффициентом пористости Kп, глинистости Kгл



▲ Рис. 4. Вариация упругих характеристик пласта L9 при замещении воды на CO_2 .

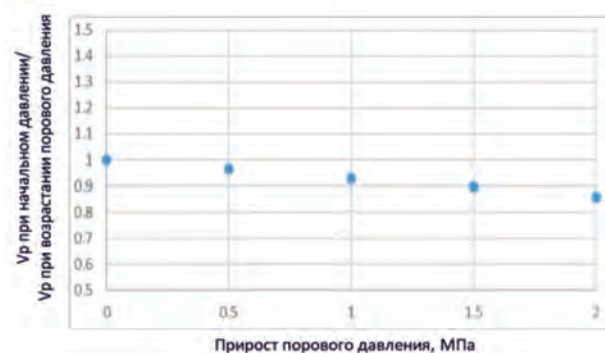
и эффективным давлением P_e (разницей между литостатическим и поровым давлениями) [в 100 МПа]:

$$V_p = 5.77 - 6.94K_p - 1.73 \sqrt{K_{gl}} + 0.446(P_e - e^{-16.7P_e})$$

Песчаники формации Утсира характеризуются высокой пористостью $K_p=30-35\%$ и низкой глинистостью $K_{gl}=5-10\%$. По результатам анализа давлений закачки на конец 2015 г. поровое давление возросло на 2 МПа относительно начального, что с учетом измеренной на керне сжимаемости порового пространство могло привести к увеличению пористости на 10%. Результаты расчетов (Рис. 5) показывают, что максимальное уменьшение скорости при возрастании порового давления на 2 МПа составляет 15%.

Результаты пороупругого моделирования демонстрируют превалирование фактора 1 над фактором 2 и сонаправленное действие обоих факторов направленных на уменьшение скоростей продольных волн при закачке диоксида углерода

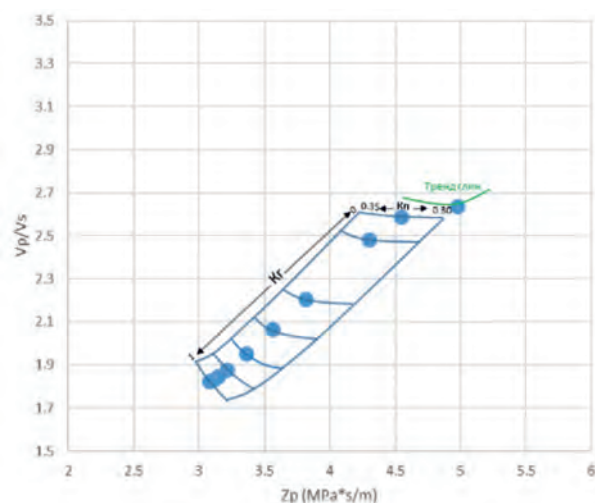
▼ Рис. 5. Вариация скорости продольной волны при увеличении порового давления в результате закачки в пласт CO_2 .



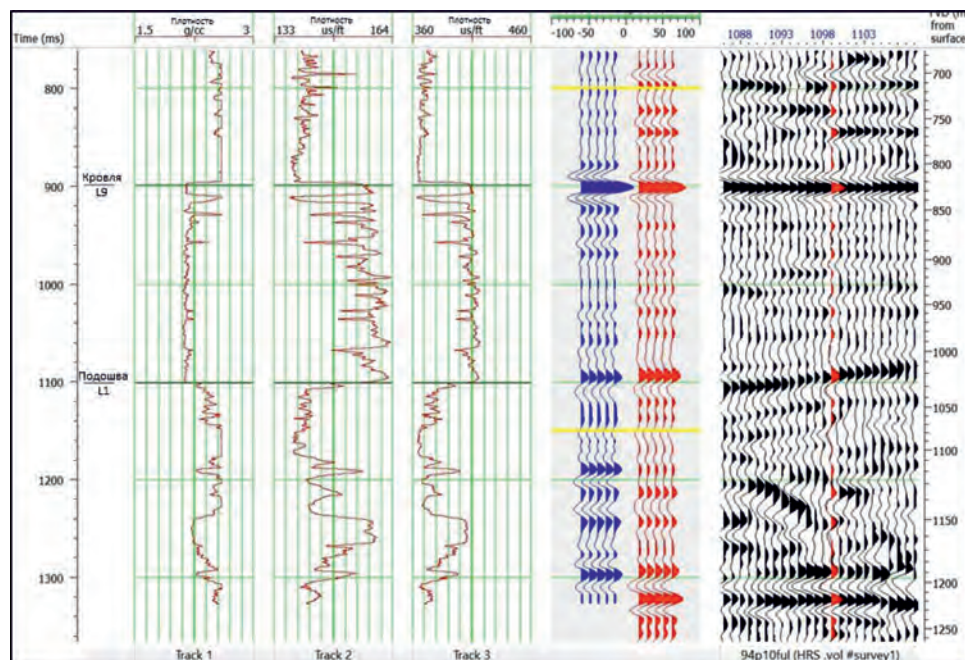
в изначально водонасыщенный пласт. Увеличение параметров пористости, глинистости, газонасыщенности, порового давления приводит к уменьшению в разной степени скоростей продольных волн.

На Рис. 6 представлена итоговая палетка для оценки изменений упругих характеристик пластов формации Утсира в зависимости от изменения коэффициента пористости и коэффициента газонасыщенности (K_g). Шкала изменений K_g нелинейна, при газосодержании ниже 60% отмечается слабая дифференциация данных в осях V_p/V_s - Z_p . Для синхронной инверсии это, означает, что при закачке CO_2 в исследуемый пласт, мы престанем информацию о степени насыщения после роста газового насыщения в пласте, выше 60%, однако остается чувствительность к изменению пористости.

▼ Рис. 6. Зависимость отношения скоростей P- и S-волн (V_p/V_s) от продольного импеданса Z_p для пластов L9-L1.



► Рис. 7.
Сейсмострати-
графическая
привязка для
скважины 159-13
в интервале
исследования.



Следующим шагом оценим чувствительность данных сейсморазведки к изменениям не только типа флюида в пласте коллекторе и его пористости, но и к изменениям эффективной мощности.

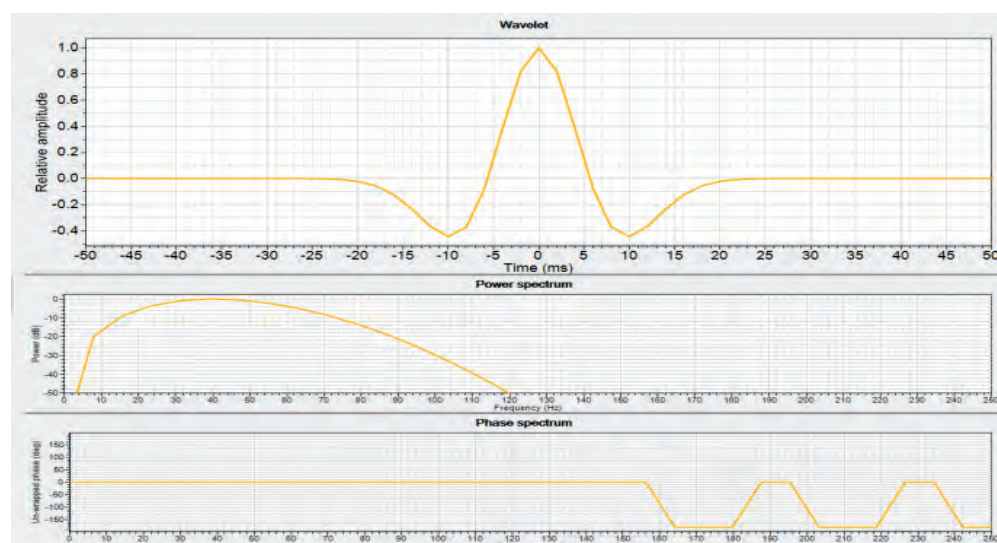
На рис. 7 представлена сейсмостратиграфическая привязка для скважины 159-13 в интервале формации Утсира.

В качестве модельного импульса используется импульс Рикера с широким диапазоном частот 5-120 Гц и максимумом на частоте 40 Гц (Рис. 8) соответствующий импульсам, извлеченным из данных сейсмомониторинга.

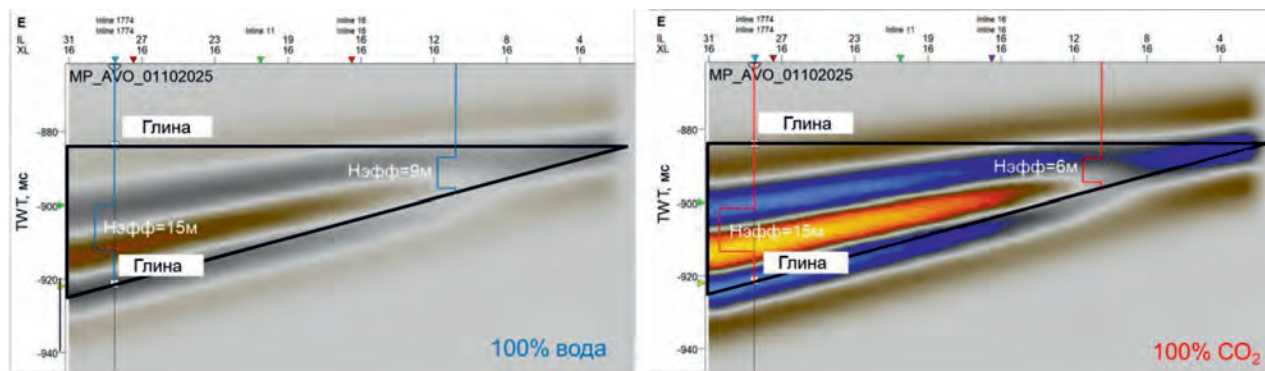
Для данного импульса выполним

анализ «модели клина» для определения чувствительности и разрешающей способностей данных сейсморазведки к параметру краевых зон, контактов вода- CO_2 .

За основу модели возьмём 3-х пластовую модель глина-песчаник L9-глина, изменение эффективной мощности будем моделировать путем замещения характеристик коллектора характеристиками подстилающих глин. Помимо изменения эффективной мощности произведём полное замещения воды на CO_2 . Результаты моделирования (Рис. 9) показывают, что при насыщении водой

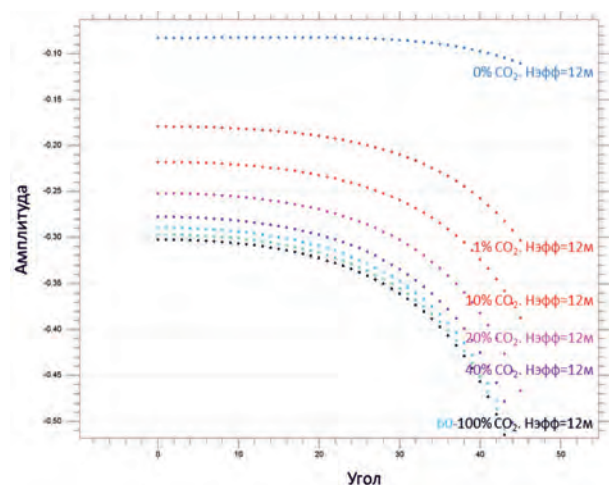


► Рис. 8.
Параметры
модельного
импульса.



▲ Рис. 9. «Модель клина».

возможно выделить пласт минимальной мощностью 9 м, а при закачке в данный пласт CO_2 возрастает контрастность и выделяемая минимальная эффективная толщина пласта уменьшается до 6 м.



▲ Рис. 10. Моделирование AVO откликов для насыщаемого газом коллектора.

Рассчитаем коэффициенты отражения, соответствующие середине эффективной мощности пласта L9 используя аппроксимацию Шу для уравнений Аки и Ричардса [7]. При этом будем варьиро-

вать эффективную мощность пласта (3, 6, 9, 12, 15 м) и степень насыщения CO_2 (0, 1, 10, 20, 40, 60, 80, 100%).

На Рис. 10 показаны результаты моделирования при различном содержании диоксида углерода в изначально полностью водонасыщенном пласте мощностью 12 м.

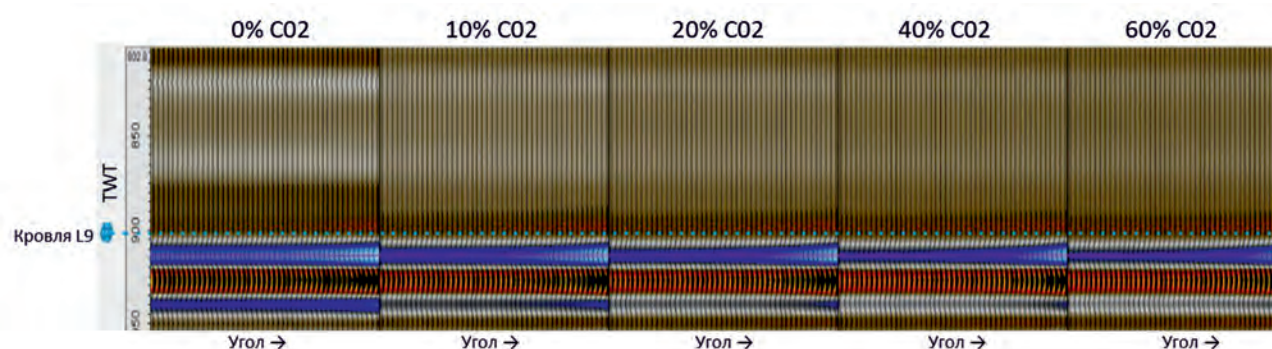
Отмечается существенное различие в AVO отклике для содержания CO_2 от 0% и до 40%. При насыщении газом, выше 40%, различия в градиенте AVO отклика, практически исчезают.

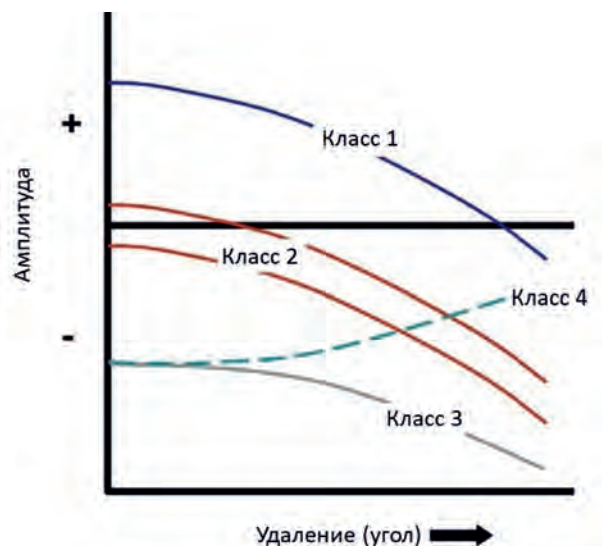
Моделирование AVO отклика на сейсмограммах (Рис. 11), так же показывает, незначительное различие между угловыми диапазонами между 40 и 60 процентами газового насыщения.

Следует так же отметить, что все полученные сейсмограммы относятся к III классу AVO эффектов (Рис. 12).

Класс III проявляется отрицательными амплитудными аномалиями на сейсмических разрезах, так как имеет большую

▼ Рис. 11. Моделирование AVO откликов для коллектора, насыщаемого CO_2 .

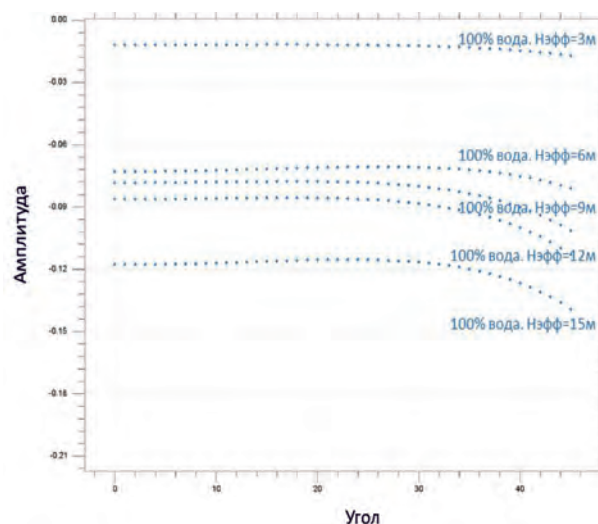




▲ Рис. 12. Классификация AVO откликов.

отрицательную отражательную способность при любых удалениях. Отражения приемлемы для успешного выполнения AVO-анализа, поскольку данный тип коллектора уверенно фиксируется на сейсмических разрезах виде «ярких пятен», а высокое соотношение сигнал-помеха способствует высокой достоверности AVO-анализа в процессе интерпретации данных. Однако для синхронной инверсии, выполняемой в режиме 4D, при росте содержания CO_2 в пласте выше 50% дополнительную информацию о литологии и емкостных характеристиках пласта получить практически невозможно.

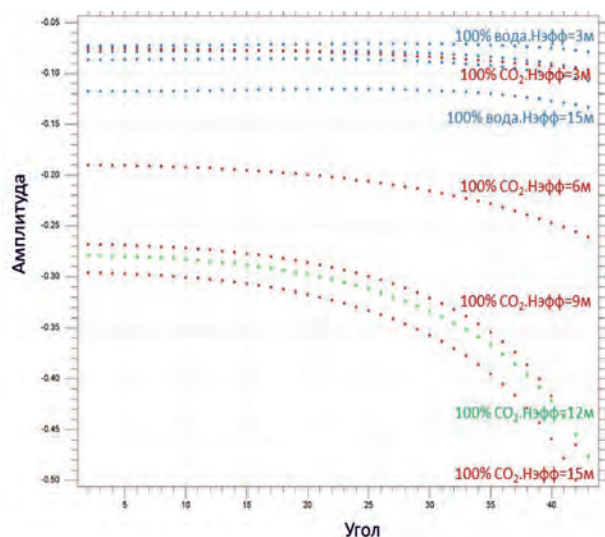
По результатам «модели клина» и оценки влияния газонасыщения на AVO характеристики, была выполнена оценка влияния эффективной толщины пласта на AVO характеристики. При выполнении моделирования эффективной мощности было отмечено, что значимые изменения присутствуют как в амплитуде сигнала, так и в диапазоне изменения сигнала, в зависимости от эффективной мощности. Наибольший градиент кривой амплитуда-угол достигается при наибольшей эффективной мощности. Так же отмечено, что существенные изменения градиента начинаются после 30° углового диапазона (Рис. 13).



▲ Рис. 13. Моделирование AVO откликов для изменения эффективной мощности в пласте L9 насыщенном водой. Диапазон изменения эффективной мощности – 3, 6, 9, 12, 15 м.

После того как было выполнено AVO моделирование эффективной мощности, так же было выполнено моделирование насыщения газом этих эффективных мощностей. На Рис. 14 показано сравнение мощностей пласта L9, насыщенных водой и их AVO характеристики. Отмечается, что верхняя красная кривая соответствующая эффективной мощности – 3 м и газовому насыщению 100% лежит в одном диапазоне амплитуд вместе с кривыми соответствующими 100% насыщению водой и эффективными мощностями 9-15 м. Остальные кривые красного и зеленого цвета соответствующие 100% насыщению пласта CO_2 и эффективной мощности 6, 9, 12, 15 м, по своей амплитуде и градиенту существенным образом отличаются от кривых соответствующих насыщению водой (Рис. 14).

Анализ полученных кривых, показывает существенное отличие насыщенных кривых от кривых полученных путем изменения эффективной мощности, за исключением насыщенной кривой, полученной при эффективной мощности



▲ Рис. 14. Моделирование AVO откликов для изменения эффективной мощности в пласте L9 насыщенном водой. Диапазон изменения эффективной мощности – 3, 6, 9, 12, 15 м.

– 3 м, то есть существенно ниже сейсмического разрешения.

Полученные кривые позволяют оценить потенциальную способность AVO-анализа и синхронной инверсии, выполняемой в 3D или 4D режиме учитывать эффективную мощность и флюидонасыщение.

Основным выводом, который можно сделать из полученных моделей, является факт, что при газовом насыщении слабоконтрастного, в акустическом отношении, терригенного пласта, при росте его насыщения выше 50% возможность оценки насыщенности газом пропадает.

AVO-анализ является мощным инструментом для геофизиков, однако использование упрощенных моделей геологической среды подчеркивает необходимость более комплексного подхода к интерпретации сейсмических данных, как и применение полноволновой инверсии в процессе обработки данных сейсморазведки.

Выводы

- Выполнено пороупругое моделирование для пластов различной эффективной мощности различного насыщения CO_2 .

- Выполнен анализ AVO характеристик для оценки чувствительности к различным вариантам эффективной мощности и насыщения газом.

- Отмечено что минимальная мощность пласта, насыщенного CO_2 выделяемая по данным сейсморазведки на месторождении Слейпнир составляет 6 м.

- Выявлено что при росте насыщения газом выше 50% AVO характеристики становятся не чувствительны к дальнейшему росту насыщения.

- Полученный на объекте Слейпнир опыт будет применен к объектам на территории РФ где в данный момент применяется 4D сейсмомониторинг с выполнением не только акустической, но и синхронной инверсии и последующим количественным анализом, а также интеграцией в гидродинамическую модель и оценкой чувствительности выполненных процедур.

Список источников

1. Ампилов Ю.П., Горбачев С.В. Сейсморазведка 4D в России: опыт, проблемы, перспективы// Геология и геофизика, 2025, №7, с. 908-9021.
2. Лекомцев А.В., Подбережный М.Ю. 4D синхронная инверсия как метод количественного анализа данных 4D сейсморазведки// Приборы и системы разведочной геофизики, 2025, №3, с. 98-106.
3. Дашков Р.Ю., Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г., Хабаров А.В., Тимофеева О.В., 4D-Сейсморазведка как инструмент эффек-

тивного мониторинга разработки морских месторождений// Газовая Промышленность, 2022, №7, с. 835-840.

4. Воскресенский Ю.Н., Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов// Изд. Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001.

5. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. и др. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 1// Технологии сейсморазведки, 2009, № 4. с. 3–16.

6. D. Eberhart-Phillips, D-H. Han, and M. D. Zoback. Empirical relationships among seismic velocity, effective pressure, porosity, and clay content in sandstone// Geophysics, 1989, V.54, p.82-89

7. Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология: Теория и методы, Т.1, 1983, –520 с.

Подробнее об авторах



Лекомцев
Андрей Валерьевич



Подбережный
Максим Юрьевич

Как искусственный интеллект видит будущее в интерпретации данных сейсморазведки

- Обзор, подготовленный с использованием технологий ИИ на основе промта, сформулированного Старобинцем Альфредом Евгеньевичем (seismic-info.ru).

Введение

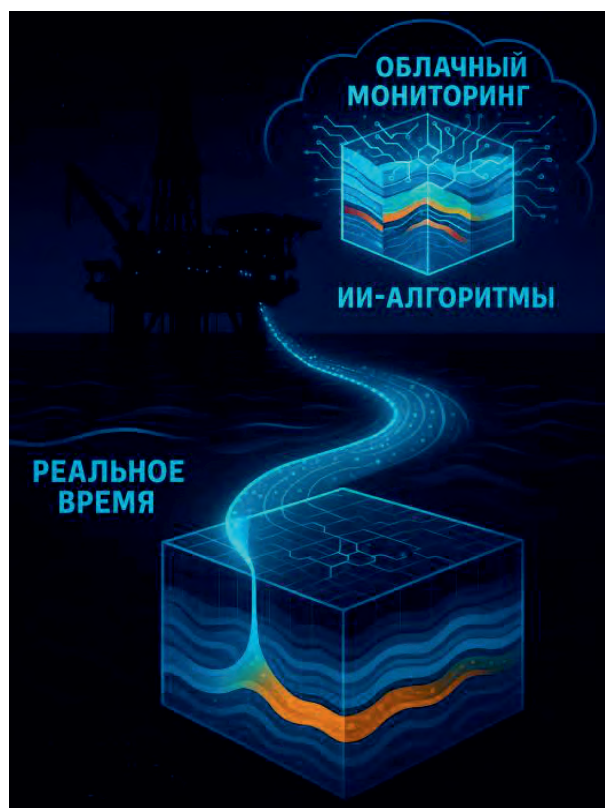
Сейсморазведка вступила в эпоху цифровой трансформации. Рост объёмов данных, развитие машинного обучения, облачных сервисов и распределённых сенсорных систем радикально изменили подход к интерпретации. Сегодня она перестаёт быть завершающим этапом обработки — становится непрерывным, интеллектуализированным процессом, объединяющим геофизику, геологию и анализ данных.

Главный вызов современной отрасли — не просто накопление информации, а умение управлять её качеством и смыслом. Человеческий фактор остаётся важен, но без автоматизации и интеллектуальных инструментов невозможно оперативно анализировать терабайты сейсмических массивов. Искусственный интеллект (ИИ) становится не заменой интерпретатора, а его партнёром: помогает ускорять рутинные операции, выявлять закономерности и снижать неопределённость решений.

Облачные технологии и организация данных

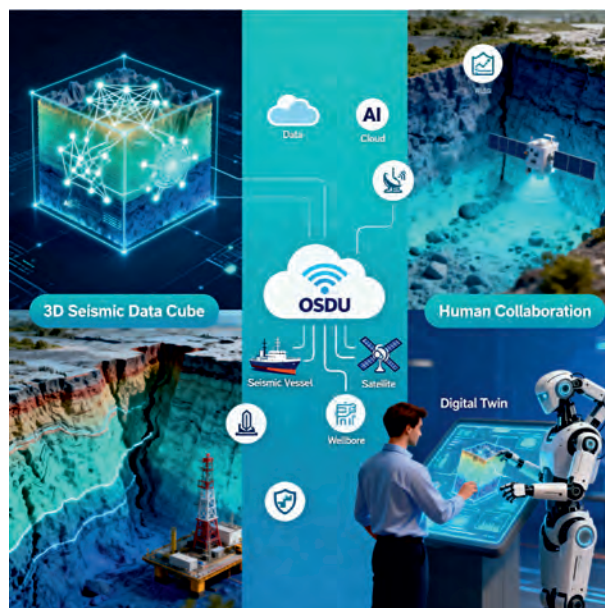
Современная интерпретация опирается на концепцию единого информационного пространства. Облачные платформы, такие как **OSDU**, **IVAAP** и **OpendTect Cloud**, решают проблему фрагментации данных, обеспечивая совместную работу геофизиков и инженеров из разных подразделений.

Облачная инфраструктура даёт масштабируемость, прозрачность и возможность интеграции с ИИ-модулями. Появляется единый «источник истины» —



централизованное хранилище, где все изменения отслеживаются и доступны в реальном времени.

Такая модель повышает скорость принятия решений и делает интерпретацию коллективным, итерационным



процессом, где данные, модели и результаты находятся в постоянном диалоге.

Автоматизация и машинное обучение

Машинное обучение стало одним из ключевых инструментов современной интерпретации. Алгоритмы способны автоматически выделять горизонты, разломы, фациальные зоны и прогнозировать физические свойства пород.



Используются как классические методы (Random Forest, SVM), так и глубокие нейронные сети (CNN, U-Net, 3D-ResNet). Особое направление — **физически информированное машинное обучение (Physics-Informed ML)**, где модели обучаются с учётом физических закономерностей распространения сейсмических волн. Такие подходы позволяют достигать высокой точности при меньших вычислительных затратах. Однако человек по-прежнему играет центральную роль: он проверяет и уточняет результаты, формируя контур взаимодействия «человек — ИИ» (Human-in-the-Loop).

Совмещение физики и ИИ

Одной из наиболее перспективных технологий остаётся **инверсия полного волнового фронта (FWI)** — метод, использующий всю форму сейсмической волны для построения детальных скоростных моделей. Его эффективность значительно возрастает при сочетании с нейросетевыми алгоритмами.

Физически информированные модели (PIML) интегрируют уравнения физики прямо в процесс обучения, что делает результаты более устойчивыми к шуму и снижает риск некорректных решений. Такие гибридные схемы успешно применяются в крупных международных компаниях — TotalEnergies, Shell, Equinor — и позволяют ускорить расчёты в десятки раз без потери точности.

Гибридные AI-методы и классическая интерпретация

Искусственный интеллект не вытесняет традиционные методы, а усиливает их. Классические приёмы — атрибутивный анализ, инверсия, фациальная классификация — получают новое развитие благодаря автоматическому выявлению закономерностей.

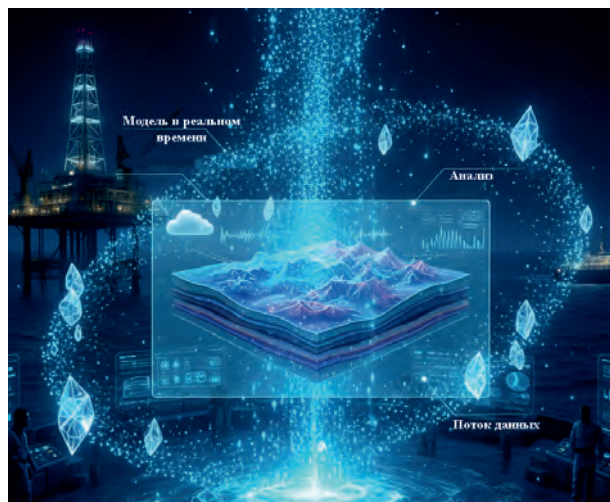
Гибридные системы, такие как **Petrel AI, Paradigm EPOS, OpendText ML Toolkit**, сочетают алгоритмы машинного обучения с физически обоснованными моделями. Это позволяет получать не только карты структур и свойств, но и оценку достоверности — вероятностные карты, показывающие степень уверенности в каждом участке интерпретации.

Такой подход делает процесс не просто быстрее, но и прозрачнее, позволяя учитывать риски при принятии решений.

4D-сейсморазведка и мониторинг CO₂-хранилищ

Современная сейсморазведка всё чаще выходит за рамки трёх измерений. **4D-сейсмика** (или time-lapse-сейсмика) добавляет временной фактор, позволяя наблюдать, как изменяются свойства недр в процессе разработки месторождения или закачки CO₂.

ИИ-алгоритмы значительно упрощают обработку таких данных: автоматизируют совмещение съёмок, устраняют шумы

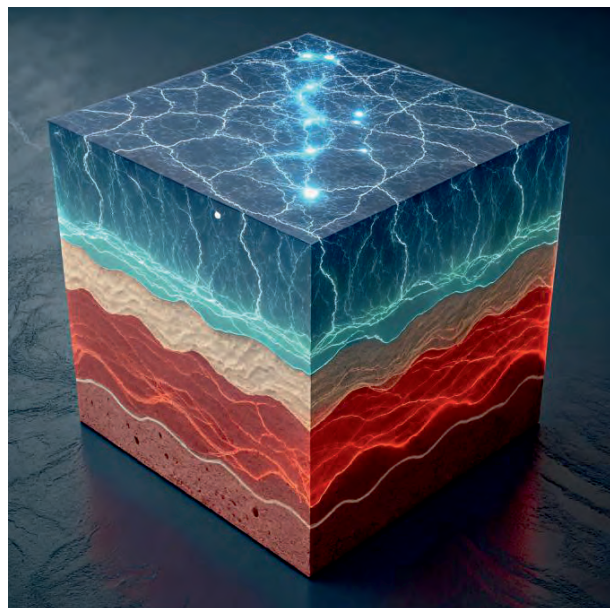


и выделяют реальные изменения физических свойств.

В сочетании с распределёнными оптоволоконными системами 4D-наблюдения превращаются в инструмент постоянного мониторинга, дающий возможность управлять процессами под поверхностью в реальном времени.

Оптоволоконные системы DAS и DTS

Распределённые сенсорные технологии — DAS (Distributed Acoustic Sensing) и DTS (Distributed Temperature Sensing) — создают непрерывное «ухо» и «глаз» под землёй. Они регистрируют акустические и температурные изменения вдоль скважин, трубопроводов и горных выра-



боток, обеспечивая потоковое наблюдение за состоянием недр. Анализ таких массивов данных невозможен без ИИ: нейросетевые модели (CNN, LSTM, автоэнкодеры) выделяют значимые сигналы, фильтруют шум и классифицируют события. DAS и DTS открывают путь к непрерывной цифровой сейсморазведке, где обновление данных происходит почти в реальном времени.

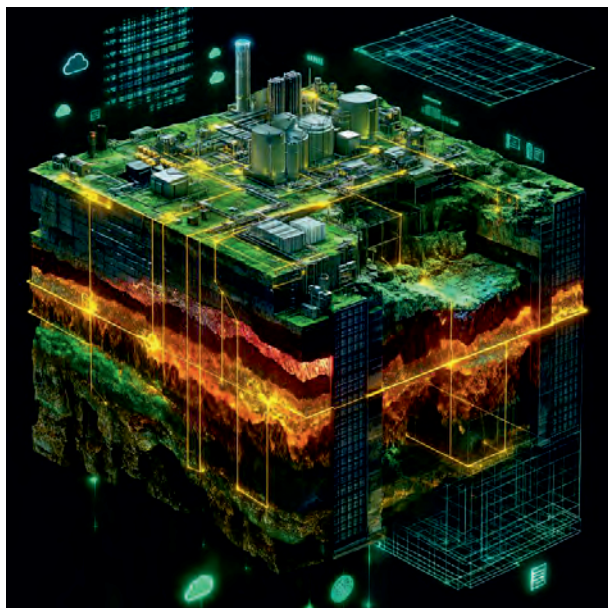
Роль человека и подход Human-in-the-Loop

Появление ИИ не отменяет человеческое участие, а делает его более осмысленным. В рамках подхода **Human-in-the-Loop** интерпретатор становится наставником для нейросети: корректирует результаты, обучает систему на своих примерах и контролирует качество моделей.



Такое взаимодействие реализовано в Petrel AI Assist, OpendText AI Trainer и других инструментах, где правки эксперта используются для переобучения сети. В итоге знания геофизиков становятся частью алгоритма, а алгоритм — помощником в поиске новых закономерностей.

Мультимодальные данные и цифровые двойники



Объединение разнородных источников данных — сейсмики, каротажа, бурения, микросейсмики, DAS/DTS — привело к появлению **цифровых двойников** недр (Digital Twin).

Эти динамические модели отражают состояние пласта в реальном времени и позволяют прогнозировать его поведение. Искусственный интеллект связывает разнородные данные в единую структуру, выявляя корреляции, незаметные при раздельном анализе.

Такие системы активно развиваются в рамках корпоративных экосистем **DELFI**, **GeoAI**, **OSDU**, формируя основу для «умных» месторождений и интегрированного управления недрами.

Explainable AI и доверие к результатам

Одним из главных вопросов остаётся доверие к решениям, полученным ИИ. Для его повышения внедряются методы **Explainable AI (XAI)**, позволяющие понять, какие признаки и участки данных влияли на итоговый результат.

Инструменты Grad-CAM, SHAP, Attention-механизмы делают процесс интерпретации прозрачным. В сочета-

нии с **Байесовскими нейросетями (BNN)** это даёт возможность формировать вероятностные оценки и управлять неопределённостью.

Таким образом, ИИ не просто прогнозирует, но и объясняет, почему он принял то или иное решение — что особенно важно для промышленной геофизики.

Перспективы квантовых вычислений

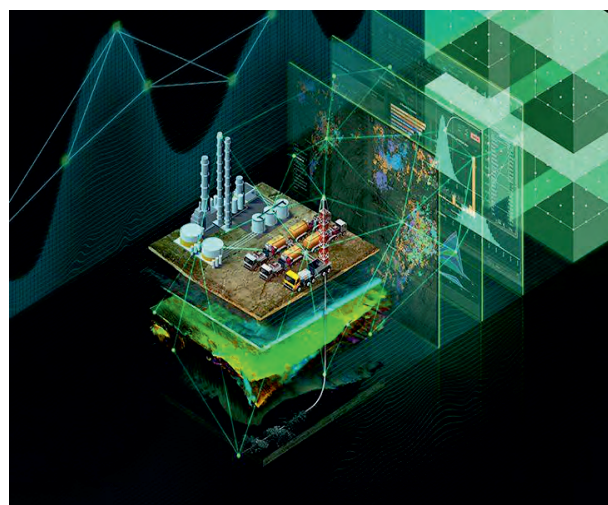
Сложность современных моделей требует огромных вычислительных ресурсов, и именно здесь появляются **квантовые технологии**. Квантовые алгоритмы (HHL, QAOA, Quantum Monte Carlo) потенциально способны многократно ускорить инверсию и оптимизацию.

Ведущие компании — IBM, Schlumberger, TotalEnergies, Сколтех — уже проводят пилотные проекты, демонстрирующие преимущества гибридных квантово-классических схем.

В перспективе именно квантовые вычисления позволят реализовать полностью интерактивную интерпретацию и создавать глобальные цифровые двойники недр в реальном времени.

Заключение

Интерпретация данных сейсморазведки переживает переход от ручных методов к интеллектуализированным и гибридным системам.



Главные тенденции — автоматизация, интеграция ИИ с физикой, развитие облачных платформ, 4D-мониторинг, цифровые двойники и квантовые вычисления.

Человек остаётся ключевым элементом этого процесса, превращаясь из исполнителя в куратора знаний и стратегического аналитика.

Будущее интерпретации — в симбиозе человеческой интуиции и машинного анализа, где искусственный интеллект становится не соперником, а надёжным партнёром, расширяющим границы понимания подповерхностного мира.

Список использованных источников

Зарубежные источники

1. Zhang, Y., Alkhalifah, T. (2023). Physics-informed neural networks for seismic full-waveform inversion. *Geophysics*, 88(3), WA43–WA57. DOI: 10.1190/geo2022-0553.1

2. Kaur, G., Innanen, K. (2024). Hybrid inversion workflows combining deep learning and physical modeling. *First Break*, 42(1), 45–53. DOI: 10.3997/1365-2397.fb2024016

3. Mosser, L., Dubrule, O., Blunt, M. (2023). Bayesian deep learning for seismic inversion with uncertainty quantification. *Geophysical Prospecting*, 71(4), 711–728. DOI: 10.1111/1365-2478.13306

4. Wu, R., Fomel, S. (2023). Explainable AI in seismic fault detection using Grad-CAM visualization. *Interpretation*, 11(2), T345–T358. DOI: 10.1190/INT-2022-0107.1

5. Wrona, T., et al. (2024). Multimodal digital twins of the subsurface: From data lakes to real-time interpretation. *Computers & Geosciences*, 184, 105385. DOI: 10.1016/j.cageo.2024.105385

6. Shell AI Lab (2024). OSDU Data Platform for Subsurface Integration.

<https://community.opengroup.org/osdu/platform>

7. Equinor Digital Subsurface Twin Project (2024). Azure-based integration of seismic, production, and CO₂ monitoring data. <https://www.equinor.com>

8. Brossier, R., Operto, S., Virieux, J. (2023). Full waveform inversion in the cloud: computational and algorithmic advances. *Geophysical Journal International*, 234(1), 251–276. DOI: 10.1093/gji/ggad115

9. Huang, J., Li, Z., Zhang, D. (2025). Quantum machine learning for seismic facies classification. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 63, 41021–41033. DOI: 10.1109/TGRS.2025.3321485

10. INT Inc. (2024). IVAAP and OpendTect Cloud: Interactive Visualization for Energy Data. <https://www.int.com/ivaap>

11. Pasqal & TotalEnergies (2025). Hybrid quantum-classical inversion for seismic imaging. <https://www.pasqal.com/case-studies>

12. Geoteric AI (2024). AI Seismic Interpretation and Cognitive Workflows. <https://www.geoteric.com>

Российские источники

1. Левин, Б. В., Губайдуллин, А. А., Иванов, В. П. (2024). Применение нейросетевых технологий в задачах интерпретации сейсмических данных. *Геофизика*, № 3, 12–23. DOI: 10.25206/2310-9793-2024-3-12-23

2. Шумилов, А. И., Козлова, Е. Г. (2023). Развитие цифровых двойников в геолого-геофизическом моделировании. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 18(2), 45–59. DOI: 10.17353/2070-5379.2023.2.4

3. Исаев, В. И., Богданов, К. А. (2023). Физически информированные модели в сейсмической инверсии. *Известия вузов.*

Геология и разведка, 6, 72–84.
<https://www.geolrazvedka.ru>

4. Нечаев, Д. С., Салихов, М. Ф. (2024). Автоматизация сейсмической интерпретации с применением методов машинного обучения. Геоинформатика, № 1, 5–15. DOI: 10.18303/2311-7447-2024-1-5-15

5. Калугин, А. И., Чижова, М. В. (2025). Применение распределённых волоконно-оптических систем (DAS, DTS) в мониторинге геологических процессов. Геофизические технологии, № 2, 27–38. <https://geotechjournal.ru>

6. Прохоров, П. Н., Станкевич, С. Н. (2025). Квантовые вычисления и перспективы их применения в геофизике. Вычислительные методы и программирование, 26(1), 104–118. DOI: 10.26089/NumMetProc2025-26-1-104

7. Газпром нефть, Центр цифровых инноваций (2025). Платформа GeoAI: интеграция машинного обучения и геомоделирования. <https://gazprom-neft.ru/geoai>

8. НИПИ Нефтегаз, Сколтех (2024). Применение методов глубинного обучения для выделения разломов и горизонтов на сейсмических данных Западной Сибири. Отчёт по проекту, Москва.

Подробнее об авторах



Старобинц
Альфред Евгеньевич



ИИ -
Искусственный
интеллект

ПАК «Геотом» меняет подход к QC: контроль источников возбуждения по данным ОПП

- Тиссен А.А., Нефедов Н.Е., ООО «Фирма «Геосейс», г. Москва.
- Анкушев В.В., ООО «Сейстех», г. Москва.

Введение

Современная 3D-сейсморазведка предъявляет высокие требования к оперативному контролю качества полевых наблюдений. Одним из наиболее чувствительных факторов, влияющих на достоверность получаемых данных, остаётся стабильность источников возбуждения. Колебания энергии, неравномерность контакта вибратора с поверхностью или неполное срабатывание зарядов приводят к заметным отклонениям амплитуд и формы сигнала, что отражается на результирующих сейсмических разрезах и снижает качество дальнейшей обработки.

Традиционные методы контроля, основанные на анализе сейсмограмм общего пункта возбуждения (ОПВ), позволяют оперативно оценивать качество только при работе с кабельными сейсморазведочными станциями. При работе с бескабельными системами всё большее значение приобретает использование сейсмограмм общего пункта приёма (ОПП), в которых аккумулируются отклики от множества возбуждений, зарегистрированные одним приёмником. Такой подход обеспечивает независимую оценку качества источников и позволяет выявлять нестабильные возбуждения по их одновременному проявлению на нескольких сейсмограммах ОПП.

Внедрение подобной методики в программно-аппаратный комплекс (ПАК) «Геотом», разработанный компанией «Сейстех», позволило реализовать ежедневный оперативный контроль стабильности возбуждения непосред-

ственно в полевых условиях. Используя данные, считанные с ограниченного числа регистрирующих блоков после суточного отстрела, система автоматически формирует сейсмограммы ОПП, которые могут быть оперативно обработаны на полевом ВЦ.

Из теории сейсморазведки

Давайте разберём подробно, что означают сейсмограммы ОГТ, ОПВ и ОПП, и чем они отличаются. Эти термины часто используются в сейсморазведке (особенно при обработке и интерпретации данных МОГТ — метода общей глубинной точки).

1. Сейсмограмма ОГТ (Общей глубинной точки)

ОГТ (или CMP — Common Midpoint) — это сейсмограмма, составленная из трасс, имеющих общий середину между источником и приёмником. Это основная единица данных при обработке МОГТ:

- Каждая трасса записана при разном удалении (офсете), но отражение соответствует **одной и той же точке на отражающем горизонте**.
- После коррекции за время пробега (NMO-коррекции) отражения суммируются (стэкинг), усиливая сигнал и подавляя шум.
- Сейсмограмма ОГТ показывает **зависимость времени прихода отражений от офсета (удаления)**.
- Используется для:
 - Подбора скоростей (анализ годографов);
 - Подготовки к суммированию (стэкингу);

Тип сейсмограммы	Общая точка	Этап использования	Назначение
ОГТ	Середина между источником и приёмником	Обработка	Выделение отражений, подбор скоростей
ОПВ	Источник (взрыв, вибратор)	Полевые данные	Контроль качества, исходная запись
ОПП	Приёмник	Полевые данные, обработка	Проверка работы приёмников, специальные приемы обработки

- Выделения отражающих границ.

2. Сейсмограмма ОПВ (Общего пункта возбуждения)

ОПВ (или CSP — Common Shot Point) — это сейсмограмма, записанная от одного источника (взрыва, вибратора и т. д.):

- Все трассы имеют **одинаковый пункт возбуждения**, но разные приёмники.
- Используется на **полевом этапе** — именно так записываются первичные данные.

- Позволяет контролировать:
 - качество записи (помехи, фоновый шум);
 - синхронизацию каналов;
 - геометрию профиля.

3. Сейсмограмма ОПП (Общего пункта приёма)

ОПП (или CRP — Common Receiver Point) — это сейсмограмма, составленная из трасс, записанных на одном приёмнике, но с разных пунктов возбуждения:

- Все трассы имеют **одинаковое местоположение приёмника**, но разные источники.
- Используется для:
 - анализа характеристик приёмников и контакта с грунтом;
 - контроля качества работы геофонов;
 - специальных видов обработки (например, при обратной миграции

волнового поля).

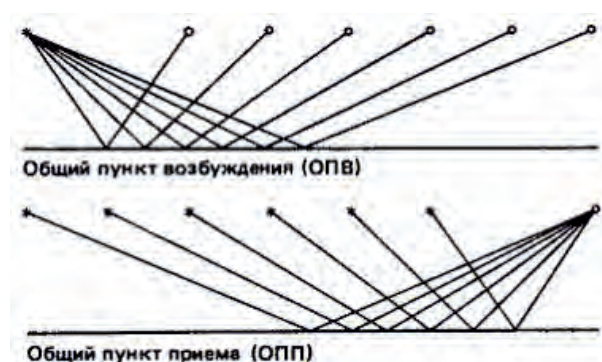
Отражения видны как совокупность волн, приходящих к одному приёмнику из разных точек возбуждения.

Таким образом, в полевых условиях для контроля качества материала могут использоваться, как сейсмограммы ОПВ, так и сейсмограммы ОПП. Одинаковый набор сейсмических трасс в сейсмограммах ОПП и ОПВ может ежедневно собираться при работах 2D (Рис.1.).

Оконный анализ для оперативного контроля качества сейсмического материала.

Оконный контроль качества (window QC) представляет собой метод оценки состояния сейсмических данных, основанный на анализе амплитуд, энергетике и формы сигнала в пределах заранее выбранных временных интервалов — окон. В процессе такого анализа времен-

▼ Рис. 1. Принципы сортировки (группирования) трасс по различным признакам в сейсморазведке (по Хаттон Л., 1989).



ная ось сейсмограммы делится на несколько характерных зон: «окно сигнала», где ожидается проявление полезных отражений от геологических горизонтов, «окно помех», соответствующее интервалам, в которых отражённый сигнал отсутствует, как правило, до прихода первых волн или после завершения отражений и окно ближних удалений, в котором анализируется поверхностные волны. Для каждого из этих интервалов вычисляются параметры, позволяющие количественно оценить качество записи: энергия или мощность сигнала, среднеквадратическая амплитуда (RMS), отношение сигнал/помеха (S/N), а также спектральные характеристики.

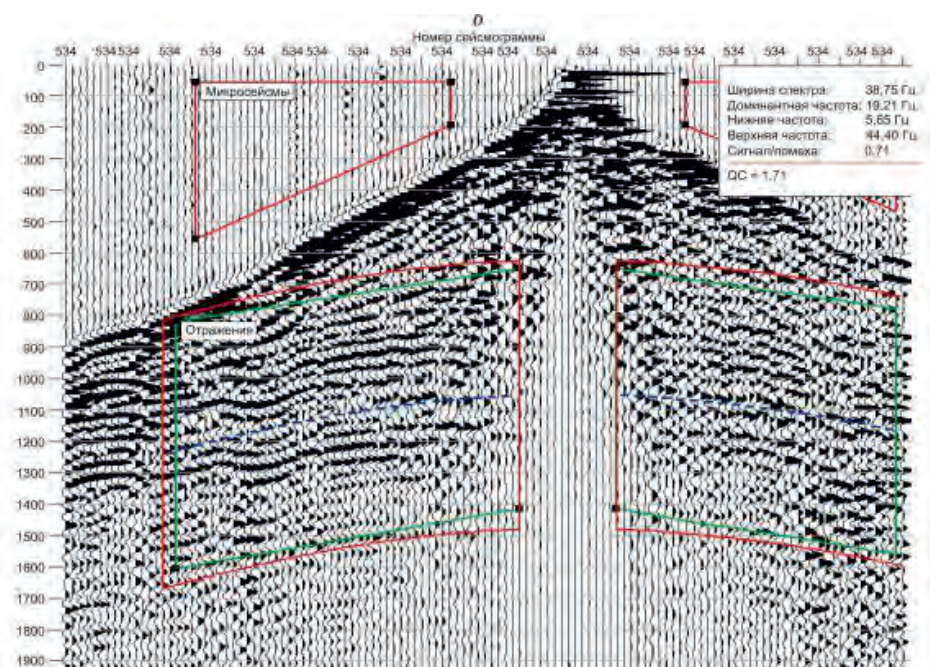
Цель такого подхода состоит в контроле и улучшении качества сейсмограммы. Оконный контроль применяется для оценки эффективности фильтрации и скоростных коррекций, контроля стабильности амплитуд по трассам, выбора оптимальных параметров обработки, а также для выявления зон ослабления или искажения сигнала вдоль профиля и во времени.

Одним из ключевых параметров, вычисляемых в рамках оконного контро-

ля, является отношение сигнал/помеха (S/N), которое отражает степень доминирования полезного сигнала над шумовой составляющей. Чем выше это значение, тем качественнее сейсмограмма. Для его расчёта выбираются два временных интервала: окно сигнала (например, 1,0–1,2 с) и окно помех (например, 0,2–0,4 с). Для каждого из них вычисляется энергия сигнала как сумма квадратов амплитуд в пределах окна. Затем отношение энергий в окне сигнала и окне помех характеризует уровень качества записи: при большем значении S/N сигнал считается более отчётливым и достоверным.

На практике оконный контроль применяется на различных этапах обработки данных метода общей глубинной точки (МОГТ) — до и после фильтрации, нормализации амплитуд, временных и статических коррекций, а также на этапе стэкинга. Современные программные комплексы обработки (Promax, Focus, Omega и др.) позволяют автоматически выполнять такие расчёты по заданным окнам и формировать графики или карты качества, отображающие пространственное распределение уровней сигнала и

► Рис. 2. Формирование окон анализа сейсмограмм ОПВ. [1].



шума. Это позволяет оперативно выявлять участки профиля с ухудшением параметров записи и принимать решения по корректировке обработки или повторным наблюдениям.

Таким образом, оконный контроль качества представляет собой эффективный инструмент диагностики и оптимизации сейсмических данных. Он обеспечивает количественную оценку стабильности сигнала, эффективности применённых фильтров и позволяет повысить достоверность последующей интерпретации отражённых волн.

Использование сейсмограмм ОПП для оперативного контроля качества возбуждения.

Действительно, хотя **ОПП (общий пункт приёма)** в первую очередь используется для контроля **приёмников**, по нескольким сейсмограммам ОПП можно также **оценивать работу источника возбуждения**. Давай разберём, как именно это делается и почему это работает.

Контроль качества источников по сейсмограммам общего пункта приёма (ОПП) в 3D-сейсморазведке основан на анализе изменений амплитуд и формы сигнала, регистрируемого одним и тем же приёмником от разных пунктов возбуждения. Каждая трасса на сейсмограмме ОПП соответствует отдельному источнику — взрыву, удару или воздействию вибратора, поэтому энергетические характеристики этих трасс напрямую отражают стабильность и эффективность работы источников.

При нормальной работе источника амплитуда и форма отражённого сигнала на сейсмограммах ОПП сохраняют устойчивый характер: амплитуды примерно одинаковы, фаза и форма волны стабильны, а спектральный состав не меняется.

Если же источник сработал нештатно — например, заряд оказался неполным, контакт вибратора с поверхностью был ослаблен или произошёл слабый удар — на сейсмограммах ОПП, соответствующих этому возбуждению, наблюдается резкое падение амплитуд, искажение формы волны или увеличение шумовой составляющей.

Практически контроль выполняется путём сравнения нескольких сейсмограмм ОПП, записанных для разных приёмников, но относящихся к одним и тем же возбуждениям. Для каждого источника оцениваются параметры энергетики сигнала — чаще всего энергия или среднеквадратическая (RMS) амплитуда в заданном временном окне. Если для одного и того же номера возбуждения наблюдается синхронное снижение энергии на всех сейсмограммах ОПП, это надёжно указывает на ослабленное или некачественное возбуждение.

Построив график изменения энергии по номерам возбуждений, можно легко выделить аномалии — участки, где энергия резко падает на всех приёмных пунктах, что является индикатором «плохого» источника.

Важно отличать такие случаи от неисправностей приёмников. Если аномально низкая амплитуда проявляется постоянно на одной и той же трассе при всех возбуждениях, это свидетельствует о неисправном приёмнике или плохом контакте геофона с грунтом. В противоположность этому, если снижение амплитуд наблюдается только для одного возбуждения, но синхронно на всех ОПП, причина заключается в неисправности или нестабильной работе источника.

Таким образом, контроль источников по сейсмограммам ОПП основан на сравнительном анализе энергетических

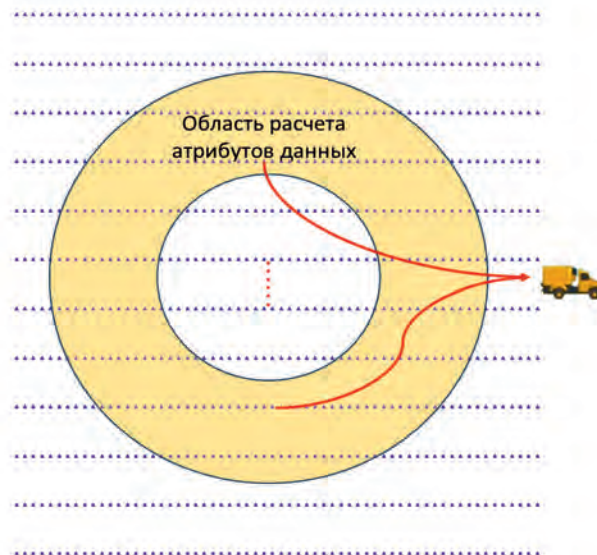
параметров трасс от разных возбуждений и позволяет своевременно выявлять случаи ослабленного возбуждения. Этот подход обеспечивает надёжную оценку стабильности работы источников в процессе 3D-съёмки, не требуя дополнительных измерений и позволяя оперативно реагировать на отклонения в полевых условиях.

Оперативный контроль качества по сейсмограммам ОПП в технологии «Геотом»

Одним из ключевых элементов технологии «Геотом» является возможность **оперативного контроля качества возбуждения и регистрации** по данным сейсмограмм общего пункта приёма (ОПП). Такой подход позволяет объективно оценивать стабильность источников и достоверность записей уже в ходе полевых наблюдений, без дополнительной обработки в офисе.

После завершения каждого суточного цикла отработки 3D-площади из **области расчёта атрибутов данных** (рис. 3) выбирается **небольшое количество блоков ПАК «Геотом»**, равномерно распределённых по активной зоне наблюдений. С выбранных регистрирующих модулей считываются записи, содержащие полные наборы трасс от всех пунктов возбуждения, попавших в радиус активной регистрации. Эти данные используются для построения **сейсмограмм ОПП**, каждая из которых представляет совокупность трасс, записанных одним приёмником от разных источников.

Анализ сейсмограмм ОПП проводится по амплитудным и энергетическим признакам. При нормальной работе источников амплитуда и форма сигнала на трассах сохраняют устойчивый характер, что свидетельствует о равномерном качестве возбуждений. Если же на



- ▲ - ПП активной расстановки,
- ▲ - ПВ выбранные для анализа

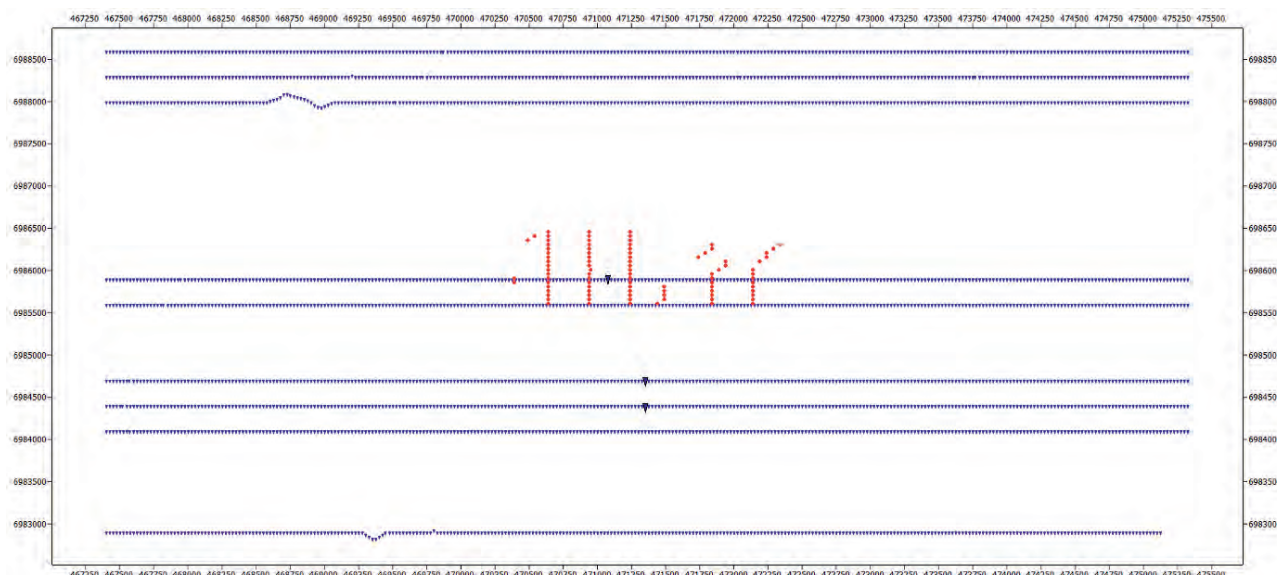
▲ Рис. 3. Область расчёта атрибутов сейсмограмм.

нескольких сейсмограммах ОПП одновременно фиксируется **падение амплитуды сигнала** на трассах, соответствующих **одному и тому же пункту возбуждения**, это указывает на **некондиционное возбуждение сигнала** — ослабленное или неполное срабатывание источника, нарушение контакта вибратора с поверхностью либо технический сбой.

Такой подход позволяет надёжно отличать проблемы возбуждения от неисправностей приёмников. Если амплитудные аномалии проявляются только на одной сейсмограмме ОПП и повторяются при всех возбуждениях, это свидетельствует о неисправности конкретного приёмника. Напротив, синхронное ослабление сигнала на нескольких ОПП для одного возбуждения указывает на источник как на причину нарушения.

Рассмотрим на примере полученных данных в реальных условиях.

Были взяты три пункта приема, по которым были сформированы три сейсмограммы ОПП соответственно (два ПП взяты в области расчёта атрибутов данных, и один ПП в районе ближних удалённых).

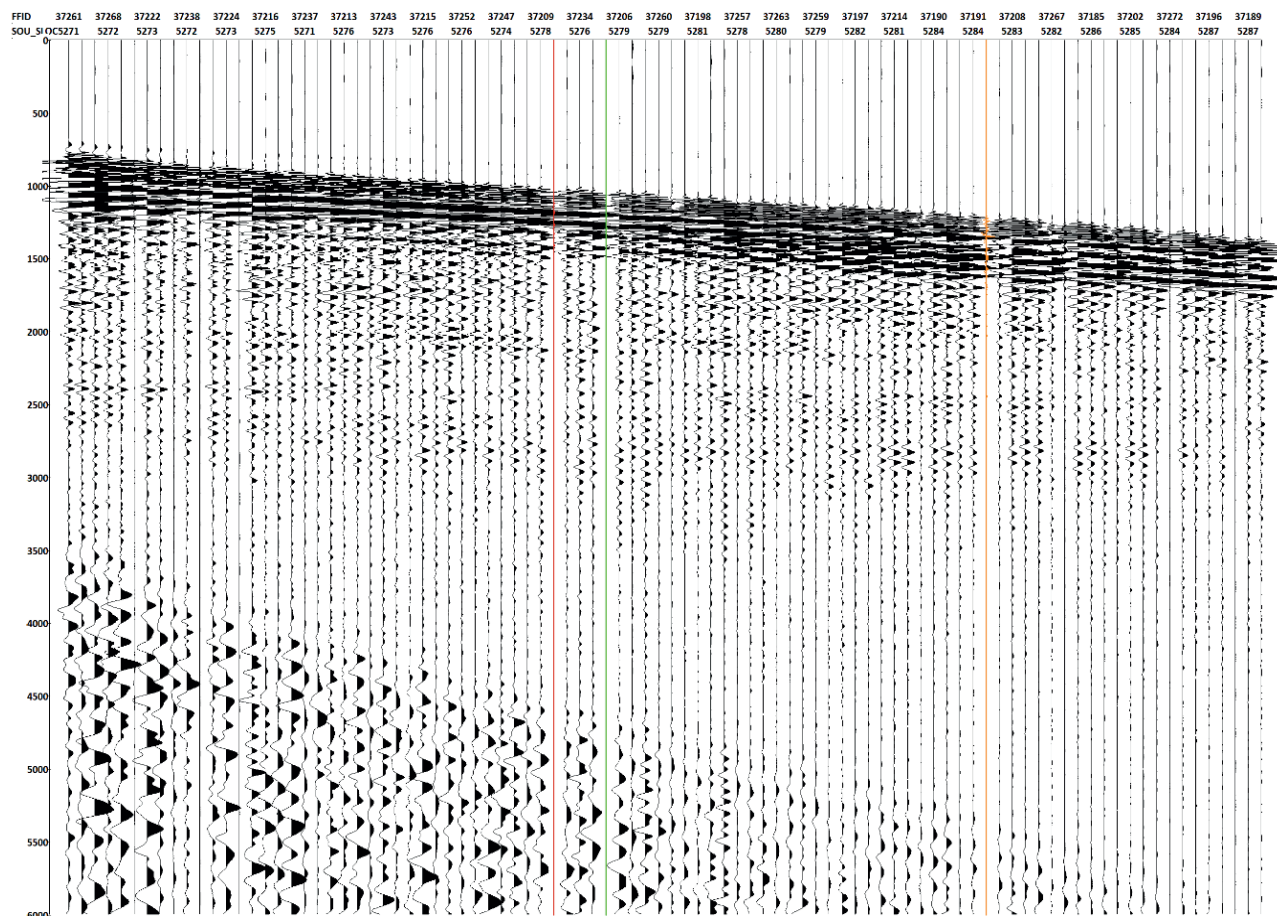


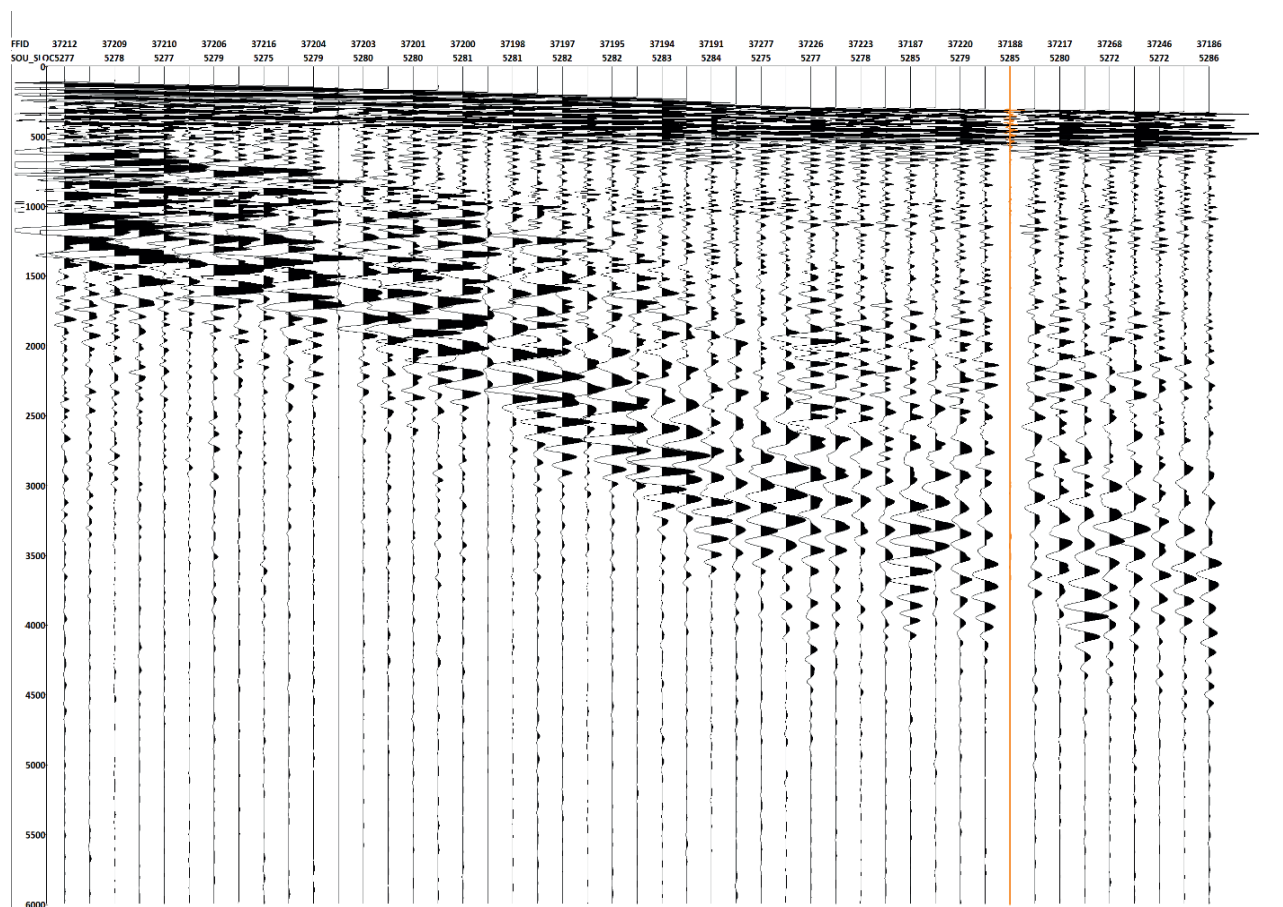
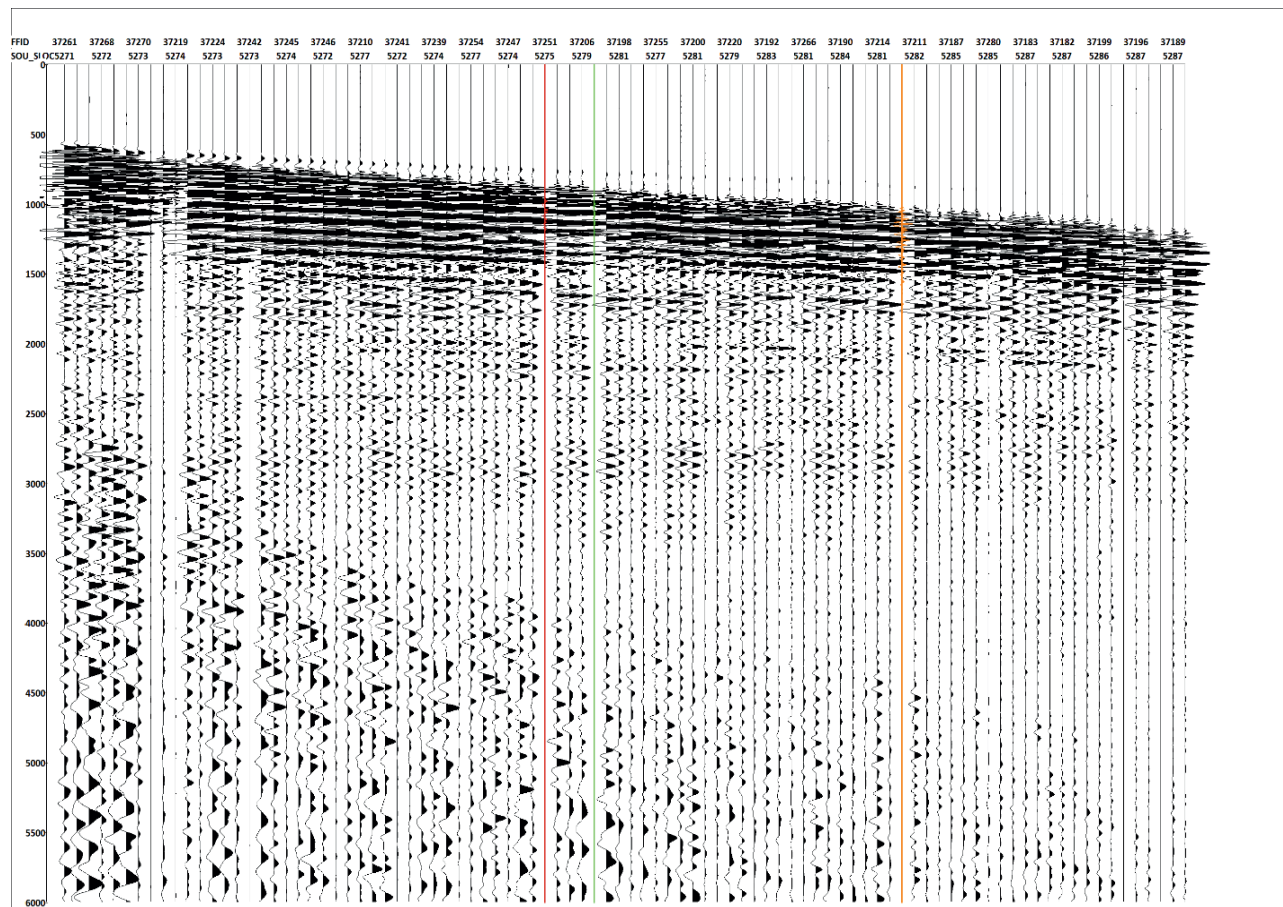
▲ Рис. 4. ПВ суточного отстрела с проекта 2025 года, определенные для контроля качества.

Результаты контроля визуализируются в виде сейсмограмм ОПП по всем точкам возбуждения, требуемых к анализу (Рис.4). На рис. 5 приведен набор сейсмограмм ОПП, участвующих в анализе

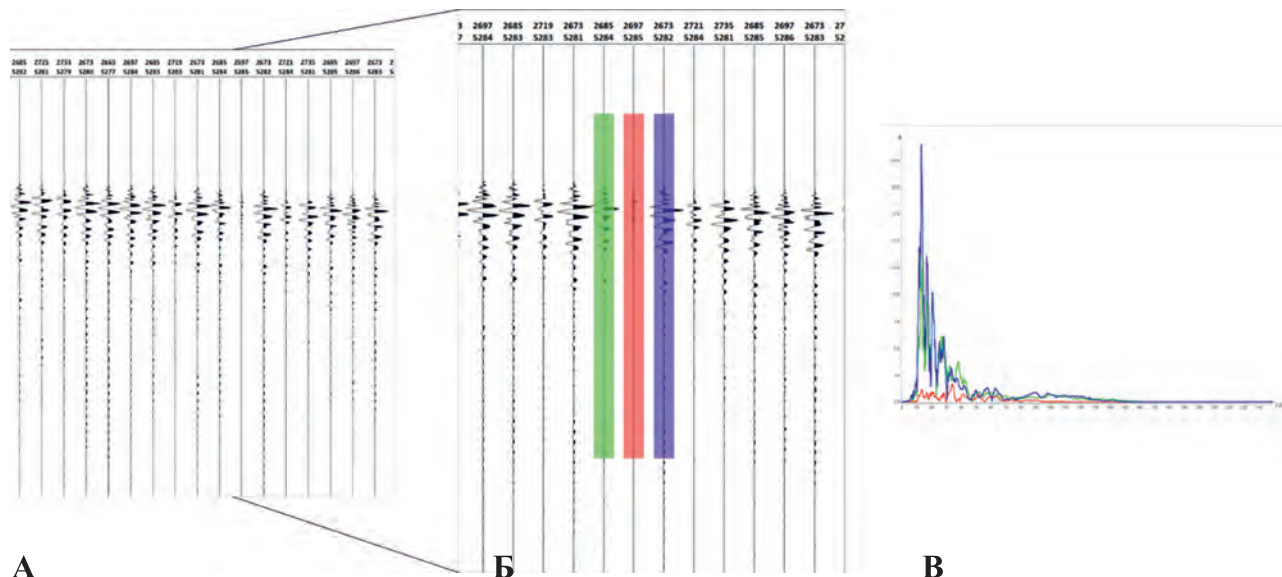
материала. Цветом выделены трассы, соответствующие одному ПВ. На рисунке 6 показан пример определения трассы сейсмограммы ОПП, соответствующей ПВ с неполной детонацией ВВ.

▼ Рис. 5 (начало). Сейсмограммы ОПП с проекта 2025 года.





▲ Рис. 5 (продолжение). Сейсмограммы ОПП с проекта 2025 года.



▲ Рис. 6. Пример выявления некондиционного возбуждения по сейсмограмме ОПП.

А – сводная сейсмограмма ОПП, Б- увеличенный фрагмент, В – Амплитуды выбранных трасс.

На рисунке 6 представлена типичная ситуация, когда некондиционное возбуждение проявляется синхронно на нескольких сейсмограммах ОПП. На панели А показана сводная ОПП-сейсмограмма, включающая трассы от различных пунктов возбуждения, поступившие на один приёмник. В общей однородной картине выделяется одна аномально «ослабленная» трасса, что является первым признаком нестабильного возбуждения.

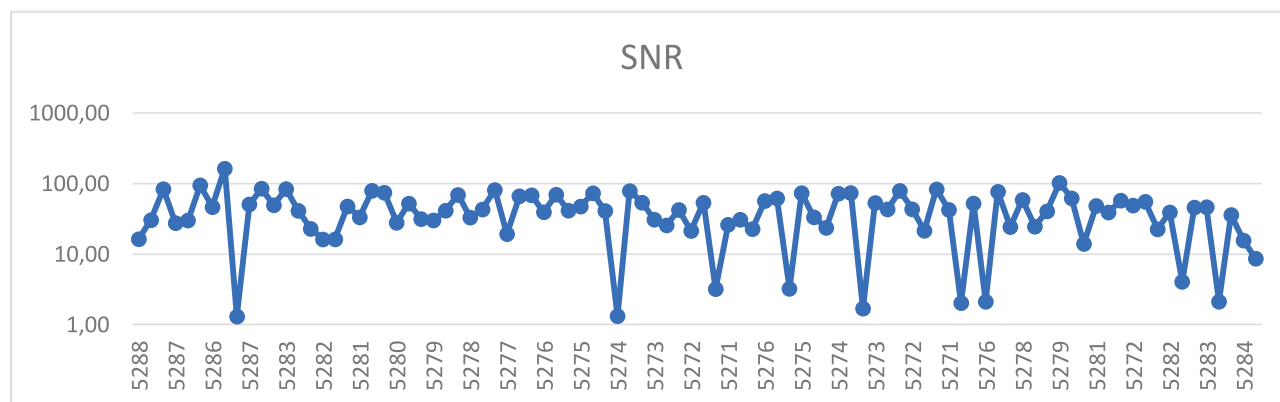
Фрагмент Б раскрывает локальную структуру волновой картины: событие приходит в ожидаемое время, его форма сохраняется, но амплитудный уровень существенно ниже нормы. Это типичное проявление слабого или неполного срабатывания источника — для приёмника оно выглядит как «приглушённая» копия обычного отражённого события.

На диаграмме В представлена количественная оценка: амплитудные значения выбранных трасс показывают резкое, дискретное снижение энергии именно на трассе, соответствующей этому возбуждению. В сочетании с повторяемостью эффекта на других ОПП-сейсмограммах это является чётким индикатором источниковой проблемы.

Таким образом, рисунок иллюстрирует ключевой принцип контроля качества в ПАК «Геотом»: некондиционное возбуждение проявляется как системная амплитудная аномалия на нескольких независимых ОПП, что позволяет достоверно диагностировать проблему уже в ходе суточной отработки.

Рисунок 7 представляет собой график распределения отношения сигнал/шум (S/N), вычисленного покомпонентно для всех трасс, сформированных в составе выбранных сейсмограмм ОПП. Каждый маркер на диаграмме соответствует одной трассе, относящейся к определённому пункту возбуждения, который участвовал в анализе качества. В основной массе значения S/N образуют компактное облако точек, отражающее нормальные условия возбуждения и стабильную энергию сигнала. Однако на фоне общего распределения чётко выделяются точки, демонстрирующие заниженные значения S/N — их положение почти на порядок ниже среднестатистического уровня.

Такие выбросы являются индикатором некондиционного возбуждения: трассы с аномально низким сигнал/шум указыва-



▲ Рис. 7. График распределения сигнал/шум, по трассам сейсмограмм ОПП.

ют на возбуждения, выполненные с нарушением технических параметров. Проведённый анализ показал, что все ПВ, соответствующие выделившимся точкам, действительно обладают характерными признаками низкоэнергетического возбуждения, ранее выявленными и на сейсмограммах ОПП (рис. 6). График S/N подтверждает их аномальность количественно, обеспечивая надёжную классификацию возбуждений и позволяя однозначно отнести их к категории требующих повторной проверки или перерегистрации.

Таким образом, рисунок 7 иллюстрирует важный этап оперативного контроля качества в системе «Геотом»: интегральная оценка отношения сигнал/шум по трассам ОПП служит объективным критерием стабильности источников и позволяет быстро выявлять нарушения в работе возбуждающей аппаратуры при минимальном объёме анализируемых данных.

Заключение

Представленный в работе подход к оперативному контролю качества возбуждения по сейсмограммам общего пункта приёма (ОПП) реализует новый уровень диагностики полевых данных, который стал возможен благодаря особенностям архитектуры программно-аппаратного комплекса «Геотом». В

отличие от традиционных полевых технологий, где контроль качества ограничивается анализом сейсмограмм ОПВ или периодической выгрузкой данных, система «Геотом» обеспечивает выборочное считывание информации с ограниченного числа автономных регистраторов из области расчёта атрибутов. Это позволяет получать репрезентативные сейсмограммы ОПП ежедневно, не останавливая поле и не выгружая полный объём данных.

Реализованный механизм дифференцированного доступа к данным и встроенные средства атрибутивного анализа делают возможным регулярный мониторинг энергетики возбуждений по трассам ОПП. Одновременное падение амплитуд на нескольких ОПП-сейсмограммах позволяет надёжно выявлять некондиционные возбуждения и верифицировать их природу без дополнительных полевых измерений.

Таким образом, технологические возможности ПАК «Геотом» — автономность регистраторов, гибкая организация области считывания, автоматизированный расчёт атрибутов и возможность формирования ежедневных сейсмограмм ОПП — приводят к появлению принципиально нового инструмента оперативного QC, ориентированного на реальную стабильность источника, а не на формальные признаки качества записи.

По результатам производственных испытаний такой подход выборочного (менее 10% каналов) анализа материала позволяет выявлять все случаи нестабильного возбуждения в процессе текущего отстрела, снижая объем потерь данных и увеличивая итоговую эффективность полевых работ до 25–30 %. Перспективы развития технологии связаны с дальнейшей автоматизацией построения амплитудных карт, интеграцией алгоритмов самообучения и применением статистических моделей для предиктивного контроля состояния источников и приёмной аппаратуры.

Литература

1. Тищенко И. В., Тищенко А. И., Жуков А. А. Алгоритмы и критерии оценки качества полевых сейсмических записей // Технологии сейсморазведки. — 2011. — № 2. — С. 40–48. URL: <http://ts.ipgg.nsc.ru> (дата обращения: 31.10.2025).
2. Yilmaz Ö. Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data. — Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 2001. — 2 vols. — ISBN 1560800941. Amazon
3. Bancroft J.C. Anatomy of common scatterpoint (CSP) gathers // CREWES Research Report. — Vol. 9, 1997. — (CREWES). — PDF.crewes.org
4. Delft University of Technology (TU Delft), lecture notes. Processing of Seismic Reflection Data: Chapter 5 // Introduction to Reflection Seismics — Delft: TU Delft OCW. Lecture notes and Chapter PDF (online). — [электронный ресурс]. — Режим доступа: OCW TU Delft, Chapter 5. TU Delft OCW+1
5. Боганик Г. Н., Гурвич И. И. Сейсморазведка: Учебник для вузов. Тверь: Издательство АИС, 2006. — 744 с. GeoKniga
6. Гамбурцев Г. А. Основы сейсмораз-

ведки (2-е изд.). Москва: Гостоптехиздат, 1959. — 378 с. Большая российская энциклопедия.

Подробнее об авторах



Тиссен
Александр Артурович

Заместитель
генерального директора
ООО «Фирма «Геосейс»



Анкушев
Вадим Викторович

Генеральный директор
ООО «Сейстех»



Нефедов
Никита Евгеньевич,

ООО «Фирма «Геосейс»

Выбор шага приёма при выполнении инженерной сейсморазведки для сейсмического микрорайонирования

- Романов В.В., Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва.
- Кауркин М.Д., Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва.

Аннотация: В работе рассматриваются вопросы обоснованного выбора шага приёма систем наблюдений инженерной сейсморазведки, применяемой в методе сейсмических жёсткостей

Ключевые слова: инженерная сейсморазведка, шаг приёма, метод сейсмических жёсткостей, сейсмическое микрорайонирование, инженерная сейсмология

Введение

В области приповерхностного залегания многолетнемерзлых грунтов (ММГ) находится свыше 60% территории Российской Федерации [Порфирьев и др., 2019], к ней же относится больше половины сейсмоактивных районов нашей страны. Это Иркутская и Читинская области, Бурятия, прибрежные районы Якутии, Магаданской и Камчатская область. В перечисленных регионах интенсивность землетрясений варьируется в пределах от 6 до 10 баллов по шкале MSK-64 [Пегин, 2023].

Особый интерес представляют районы с неглубоко залегающей кровлей ММГ, так как именно приповерхностная грунтовая толща определяет форму колебаний и амплитуду сейсмических волн сейсмических волн, создаваемых землетрясениями [Павленко, 2020].

Для оценки приращения интенсивности ΔI применяется инструментальный **метод сейсмических жёсткостей**, основанный на формуле С.В. Медведева (1) [Джурик и др., 2018]. В каждом пункте i , где выполняется находится приращение интенсивности, определяется отношение эффективной акустической жёсткости γ_i к эффективной жёсткости базовых (референс) грунтов γ_0 ,

$$\Delta I_i = -1.67 \lg \frac{\gamma_i}{\gamma_0} \quad (1)$$

Вопрос о мощности приповерхнос-

тной грунтовой толщи H , в которой вычисляются жёсткости МСЖ (расчётной), остаётся дискуссионным. Большинство авторов и нормативных документов сходятся в оценке $H = 10\text{--}30$ м [Павленко, 2020]. Значение H входит в формулы оценки средних сейсмических и плотностных свойств расчётной толщи параметрам слоёв скоростного разреза (n - номер самого глубокого слоя, подошва которого находится в пределах расчётной толщи, h , V - мощности и пластовые скорости слоёв толщи).

$$\frac{1}{\tilde{V}} = \frac{\sum_{j=1}^{n-1} h_j \frac{1}{V_j} + (H - \sum_{j=1}^{n-1} h_j) \frac{1}{V_n}}{H} \quad (2)$$

$$\tilde{\rho} = \frac{\sum_{j=1}^{n-1} h_j \rho_j + (H - \sum_{j=1}^{n-1} h_j) \rho_n}{H}$$

$$\gamma_i = \tilde{V}_i \cdot \tilde{\rho}_i$$

Средняя скорость, входящая в выражение (1), определяется методами инженерной сейсморазведки — МПВ, СТ, МОВ или ВСП. Промерзание грунта приводит к возрастанию скоростей продольных и поперечных волн за счёт увеличения упругих модулей с одновременным уменьшением плотности. Глубина кровли многолетнемерзлых грунтов варьируется в очень широких пределах. Для ММГ характерна значительная изменчивость упругих свойств как в пространстве (по глубине и латерали), так и во времени из-

за сезонных колебаний температуры. Следовательно, в таких условиях МСЖ должен базироваться на методах, позволяющих оперативно проследить неглубокие границы криолитозоны, в том числе и в режиме мониторинга.

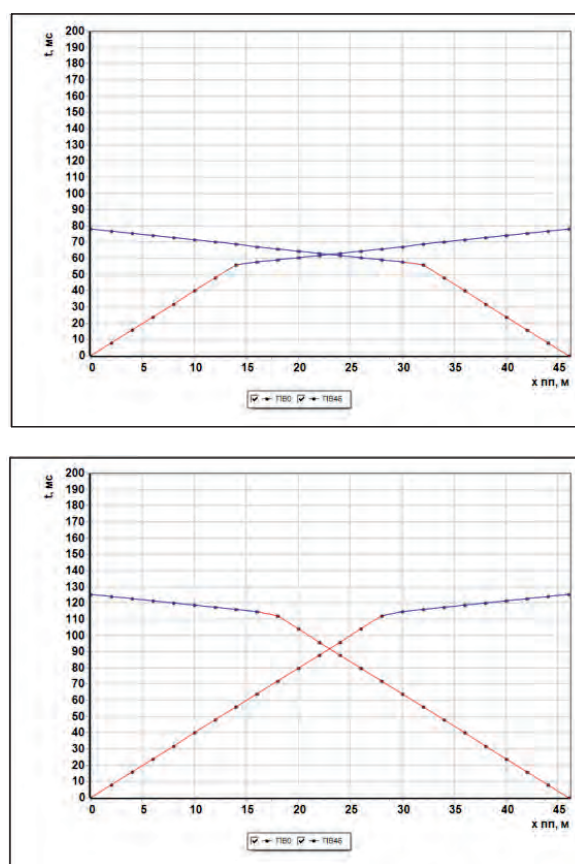
Мобильным, экономически оправданным решением проблемы экспериментального определения модели скоростного разреза расчётной толщи является наземная сейсморазведка [Кувалдин и др., 2014]. В первую очередь, это методы, основанные на обработке годографов волн, прослеживаемых в первых вступлениях — преломлённых (МПВ) и рефрагированных (СТ) [Романов, Гапонов, 2014]. Это связано с тем, что в верхней части разреза, как правило, надёжно выделяются две–три контрастные границы, где увеличивается как истинная скорость, так и её первая вертикальная производная — градиент [Романов и др., 2025]. Метод отражённых волн находится здесь в подчинённом положении, так как по отражённым волнам находится эффективная скорость, характеризующая разрез над границами. В случае если все отражающие границы залегают выше подошвы расчётной толщи, задача определения средней скорости по данным МОВ становится нерешаемой.

По мнению, высказанному в работе [Алешин, 2016] мощность расчётной толщи $H = 10$ м недостаточна, так как она меньше четверти ожидаемой предельной длины сейсмических волн (100 м), создаваемыми землетрясениями. Под влиянием мировой тенденции в современных российских нормах величина H была увеличена до 30 м [Алешин, 2021]. Увеличение H с 10–20 м до 30 м означает пропорциональное возрастание глубинности методов, применяемых для оценки пластовых скоростей продольных и

поперечных волн. В МПВ глубинность оценивается как $1/6$ от длины приёмной линии (расстановки) при высокой контрастности границ, в СТ — $1/3$ длины.

Простой расчёт показывает, что применение распространённой системы на основе 24-канальной станции и шага приёма 2 м обеспечивает глубинность МПВ при выделении резких контрастных границ не более 7 м. Если длина расстановки оказывается меньше двух удалений точки излома целевой волны, то встречные годографы пересекаются вне зоны прослеживания преломлённой волны. В таком случае более половины точек встречных годографов будут получены дополнением по нагоняющим, что отрицательно сказывается на точности определения рельефа границ.

Рациональным решением увеличения



▲ Рис. 1. Встречные годографы первых вступлений при прослеживании кровли ММГ на глубине 6 м (верхний рисунок) и 12 м (нижний рисунок).

глубинности методов первых вступлений на первый взгляд представляется увеличение шага приёма с сохранением канальности применяемых станций. Использование 24-канальных кос в перспективе позволяет проследить преломляющие границы на глубинах 15 м ($\Delta x_{пп} = 4$ м) и 20 м ($\Delta x_{пп} = 5$ м). Однако увеличение шага приёма означает возрастание погрешности в определении скоростных характеристик (пластовых и начальных скоростей) и глубин преломляющих границ [Романов, 2012].

В районах с неглубоким залеганием кровли мерзлоты и сложным строением деятельного слоя последнее обстоятельство носит решающий характер, что доказывается в предлагаемой статье.

Методика и результаты численного эксперимента

Для районов с неглубоким залеганием ММГ характерны низкие значения скорости поперечных волн в покрывающей толще ($V_s = 100\text{--}200$ м/с), резкое

увеличение истинной скорости в кровле ММГ ($V_s > 1000$ м/с), значительная рефракция лучей падающей волны и сложный рельеф преломляющей границы. На рисунке 2 показаны сейсмограммы, полученные методом преломлённых волн на поперечных волнах (схема Y-Y), в летнее (июнь) и осеннее (октябрь) время на полигоне РАН. Заметны изменения как в кинематике (скорости и времена вступления), так и в динамических свойствах (амплитуды, длина импульса).

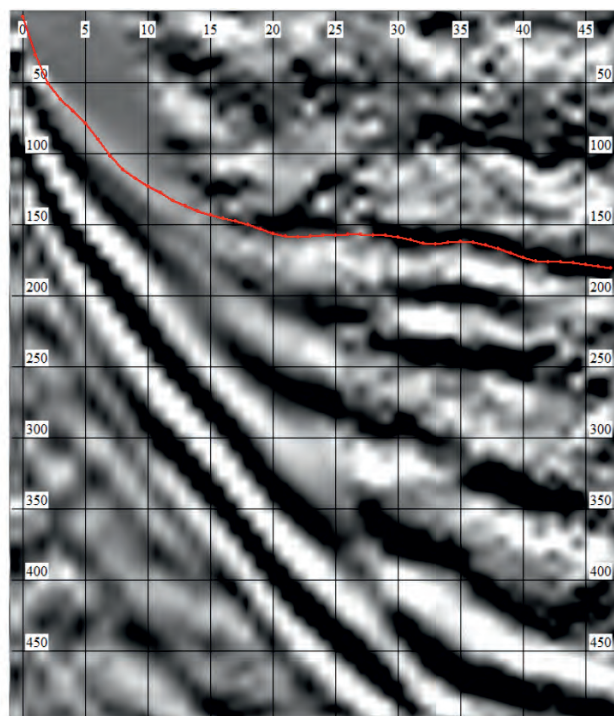
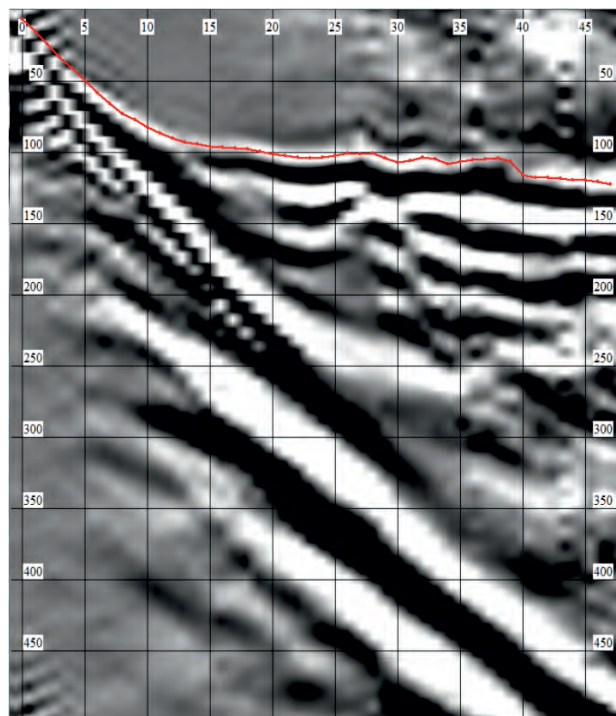
На основе анализа и обработки сейсмограмм, показанных на рисунке 2, составлена трёхслойная однородно-слоистая модель (Таблица 1).

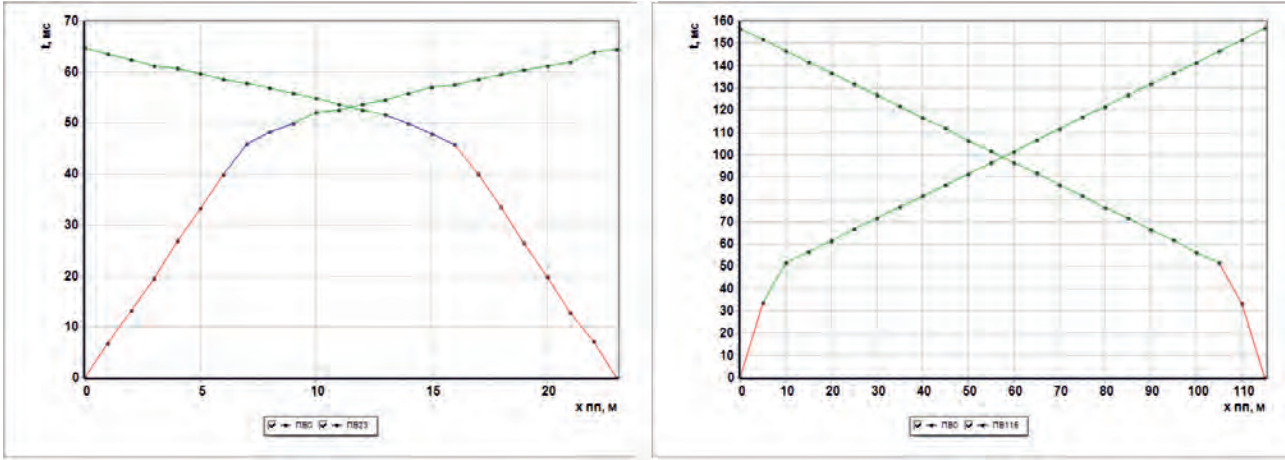
▼ Табл. 1. Сейсмогеологическая модель.

Слой	h , м	V_s , м/с
1	2,5	150
2	2,5	700
3	—	1000

Для моделирования были выбраны две встречные расстановки, включающие приёмную линию с порядком $N=24$ и

▼ Рис. 2. Сейсмограммы МПВ (схема Y-Y), полученные в октябре (слева) и июне (справа). Красной линией обозначен годограф первых вступлений.





▼ Рис. 3. Годографы первых вступлений, полученные с шагом приёма 1 м (слева) и 5 м (справа). Цветными линиями показаны зоны прослеживания прямой (красный) и преломлённых (синий, зелёный) волн.

шагом приёма $\Delta x_{пп} = 1, 2, 4$ и 5 м. Для каждой расстановки был вычислен годограф первых вступлений (Рисунок 3), а по нему определены параметры модели скоростного разреза способом пластовых скоростей.

В результате обработки находились погрешности относительно точных параметров модели, дополнительно вычислялись средневзвешенная акустическая (сейсмическая) жёсткость расчётной толщи и приращение интенсивности при условии, что $H=30$ м, $\rho_i = 1.8$ г/см³, а $\gamma_0=665$ т/(м²·с). В таблице 2 показано, что погрешности определения параметров расчётной толщи растут в геометричес-

кой прогрессии с увеличением шага приёма. Максимальные относительные погрешности наблюдаются при определении мощности первого слоя и пластовой скорости второго слоя.

При выборе шага приёма $\Delta x_{пп} = 5$ м на годографах первых вступлений теряется зона прослеживания волны, образованной в кровле первого слоя [Романов и др., 2025], что вызывает переуглубление границы и вносит сильную погрешность в значение как пластовой скорости первого слоя, так и в среднюю скорость всей расчётной толщи. То есть явление, подобное выпадению слоя, здесь объясняется неверным выбором шага приёма. Если

▼ Табл. 2. Влияние шага приёма на результаты метода сейсмических жёсткостей.

	h_1 , м	h_2 , м	V_1 , м/с	V_2 , м/с	V_3 , м/с	γ_i , т/(м ² ·с)	ΔI , балл
Точное	2.5	2.5	150	400	1000	1127	-0.38
$\Delta x_{пп}=1$ м	2.5	2.5	152	503	994	1160	-0.40
$\Delta x_{пп}=2$ м	2.7	2.6	164	500	1006	1168	-0.41
$\Delta x_{пп}=4$ м	3.1	2.3	168	643	1002	1159	-0.40
$\Delta x_{пп}=5$ м	4.9	-	270	-	999	1248	-0.46
	δh_1 , %	δh_2 , %	δV_1 , м/с	δV_2 , м/с	δV_3 , м/с	$\delta \gamma_i$, %	$\delta \Delta I$, %
$\Delta x_{пп}=1$ м	0	0	1	26	-1	3	5
$\Delta x_{пп}=2$ м	8	4	9	25	1	4	7
$\Delta x_{пп}=4$ м	24	-8	12	61	0.2	3	5
$\Delta x_{пп}=5$ м	96	-	80	-	-0.1	11	19

установить, что значимые относительные погрешности начинаются с 10%, то точное восстановление параметров модели скоростного разреза возможно при шаге приёма не более мощности самого тонкого слоя расчётной толщи. В частности, исследование описанного в работе скоростного разреза с $\Delta x_{пп} = 5$ м приводит к занижению оценки приращения интенсивности землетрясения за счёт грунтовых условий на 0,1 балла.

Выводы

Результаты обработки годографов первых вступлений показывают, что увеличение глубинности МПВ за счёт шага приёма приводит к недопустимо высокому искажению параметров модели скоростного закона. Шаг приёма системы наблюдений не должен превышать мощности самого тонкого слоя разреза, а переход к большей глубинности возможен за счёт повышения канальности станции, увеличения мощности и (или) числа накоплений при возбуждении волн.

Произведенные расчеты по методу сейсмических жесткостей для рассматриваемой модели демонстрируют допустимую погрешность в 0.1 балла при вычислении приращения сейсмической интенсивности. Вместе с тем не рассмотрен вопрос влияния погрешности в определении скорости поперечных волн и мощности слоев на результаты расчёта ожидаемых сейсмических воздействий, выполненных в специализированных программах (таких как NERA, Deepsoil, ProShake и др.). Этот вопрос требует отдельного изучения.

Литература

1. Алешин, А. С. Апология метода сейсмических жёсткостей / А. С. Алешин // Сейсмостойкое строительство. Безопасность сооружений. – 2016. – № 3. – С. 13-21. – EDN VZBYDF.
2. Алешин, А. С. О достоинствах и недостатках классификации грунтов NEHRP / А. С. Алешин // Сейсмостойкое строительство. Безопасность сооружений. – 2021. – № 1. – С. 10-31. – DOI 10.37153/2618-9283-2021-1-10-31. – EDN DQFZIV.
3. Концепция прогноза сейсмического состояния территорий развития криолитозоны / С. П. Серебренников, В. И. Джурик, Е. В. Брыжак, А. Ю. Ескин // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2018. – № 1. – С. 158-162. – EDN VVQMZF.
4. Кувалдин, А. В. Сейсморазведочные исследования при строительстве / А. В. Кувалдин, В. В. Романов, И. И. Рахматуллин // Профессиональное образование и общество. – 2014. – № 2(10). – С. 56-58. – EDN SFJFDJ.
5. Павленко, О. В. Современные методы оценки локальных эффектов землетрясений / О. В. Павленко // Физика Земли. – 2020. – № 5. – С. 59-69. – DOI 10.31857/S0002333720040067. – EDN ROODYI.
6. Пегин П.А., Филимонов Д.С. Особенности проектирования и строительства зданий в сейсмоопасных районах с многолетнемерзлыми грунтами // Известия Петербургского университета путей сообщения. 2023. №4.
7. Порфирьев, Б. Н. Экономическая оценка последствий деградации вечной мерзлоты под влиянием изменений климата для устойчивости дорожной инфраструктуры в Российской Арктике / Б. Н. Порфирьев, Д. О. Елисеев, Д. А. Стрелецкий // Вестник Российской акаде-

мии наук. – 2019. – Т. 89, № 12. – С. 1228-1239. – DOI 10.31857/S0869-587389121228-1239. – EDN BWVJSZ.

8. Романов, В. В. Применение амплитудных графиков при обработке и интерпретации данных метода преломлённых волн для решения задач инженерной геологии / В. В. Романов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2012. – № 4. – С. 56-60. – EDN PBPEWR.

9. Романов, В. В. Применение инженерной сейсморазведки при изучении грунтовых вод в глинистых грунтах / В. В. Романов, Д. А. Гапонов // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Естественные науки. – 2014. – № 6(184). – С. 52-59. – EDN TGFXQR.

10. Романов, В. В. Влияние шага приёма на результаты метода преломлённых волн в инженерной сейсморазведке / В. В. Романов, М. Д. Кауркин, Д. О. Андреев // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2025. – № 3(86). – С. 90-93. – EDN ECXHTJ.

11. Опыт реализации инженерной сейсмической томографии со сверхмалым шагом приема / В. В. Романов, М. Д. Кауркин, И. В. Крячков, И. А. Бабуркин // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2025. – № 1(84). – С. 123-127. – EDN EZHRMS.

Учёт влияния сезонно-мёрзлого слоя при инженерной сейсморазведке на поперечных отражённых волнах

- Романов В.В., Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва.
- Посеренин А.И., Новиков П.В., Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва.
- Кауркин М.Д., Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва.

Аннотация: В статье рассматривается способ учёта влияния сезонно-мёрзлого слоя на результаты метода отражённых поперечных волн.

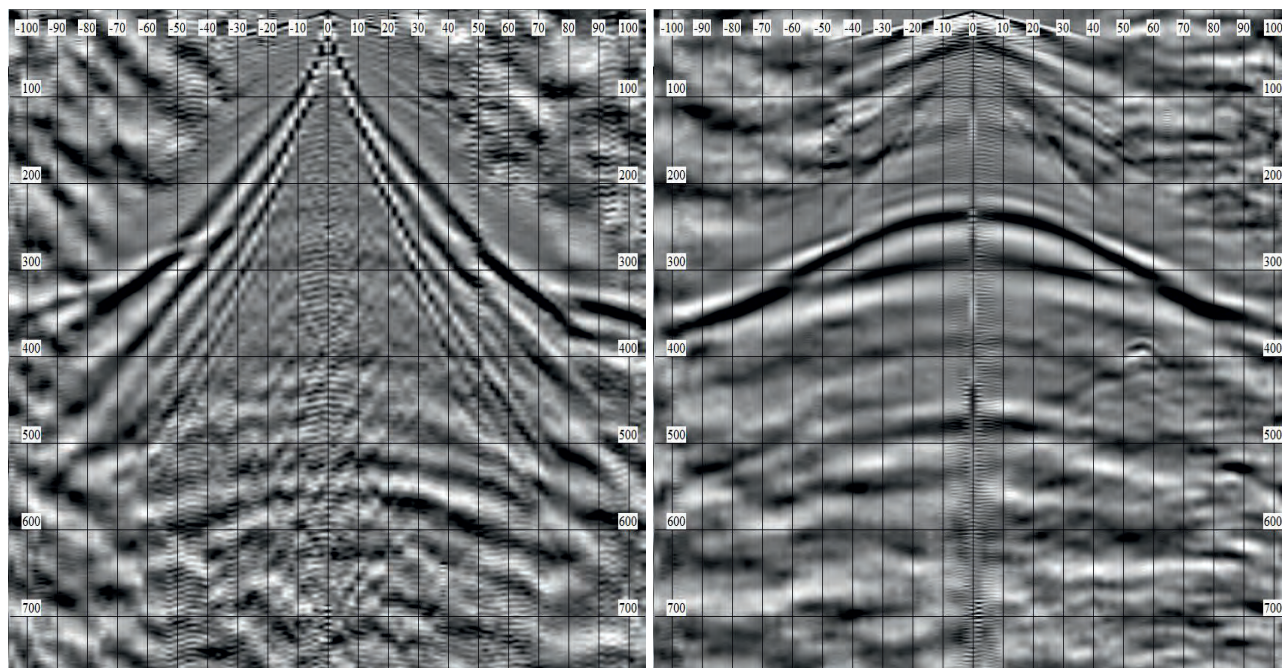
Ключевые слова: инженерная сейсморазведка, сезонно-мёрзлый слой, поперечные отражённые волны.

Введение

Основным препятствием для применения метода преломлённых волн и сейсмотомографии являются инверсные слои в скоростном разрезе, особенно если инверсия происходит на первой границе. Такая ситуация возникает, если первый слой — высокоскоростной, что делает разрез в целом поверхностно-экранирующим (ПЭР), то есть разновидностью частично-инверсных (ЧИР) [Скворцов и др., 1997]. Такие разрезы распространены в пределах простирающихся техносферы, где приповерхностный высокоскоростной слой (ПВС) имеет искусственное происхождение и сложен асфальтом, бетоном, гранитом и другими материалами жёсткого дорожного покрытия [Романов, Шнеерсон, 2018]. В регионах, где наблюдаются отрицательные температуры, верхняя часть грунтовой толщи промерзает, формируя сезонно-мёрзлый слой. Его физико-механические свойства отличаются от талого грунта такого же литологического состава. Сезонно-мёрзлый слой выделяется по повышенным скоростям продольных и поперечных волн и незначительному падению плотности. Глубина промерзания зависит от разновидности и влажности грунта, рельефа, амплитуды и длительности воздействия отрицательных температур, толщины снежного покрытия [Леонович и др., 2015].

На территории Российской Федерации максимальная глубина промерзания меняется от 80 до 240 см, в течение холодного времени года этот параметр меняется как систематически, так и случайным образом. Если полевая стадия сейсморазведки приходится на период существования сезонно-мёрзлого слоя, то нормальный скоростной разрез, обеспечивающий результативность методов преломлённых и рефрагированных волн, становится поверхностно-экранирующим [Криволапчук, Романов, 2019]. В этом случае единственной возможностью реализовать наземную сейсморазведку становится использование метода отражённых волн. Для образования отражённых волн не требуется положительный скачок скорости на границе или положительный градиент уравнения скоростного закона, что освобождает метод от влияния сезонного фактора [Романов, 2021].

Вместе с тем, прослеживанию отражающих границ на небольших глубинах (5–15 м) осложняют волны, доминирующие в последующих вступлениях — поверхностные, прямые, кратно-отражённые. Подавление последних на стадии обработки не всегда приводит к успеху, поэтому метод отражённых волн в инженерной сейсморазведке обычно реализуется на поперечных горизонталь-



▲ Рис. 1. Сейсмограммы МОВ (схема Y-Y), полученные вне области существования сезонно-мёрзлого слоя (слева) и на ней (справа).

но-поляризованных SH волнах, при возбуждении которых в поверхностно-экранирующих разрезах не образуются поверхностные волны Лява [Скворцов и др., 2017].

На рисунке 1 продемонстрированы две супер-сейсмограммы, полученные по профилям, отработанных в один день на одной объекте исследования. В первом случае профиль располагался вблизи стены сооружения, ускорившей процесс оттаивания сезонно-мёрзлого слоя, во втором — на расстоянии 5 м от неё. В нормальном скоростном разрезе полезные отражения маскируются цугом дисперсионных волн Лява, в поверхностно-экранирующем разрезе нет условий для их образования [Романов, Иванов, 2021].

Но влияние ПВС на поле горизонтально-поляризованных волн нельзя свести только к положительным эффектам. Подошва высокоскоростной аномалии вблизи поверхности становится контрастной кратнообразующей границей [Романов, 2021], а с увеличением мощности ПВС заметно меняются значения скоростных интегральных характерис-

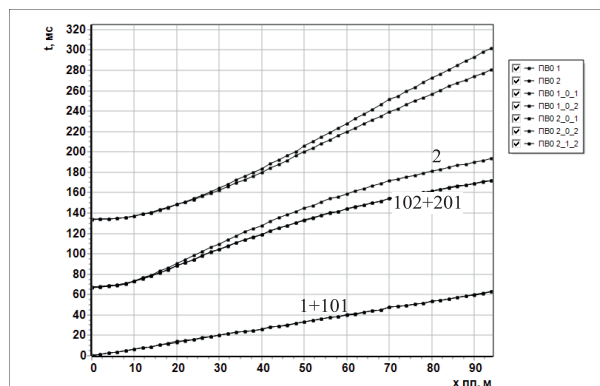
тик, применяемых для обработки и в оценке пластовых скоростей. В статье предлагается алгоритм поэтапного учёта влияния ПВС и корректного определения предельных эффективных, пластовых и средних скоростей в районах распространения сезонно-мёрзлых грунтов.

Методика и результаты эксперимента

В поверхностно-экранирующих разрезах из-за повышенной скорости первого слоя наблюдается существенная квазианизотропия эффективной скорости, выражаемая в систематическом росте этой величины с удалением [Романов и др., 2023]. Для оценки степени квазианизотропии эффективной скорости была создана типовая сейсмическая модель поверхностно-экранирующего разреза с неглубоко залегающей отражающей границей (Таблица 1) и переменной мощностью первого (сезонно-мёрзлого) слоя. По моделям были рассчитаны годографы полезных и кратно-отражённых волн по левофланговой расстановке с шагом приёма 2 м и длиной 94 м [Романов, 2022].

	Слой 1	Слой 2
h , м	0,1-2,0	10
V_S , м/с	1500	300

▲ Табл. 1. Слоистая модель разреза с сезонно-мёрзлым слоем.



▲ Рис. 2. Годографы полезных (1,2) и кратных (101, 102, 201, 202 и 212) волн, вычисленные по модели поверхностно-экранирующего разреза.

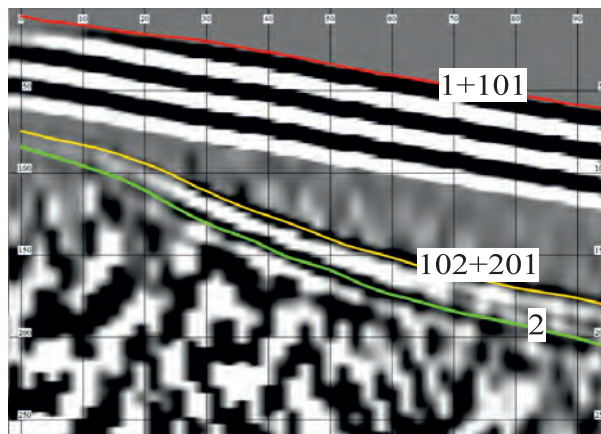
На рисунке 2 приведены годографы отражённых волн для $h_1=0.2$ м. Примечательно, что частично-кратные волны 102 и 201 отличаются меньшей крутизной годографа, чем у полезной волны 2. Сам годограф полезной волны имеет выраженную негиперболическую форму, что объясняется значительным горизонтальным градиентом эффективной скорости.

Синтетическая сейсмограмма (Рисунок 3), полученная по годографам рисунка 2, включает интенсивные частично-кратные волны, что требует особой тщательности в поиске полезных отражений в условиях ПЭР.

Способом квадратических координат были найдены параметры наилучшего гиперболических приближения годографов волн 1 и 2. Подстановкой среднеквадратической скорости V_{RMS} в качестве средней были найдены глубины слоёв и

▼ Табл. 2. Результаты определения параметров модели скоростного разреза по средне-квадратическим скоростям.

	Слой 1	Слой 2
t_0 , мс	0,3	90
V_{RMS} , м/с	1500	508
H , м	0,2	23 (11)
V , м/с	1500	504(300)



▲ Рис. 3. Модельная сейсмограмма, полученная по годографам рисунка 2. Цифрами выделены оси синфазности волн.

пластовые скорости (3–4). Результаты представлены в таблице 3, отмечается переуглубление границы на 100 %, пластовой скорости второго слоя на 70 %, то есть простой расчёт показывает, что в ПЭР результаты скоростного анализа без предварительной коррекции использовать для определения пластовых свойств нельзя.

$$H = V_{RMS} \frac{t_0}{2} \quad (3)$$

$$V_2 = V_1 \frac{t_{02} \frac{V_{RMS2}}{V_1} - t_{01}}{t_{02} - t_{01}} \quad (4)$$

Для определения квазианизотропии эффективной скорости по годографу отражённой волны была построена кривая нарастания скорости — график зависимости V_s от удаления. Для расчёта кривой методом наименьших квадратов находился наклон каждой точки квадратической трансформанты годографа.



▲ Рис. 4. Кривая нарастания скорости по годографу отражённой волны 2 (см. рис 1).

Начиная с удалений порядка 1,2H кривая нарастания скорости удовлетворительно аппроксимируется возрастающей функцией вида (5), где V_0 — оценка предельной эффективной скорости, а β , км^{-1} — коэффициент квазианизотропии.

$$V(l) = V_0 e^{\beta l} \quad (5)$$

Подстановка в выражения (3)–(4) предельной скорости вместо эффективной(среднеквадратической) позволяет на порядок уменьшить погрешности определения параметров модели скоростного разреза (Таблица 3).

Выводы

Влияние приповерхностного высокоскоростного слоя на результаты инженерной сейсморазведки состоит не только в исчезновении мешающих поверхностных волн Лява, но и появлении значи-

мой квазианизотропии эффективной скорости отражённых волн. Предлагаемая авторами коррекция результатов скоростного анализа МОВ основывается на аппроксимации кривой нарастания эффективной скорости возрастающей экспоненциальной зависимостью с последующим переходом к предельно-эффективной скорости. Такой подход позволяет на порядок увеличить точность нахождения глубин границ и пластовых скоростей в методе отражённых волн.

Литература

1. Использование сейсмических и георадиолокационных методов в геокриологических исследованиях / М. Р. Садурдинов, А. Г. Скворцов, М. С. Судакова [и др.] // Вестник Северо-Восточного научного центра ДВО РАН. — 2017. — № 4. — С. 75-86. — EDN YTPBSS.

▼ Табл. 3. Результаты определения параметров модели скоростного разреза по предельно-эффективным скоростям.

	Слой 1	Слой 2
t_0 , мс	0,3	81
V_0 , м/с	1500	300
β , км^{-1}	0,1	5,41
H , м	0,2	12 (11)
V , м/с	1500	295(300)

2. Криволапчук, М. Л. Отражённые волны в сейсмическом микрорайонировании / М. Л. Криволапчук, В. В. Романов // Инженерная сейсморазведка и сейсмология - 2019 : Сборник тезисов 2-й научно-практической конференции, Москва, 28–30 октября 2019 года / Под редакцией М.Р. Садуртдинова, М.С. Судаковой. – Москва: Издательский Дом "Академия Естествознания", 2019. – С. 40–44. – EDN QLEGFS.

3. Леонович, И. И. Статистический метод определения глубины промерзания грунтов / И. И. Леонович, Н. П. Вырко, М. Н. Демидко // Труды БГТУ. №2. Лесная и деревообрабатывающая промышленность. – 2015. – № 2(175). – С. 27–31. – EDN WMSHPZ.

4. Романов, В. В. Влияние приповерхностного высокоскоростного слоя на динамические и кинематические свойства отражённых волн / В. В. Романов // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2021. – № 1(68). – С. 58–63. – EDN ZJBBDV.

5. Романов, В. В. Анализ развития терминологической базы методики двумерной сейсморазведки и предложения по её развитию и унификации / В. В. Романов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2022. – Т. 64, № 1. – С. 61–74. – DOI 10.32454/0016-7762-2022-64-1-61-74. – EDN DIEHWD.

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

7. Романов, В. В. Влияние приповерхностного высокоскоростного слоя на сейсмограммы мов / В. В. Романов, А. А. Иванов // ГеоЕвразия-2021. Геологоразведка в современных реалиях : Труды IV Международной геолого-геофизической конференции и выставки, Москва, 02–04

марта 2021 года / ООО «ГеоЕвразия». Том II. – г. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2021. – С. 37–39. – EDN VBQYPQ.

8. Романов, В. В. Влияние приповерхностного высокоскоростного слоя на динамические и кинематические свойства отражённых волн / В. В. Романов // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2021. – № 1(68). – С. 58–63. – EDN ZJBBDV.

9. Скворцов А.Г., Дроздов Д.С., Малкова-Ананьева Г.В., Мельников Е.С. Структура поля упругих колебаний в верхней части разреза нелитифицированных многолетнемерзлых пород // Отчет о НИР № 97-05-65609. Российский фонд фундаментальных исследований. 1997.

10. Учёт негиперболичности годографа отражённой волны при скоростном анализе МОВ-ОСТ в условиях частично-инверсного скоростного разреза / В. В. Романов, К. С. Сергеев, А. Д. Горин, В. И. Рыжков // Инженерная и рудная Геофизика 2023 : Сборник материалов 19-й научно-практической конференции и выставки, Санкт-Петербург, 15–19 мая 2023 года. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью "ЕАГЕ ГЕОМОДЕЛЬ", 2023. – С. 543–551. – EDN IXIGIX.

Оптимальная методика использования радиобуев в морской сейсморазведке

- Табырца С.Н. Леонова Н.Е., Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового Океана им. акад. И.С. Грамберга (ВНИИОкеангеология), г. Санкт-Петербург.
- Пискарев А.Л., Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового Океана им. акад. И.С. Грамберга (ВНИИОкеангеология), Санкт-Петербургский государственный университет Институт наук о Земле, г. Санкт-Петербург.

Аннотация. В регионах со сложной ледовой обстановкой сейсморазведочные работы модернизируют под поставленные задачи с учетом имеющегося оборудования. В статье рассматриваются некоторые особенности применения радиоакустических буй в комплексе с методом МОВ ОГТ на примере опыта зарубежных и российских исследований.

Ключевые слова: сейсморазведка, радиоакустические буй, сонобуй, МОВ-МПВ, МОВ ОГТ, геофизические исследования, Северный Ледовитый океан.

Применение радиобуев в морской сейсморазведке в Арктике, а также и в Антарктике, потребовало разработки специальной методики, учитывающей экстремальные условия проведения работ в полярных регионах. На выбор оптимальной методики влияет много факторов, – начиная от характеристик судна, с которого ведутся работы, и заканчивая непредсказуемо меняющейся ледовой обстановкой. В данной статье основное внимание уделено тем условиям и параметрам использования радиобуев, которые, по опыту выполненных работ, представляются наиболее важными или необходимыми для учета при планировании работ в полярных регионах.

Радиобуи, радиоакустические буй или сонобуй применяются в сейсморазведке в сложных ледовых условиях, когда нет возможности провести традиционные работы МОВ ОГТ с длинной косой по причине высокой вероятности оборвать ее и потерять во льдах. В таких случаях выполняется комплекс сейсморазведочных работ – МОВ ОГТ – с короткой косой (200-600м) и попутной расстановкой

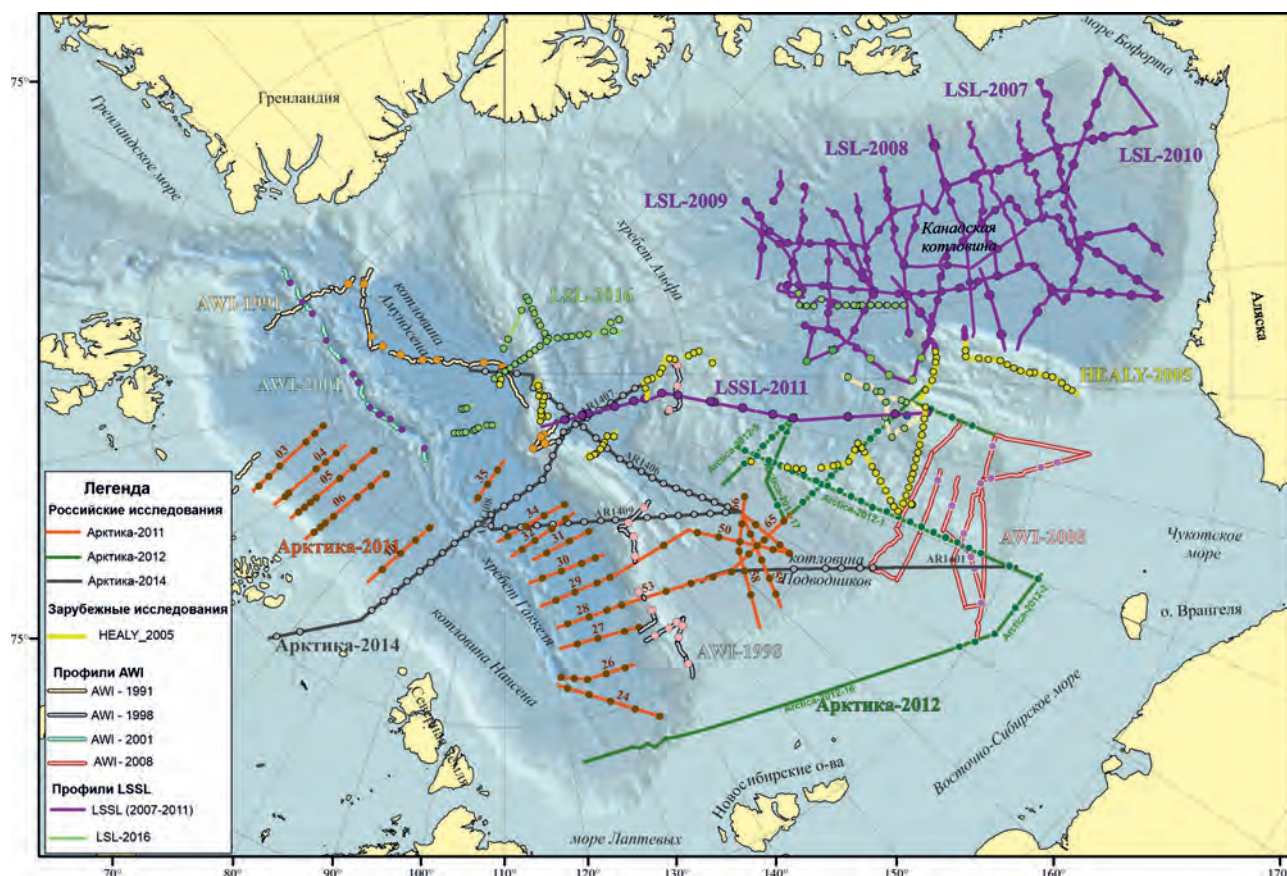
радиобуев по методике МОВ-МПВ [Буценко В.В. и др., 2018; Казанин Г.С. и др., 2017]. На Рис.1 показана схема профилей МОВ ОГТ с положением радиобуев (показаны точками на профилях МОВ ОГТ), выполненных в северных арктических широтах.

Комплекс работ

Основными работами в данном комплексе являются работы МОВ ОГТ с короткой косой. Работы проводятся с применением пневмоисточника или группы пневмоисточников небольшого объема (6-20л), использующихся для работ МОВ ОГТ. Радиобуи расставляются попутно с проходом по профилю судна с сейсморазведочной косой, и одновременно с производимым отстрелом. Методика отработки данного комплекса работ в российских экспедициях «Арктика 2011-2014» показана на Рис.2.

Обоснование применения комплекса методов

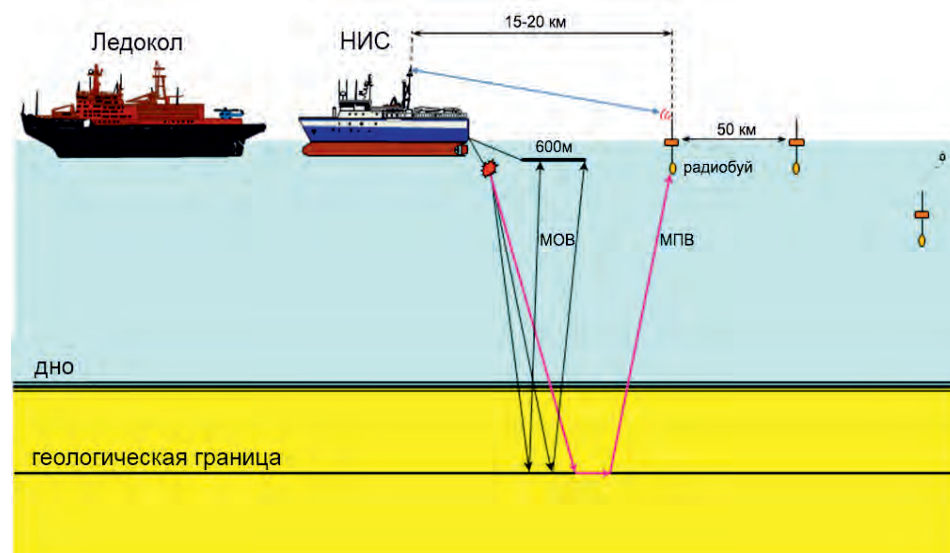
Название методики МОВ-МПВ означает, что регистрируются и, при дальнейшей обработке, используются оба типа



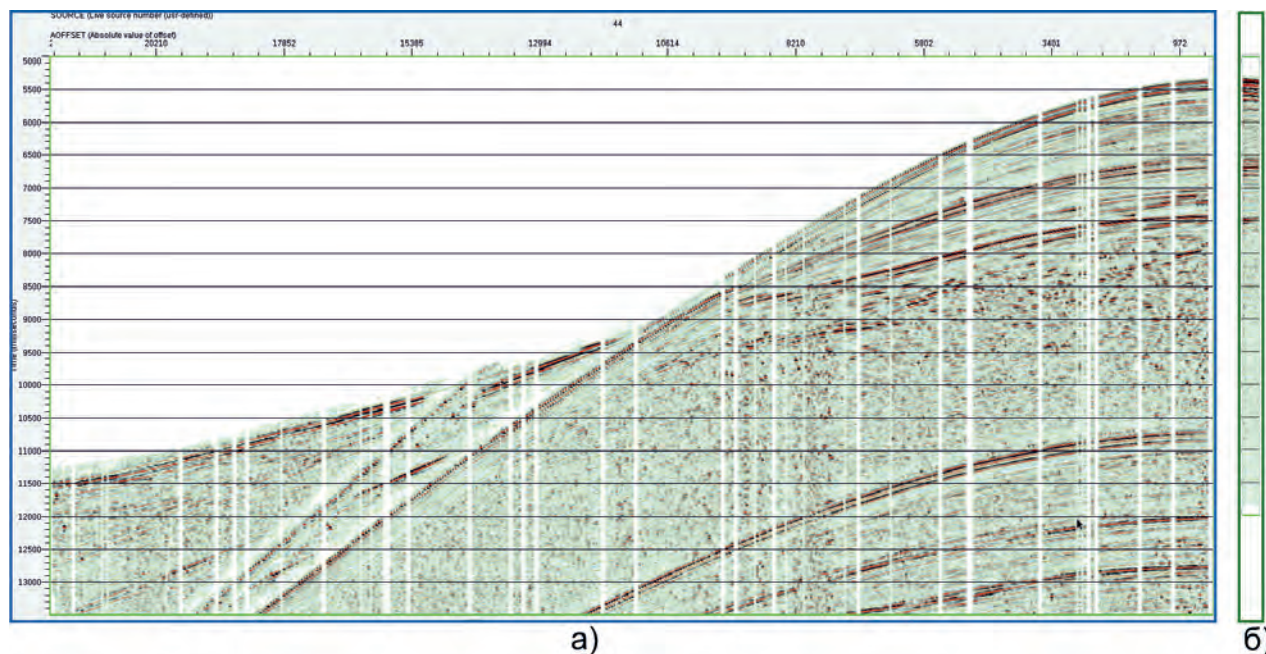
▲ Рис. 1. Схема расположения сейсморазведочных профилей работ МОВ ОГТ с расположением радиобуев.

волн – и отраженные, и преломленные (рефрагированные). Отраженные волны на сейсмограммах МОВ-МПВ регистрируются на больших удалениях (Рис.3) по сравнению с отраженными волнами на сейсмограммах МОВ ОГТ (длина приемной косы в данном примере 600 м), и именно наличие кривизны годографа отраженных волн на сейсмограммах

МОВ-МПВ позволяет при обработке определить скоростные параметры пород, слагающих разрез [Tabyrtsa S.N. et al., 2023]. Но при попутной расстановке радиобуев зондирования МОВ-МПВ являются однонаправленными, что приводит к искаженным значениям скоростей при сложном рельефе границ. Определить же положение и рельеф



◀ Рис. 2. Методика отработки профиля комплексом методов МОВ ОГТ и МОВ-МПВ с применением радиобуев.



▲ Рис. 3. Сравнение сейсмограмм по данным МОВ-МПВ (а) и МОВ ОГТ (б) в одном пикете профиля 1407 (экспедиции «Арктика-2014»).

границ возможно по данным МОВ ОГТ. Таким образом, только при совместной обработке данных МОВ ОГТ и МОВ-МПВ можно получить достоверные скоростные характеристики среды и рельеф границ.

Радиобуи

Конструктивно радиобуи могут выглядеть по-разному (примеры показаны на Рис. 4), но принцип их работы схожий: приемник (один или несколько гидрофонов), погружен в воду на глубину, опреде-

▼ Рис. 4. Радиобуи: а) фото из американо-канадской экспедиции LSSL [Mosher, D. et al., 2013], б) фото из российской экспедиции («Арктика-2014»).



ляемую конструкцией, что для радиобуя на Рис. 4а – составляет 60 м, а для радиобуя на Рис. 4б – 8 м. Данные с радиобуя транслируются через передающую антенну на судно.

Представленные для примера на рисунке буи являются самозатопляемыми буями одноразового использования, но работы МОВ-МПВ проводятся также и с буями, извлекаемыми на борт после получения данных [Leitchenkov, G. et al., 2008].

В сложных ледовых условиях использованию радиобуев всегда отдавалось предпочтение перед применением донных станций, по причине высокой стоимости последних, а также как следствие негативного опыта, показавшего, что в условиях сложной ледовой обстановки извлечение донных станций практически невозможно. Опыт китайских коллег в 2021 и 2023 году [Weiwei Ding et al., 2022; Zhang, T. et al., 2024] при работах на хребте Гаккеля показал, что хотя работы с донными станциями могут быть успешно проведены и в сложных ледовых условиях, время, потраченное на ожидание всплытия и поиск одной

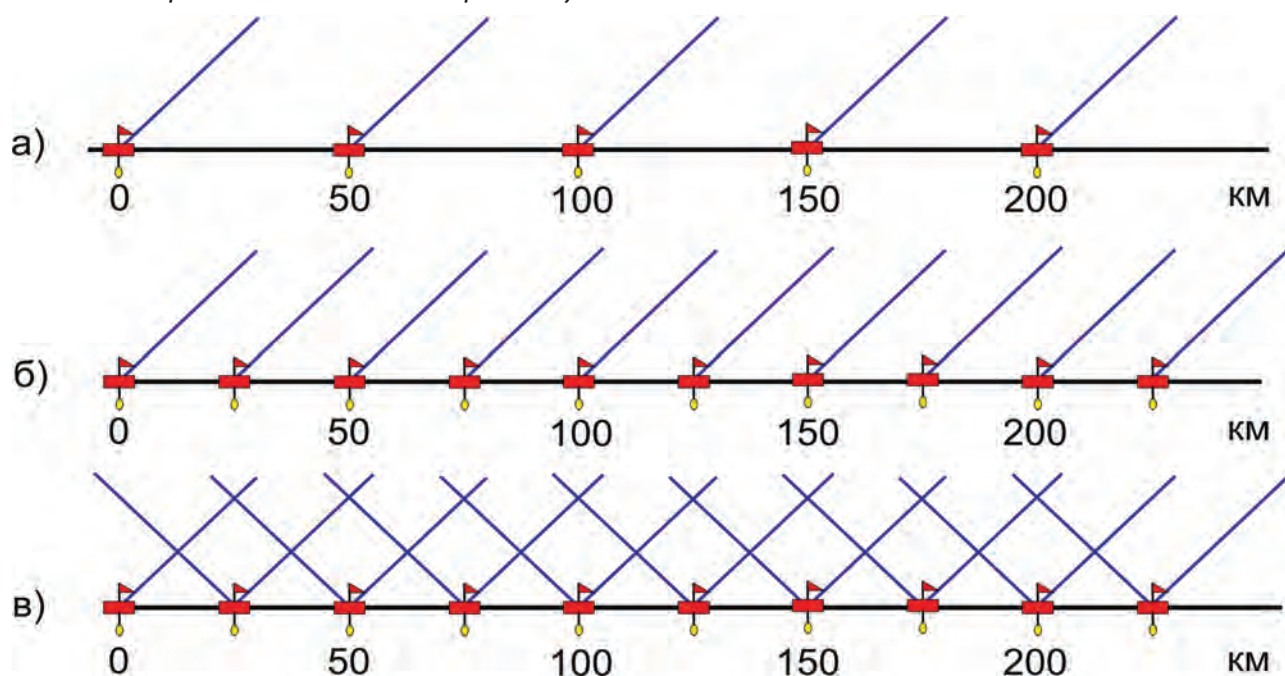
станции, оказавшейся подо льдом, в среднем, составило около трех часов. В экспедиции «JASMINe» в 2021г было поставлено также 120 сонобучев. [Weiwei Ding et al., 2022].

Особенности расстановки радиобуев

При отработке профилей в российских экспедициях «Арктика 2011-2014», как показано на Рис. 2, большая часть радиобучев расставлялась по ходу судна каждые 50 км. На Рис. 5а показан вариант такой расстановки, – черная линия показывает положение профиля с радиобуями, расположенными через каждые 50 км, синяя линия, выходящая по диагонали, имитирует одну ветвь полученного зондирования длиной 30 км (максимальная длина зарегистрированных удалений в экспедициях «Арктика 2011-2014»).

В результате дальнейшей обработки данных создаются либо скоростные колонки, в которых скорости определяются в одной точке по профилю, обычно это точка постановки, либо строится глубинная скоростная модель, и тогда информация о распределении скоростей между буями интерполируется. В дан-

▼ Рис. 5. Варианты постановки радиобучев.



ном случае (Рис. 5а) информация интерполируется минимум на 20 км, и потеря информации с одного радиобуя оказывает значительное влияние на конечный результат работы, так как геологические условия, а значит и скоростные характеристики среды, через 70 км могут значительно измениться. Чем чаще планируется постановка буев, тем надежнее будет результат (Рис. 5б). Встречная система зондирования позволяет учесть влияние рельефа (Рис. 5в). Такой вариант расстановки возможен, если постановка радиобуев производится до прохода судна-источника впереди профиля, например, с судна-проводчика, если такое судно участвует в работах, или с вертолета. [Mosher, D. et all., 2013; Chain, D et all., 2015, Gårdfeldt, K. et all., 2017).

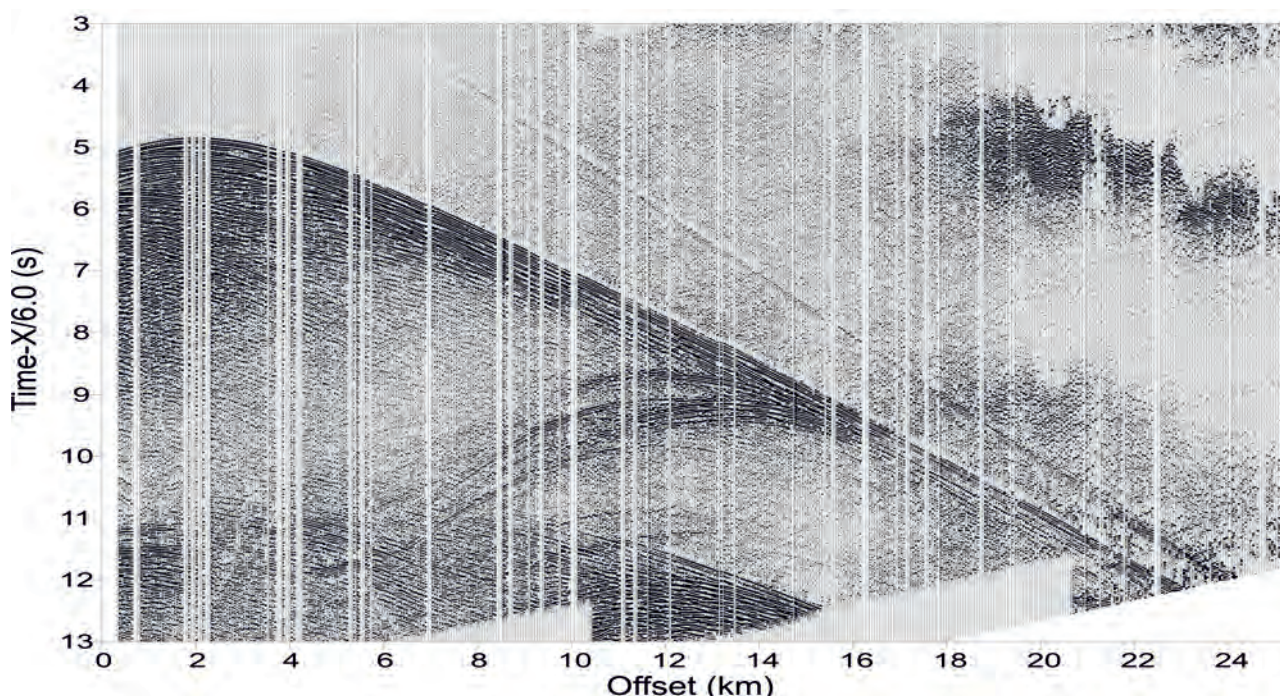
Можно сделать вывод, что постановка буев через небольшие расстояния (5-30 км) с возможностью пересечения годографов – наиболее предпочтительный вариант (см. Рис. 5 в), но на практике, из-за необходимости выполнить большой объем работ при ограниченном количестве буев, постановка радиобуев осуществляется с большим интервалом (см. Рис. 5 а), и потеря информации с одной

станции может значительно повлиять на результат.

При сбросе радиобуев также важно заранее выбрать будущее место постановки. Предпочтение отдается местам с ровным рельефом и желательно горизонтально-слоистой средой на протяжении того отрезка профиля, на котором планируется регистрация [Chain, D et all., 2015]. Постановка буев в заведомо слоисто-горизонтальной среде значительно облегчает дальнейшую обработку и интерпретацию данных. Работы в условиях сильно расчлененного рельефа с регистрацией однонаправленной ветви сейсмограммы зондирования приводят к затруднениям в определении скоростей.

На Рис. 6 приведен пример сейсмограммы зондирования, полученной в экспедиции «Арктика-2014» на хребте Гаккеля. На сейсмограмме в зоне отраженных волн присутствуют дифрагированные волны, а преломленные волны не выходят в первые вступления. Такие сейсмограммы в дальнейшей обработке обычно не используются.

▼ Рис. 6. Сейсмограмма зондирования в редукции 6 км/с (хребет Гаккеля, «Арктика-2014»).



Особенности регистрации данных

Помимо выбора точки постановки радиобуя, на результат влияют также качество и дальность приема радиосигнала от радиобуя, которые могут зависеть от:

- Конфигурации приемной антенны [Chain, D et all., 2015] и ее расположение над уровнем моря [Coackley B., et all., 2005];
- Возможного влияния расположенных вблизи других антенн, передающих радиосигналы [Coackley B., et all., 2005];
- Помех от вертолета, если он работает одновременно с сейсморазведочными работами [Chain, D et all., 2015];
- Сложной ледовой обстановки, наличия торосов [Coackley B., et all., 2005], а также обледенения антенн;
- Технических особенностей радиобуя.

При попутных работах с МОВ ОГТ, чаще всего используется одна пушка или группа пушек с общим объемом от 6-20 л, что в среднем дает возможность регистрации сигнала на расстоянии до 20-30

км. Но результаты работ, где работы МОВ-МПВ выполнялись не попутно, а независимо от МОВ ОГТ с более мощным источником объемом 40-80 л [Leitchenkov, G. et all., 2008] характеризуются хорошим качеством сигнала и удалениями до 40-55 км, что является прекрасным результатом для данного вида работ.

Еще одним важным фактором, влияющим на дальнейшую обработку, является точность определения местоположения буя в каждый момент времени его передачи данных на судно. Пример дрейфа буя в экспедиции «Арктика-2011» показан на Рис. 7. Для учета дрейфа может использоваться GPS система, установленная на радиобуй для передачи навигационных данных.

В экспедиции «Арктика-2011» минимальный дрейф составлял 400 м, а максимальный – 4,7 км, в среднем же радиобуй дрейфовал на 1-1,5 км. Без данных навигации добавляется необходимость уточнения местоположения буя с учетом дрейфа. Задача усложняется, если к тому

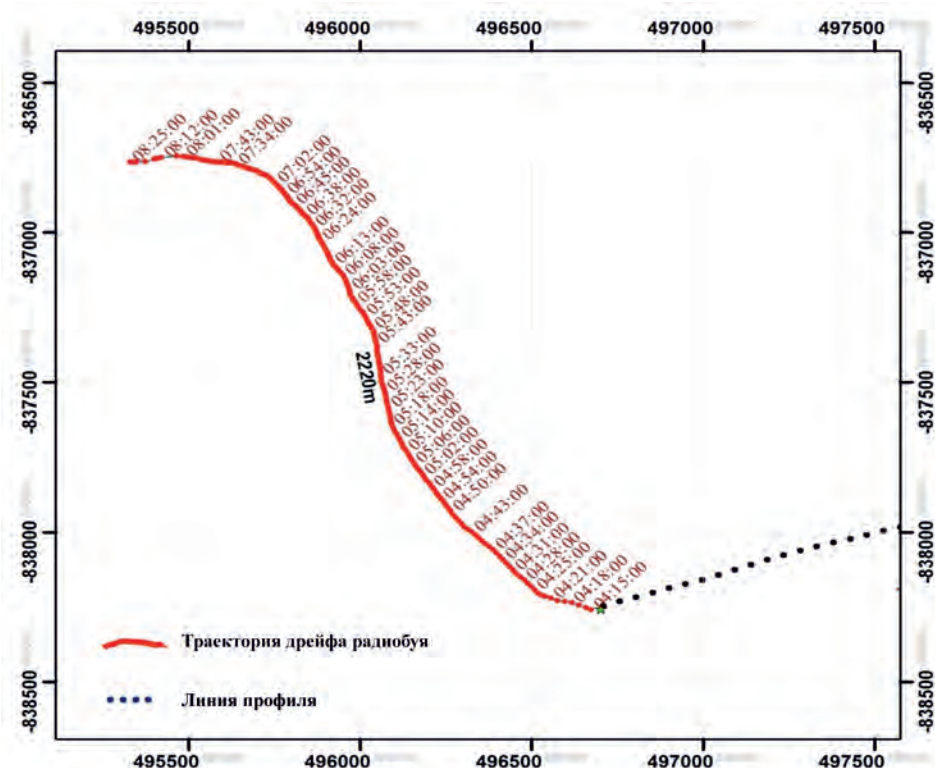


Рис. 7.
Пример дрейфа радиобуя (экспедиция «Арктика-2011»).

же судно-источник отклоняется от линии профиля в силу сложной ледовой обстановки и не выдерживает заданную скорость судна (обычно 4-4,5 узла), что при отстреле с равномерным интервалом по времени, может привести к наложению или пропускам трасс в сейсмических файлах.

В российских экспедициях «Арктика-2011-2014» для определения местоположения радиобуев использовалась установленная на них GPS-система. В случаях, когда GPS система отсутствует необходимо выполнить корректировку местоположения с учетом дрейфа. [Chain, D et all., 2015; Evangelatos, J. et all., 2017; Bruguier, N. J., 1997].

Проведение работ с использованием радиобуев имеет свои преимущества и недостатки

Преимущества:

- Возможность проведения работ в сложных ледовых условиях;
- Проведение попутных работ с МОВ ОГТ с использованием одного источника, как следствие, экономия времени;
- Определение скоростных характеристик среды;
- Стоимость радиобуев ниже стоимости донных сейсмостанций.

Недостатки применения радиобуев:

- Чаще всего, одноразовое использование радиобуев;
- Необходимость учета дрейфа (если не установлена GPS-система);
- Влияние внешних факторов на передачу и качество данных;
- Как правило, максимальная длина удалений 20-30 км;
- Необходимость дополнения работ сейморазведочными работами МОВ ОГТ.

Выводы

При выборе оптимальной методики работ необходимо исходить из необходимости решения главной геологической задачи в запланированное время проведения полевых работ с учетом меняющейся ледовой обстановки. Методика зависит также и от бюджета работ и типа оборудования, которое предполагается использовать.

В идеальном варианте, работы МОВ-МПВ стоит проводить отдельно, расставляя радиобуи многоразового использования с установленной на них GPS системой с судна-проводника или вертолета через 5-30 км, а при отстреле использовать источник объемом от 20 л, и при возможности, собирать радиобуи и использовать повторно.

Однако в большинстве случаев, оптимальная методика работ – это комплекс сейморазведочных работ МОВ ОГТ и МОВ-МПВ, которые выполняются попутно. При этом радиобуи расставляются по возможности с меньшим расстоянием друг к другу в точках, определенных заранее, с учетом геологических условий и морфологии морского дна.

Литература

1. Буценко В.В., Киреев А.А., Безумов Д.В., Поселова Л.Г., Леонова Н.Е., Смирнов О.Е., Караев Г.Н., Жолондз А.С., Бруй Е.В., Табырца С.Н., Булаткина К.И. Согласованная скоростная модель и актуализированная карта мощности осадочного чехла Арктического бассейна на основе современной обработки новых сейсмических данных/ 70 лет в Арктике, Антарктике и Мировом океане: сб. науч.тр. ; под ред. В.Д. Каминского, Г.П. Аветисова, В.Л. Иванова. СПб.: ВНИИОкеангеология, 2018. С. 171-180.
2. Казанин Г.С., Поселов В.А., Заяц И.В., Иванов Г.И., Макаров Е.С., Васильев А.С., Смирнов О.Е. Комплексные геофи-

зические исследования в районе центральной глубоководной части Северного Ледовитого океана, Разведка и охрана недр, №10, 2017, С.25-30.

3. Bruguier, N. J., and T. A. Minshall, Accurate modelling of sonobuoy refraction data to determine velocity variations in oceanic crust, *Marine Geophysical Researches* 19: 25–36, 1997.

4. Chian, D. and Lebedeva-Ivanova, N., 2015. Atlas of Sonobuoy Velocity Analyses in Canada Basin; Geological Survey of Canada, Open File 7661, 1 .zip file. doi:10.4095/29585

5. Coakley B., Kristoffersen Y., Hopper J.: Cruise Report for Underway Geophysics Program HLY 05-03, 84 p. University of New Hampshire (2005)

6. Evangelatos, J. et al. “The sedimentary and crustal velocity structure of Makarov Basin and adjacent Alpha Ridge.” *Tectonophysics* 696 (2017): 99-114.

7. Gårdfeldt, K., & Lindgren, Å. (2017). SWEDARCTIC Arctic Ocean 2016: Expedition Report.

8. Leitchenkov, G., Guseva, J., Gandyukhin, V. et al. Crustal structure and tectonic provinces of the Riiser-Larsen Sea area (East Antarctica): results of geophysical studies. *Mar Geophys Res* 29, 135–158 (2008). <https://doi.org/10.1007/s11001-008-9051-z>

9. Mosher, D. & Chapman, C. & Shimeld, J. & Jackson, H. & Chian, Deping & Verhoef, J. & Hutchinson, D. & Lebedeva-Ivanova, Nina & Pederson, Richard. (2013). High Arctic marine geophysical data acquisition. *The Leading Edge*. 32. 524-536. DOI: 10.1190/tle32050524.1

10. Tabyrtsa, S.N., Zholondz, A.S., Polovkov, V.V. (2023). Joint Processing Technology of MCS Data (600 m Streamer) and Wide-Angle Reflection/refraction Seismic Sonobuoy Soundings Acquired in Ice Conditions During Expedition “ARCTIKA-2014”. In: Chaplina, T. (eds) *Complex Investigation of the World Ocean (CIWO-*

2023). CIWO 2023. Springer Proceedings in Earth and Environmental Sciences. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-47851-2_42

11. Weiwei Ding, Xiongwei Niu, Tao Zhang, Shangguo Chen, Shanhu Liu, Pingchuan Tan, Fansheng Kong, Zidi Jin, Songhua Huang, Chonghua Wei, Yinxia Fang, Qiuci Sun, Jiabiao Li, Submarine wide-angle seismic experiments in the High Arctic: The JASMIN Expedition in the slowest spreading Gakkel Ridge, *Geosystems and Geoenvironment*, Volume 1, Issue 3, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.geogeo.2022.100076>.

12. Zhang, T., Li, J., Niu, X. et al. Highly variable magmatic accretion at the ultraslow-spreading Gakkel Ridge. *Nature* 633, 109–113 (2024). <https://doi.org/10.1038/s41586-024-07831-0>.

Подробнее об авторах



Табырца
Светлана Николаевна
ведущий инженер,
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»



Леонова
Наталья Евгеньевна
ведущий инженер,
ФГБУ «ВНИИОкеангеология»



Пискарев
Алексей Лазаревич
профессор, д.г.-м.н.,
ведущий инженер, ФГБУ
«ВНИИОкеангеология»,
Санкт-Петербургский
государственный
университет –
Институт наук о Земле.

Геофизический мониторинг разработки залежей сверхвязкой нефти с применением скважинной сейсморазведки

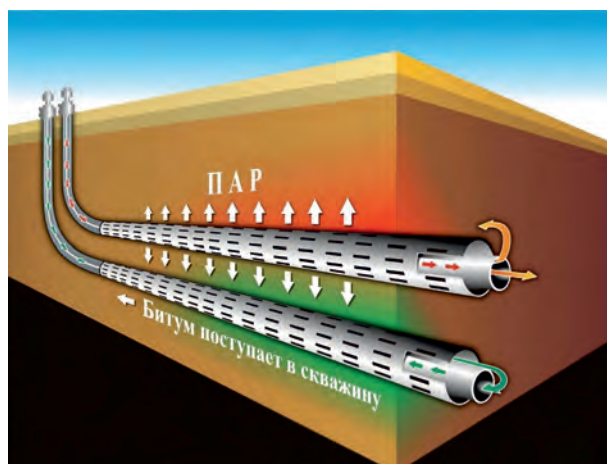
■ Файзетдинов Г.Р., Косарев Я.С., Крылов П.С., Ситдилов Р.Н.,
Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань.

Аннотация: В статье рассмотрен опыт применения скважинной сейсморазведки для мониторинга разработки залежи сверхвязкой нефти методом парогравитационного дренирования (SAGD). Описана технология проведения полевых работ и представлены результаты полевых наблюдений, обработки и анализа данных, что позволяет оценивать распространенность паровой камеры в разрабатываемом пласте. Метод показывает высокую эффективность для оперативного контроля теплового воздействия на залежь.

Ключевые слова: скважинная сейсморазведка, SAGD, сверхвязкая нефть, сейсмический мониторинг, интервальная скорость.

Многолетние исследования, посвященные выявлению особенностей и изучению залежей нефти на территории Татарстана, а именно на юго-восточной части республики (Акишев, 1959; Муслимов и др., 1995; Хисамов и др., 2006, 2010), стали предпосылками к активной разработке месторождений сверхвязкой нефти (СВН) в настоящее время. При добыче сверхвязкой нефти в России наиболее доминирующими являются тепловые методы (Халикова, 2013), в частности, парогравитационное дренирование (SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage). При этом методе в продуктивный пласт через верхнюю горизонтальную скважину закачивают пар, а из парной нижней горизонтальной скважины после прогрева и установления гидродинамической связи между скважинами происходит извлечение флюида, иначе говоря, паробитумная эмульсия стекает в добывающую скважину под действием силы тяжести и откачивается на поверхность (рис. 1) (Валовский, 2018; Strobl, R. 2013).

Для эффективной разработки месторождений СВН с применением парогравитационного дренирования, необходимо обращаться к методам геофизического мониторинга (Степанов и др., 2019), в частности скважинной сейсморазведки,



▲ Рис. 1. Принципиальное изображение паровой камеры (Топп, R. 2010).

которая позволяет получать данные для контроля за расположением источника термического воздействия в области добычи. Возникающий контраст акустического импеданса между зонами с твердым углеводородным компонентом и расплавленным является ключевым фактором (Bianco et al. 2008), откуда следует латеральная изменчивость скоростей прохождения упругой волны, а при динамике этих скоростей со временем возникает возможность выявления тенденции распространения флюида пониженной вязкости на период между съемками, которая, представляя собой целевой результат, является основой мониторинга для дальнейшей более эффективной добычи.

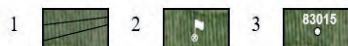
Цели и задачи исследования

Основополагающей целью проводимого исследования является создание предпосылки к росту эффективности и рентабельности от производимой разработки залежей СВН. Достижение этой цели с использованием описываемого метода невозможно без решения следующих задач: проведение измерительных работ на скважинах, расчет скоростей, мониторинг для выявления динамики скоростей упругих волн, оценка распространённости камеры теплового воздействия на пласт.

Объект исследования

Исследуемый объект – массив породы, мощностью 90–110 м, характеризующийся нижней песчано-глинистой и верхней песчаной пачками шешминского горизонта уфимского яруса (Петров, 2000), где сосредоточены скопления связного с самой породой углеводородного вещества сложной формы.

- ▼ *Рис. 2. Космический снимок территории объекта (1 – стволы горизонтальных скважин; 2 – не рабочие на момент мониторинга контрольно-измерительные скважины; 3 – рабочие на момент мониторинга контрольно-измерительные скважины).*



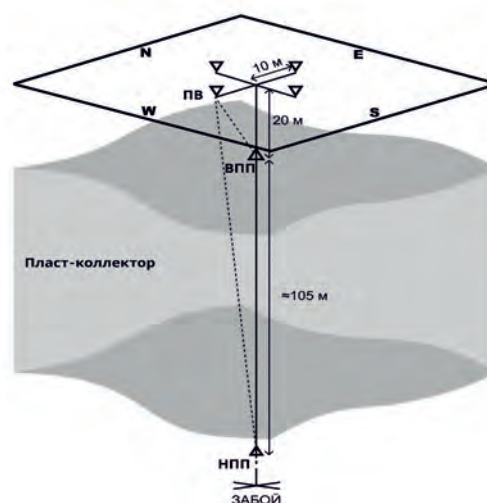
Методика и технология сейсморазведочных работ

Примененный метод скважинной сейсморазведки базируется на измерении времени пробега упругой волны по вертикали между фиксированными по глубине приемниками. Данная методика, по существу, является адаптированным упрощенным вариантом вертикального сейсмического профилирования.

Вертикальное сейсмическое профилирование основано на изучении волновой картины во внутренних точках среды, близлежащей к скважине, у устья которой расположен источник колебаний (Силаев, 2018; Воскресенский, 2010).

На территории исследования пробурены контрольно-измерительные скважины (рис. 2), в которые были опущены сейсмические приемники. Нижний приемник располагается под подошвой песчаного пласта, верхний приемник расположен на небольшой глубине для учета изменений в верхней части разреза. На поверхности, около устья скважины, располагаются 4 пункта возбуждения на ортогональных друг другу линиях. Возле каждого ПВ размещаются пункты приема для дополнительного контроля работы источника на ПВ (рис. 3).

- ▼ *Рис. 3. Схема расположения пунктов взрыва и пунктов приема около устья скважины и в стволе скважины.*



Для эффективности и информативности мониторинга добычи тяжелой нефти требуется как минимум два сейсмических исследования в два разных времени (Chopra et al. 2010) – сейсмические исследования были проведены весной и осенью 2024 года.

Полевые работы были организованы следующей технической базой: ударная аппаратура включала в себя невзрывной импульсный источник «Енисей ЭМ-1.6», модернизированный внедрением колесного шасси на питающий блок; сейсмоприемники; система синхронизации ССВ-2; центральная система регистрации (ЦСР) Fly Lander и телеметрическая система сбора данных XZone той же серии. ЦСР укомплектован и собран на борту фургона отечественного производства.

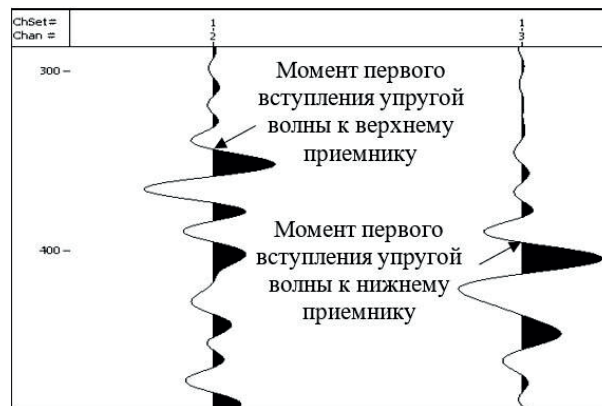
Подготовка и обработка данных

Полученные с каждого скважинного приемника сейсмические трассы являются результатами полевых работ, по которым в дальнейшем после обработки снимаются данные в виде времен прихода волны к верхнему и нижнему приемнику. Предварительно производится фильтрация полевых данных от различных гармонических и нерегулярных помех. Основная цель предварительной обработки добиться четкого различия импульса на входной трассе (рис. 4).

Разница времен первых вступлений при известном расстоянии между приемниками позволяет вычислять скорость прохождения волны v на промежутке разреза, верхним и нижним пределом которого являются глубины соответствующих приёмников.

Результаты исследования

Дальнейший анализ и визуализация данных позволяет выявить картину



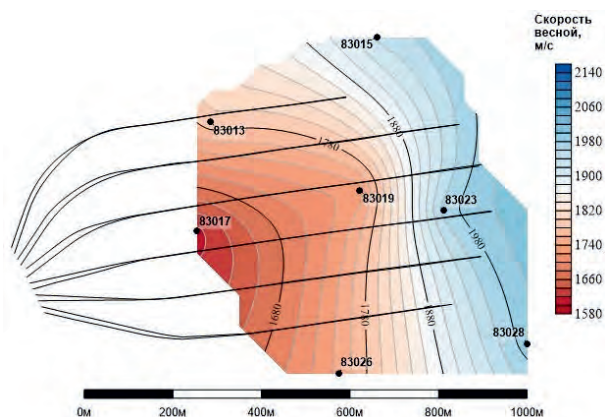
▲ Рис. 4. Фрагмент сейсмограммы с двумя сейсмотрассами, приуроченными к скважинным приемникам.

интервальных скоростей и оценивать текущую сейсмогеологическую обстановку, и оценивать области возможного термического воздействия пара на разрабатываемый пласт-коллектор, которое приводит к понижению вязкости флюида и делает возможным его дальнейшее извлечение на поверхность.

В результате обработки полевых данных для обеих съемок выявилась закономерность снижения интервальных скоростей в направлении от забоя к устью стволов горизонтальных скважин, на картах это визуализировано цветовым решением как переход от менее прогретой зоны к более прогретой (рис. 5 и рис. 6).

Для оценки распространенности фронта воздействия горячего пара на пласт за период от весны к осени были рассчитаны разницы интервальных скоростей, иначе говоря, их изменение за известный промежуток времени под той или иной точкой территории, по этим данным также была построена карта: во внутрь от изолинии нулевого изменения, где скорости упали - можно обозначить более высокие температуры, а к периферии, где скорости не изменились или немного стали выше - температуры ниже, что также визуализировано градиентом цветов на карте (рис. 7).

Следовательно, можно предполо-



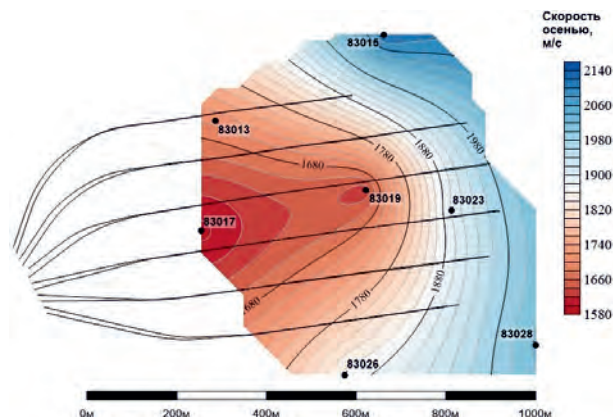
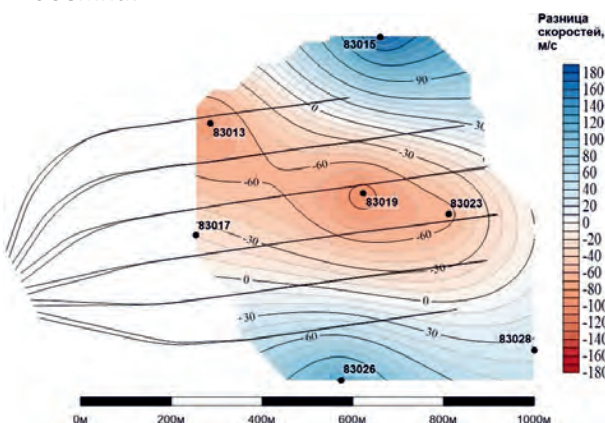
▲ Рис. 5. Карта интервальных скоростей по данным весеннего мониторинга.

жить, что в этой области за известный период времени было наибольшее воздействие горячего пара, что и привело, в свою очередь, к снижению вязкости флюида в породе, и к понижению скорости упругой волны.

Выводы

Проведенное исследование демонстрирует пользу скважинной сейсморазведки в решении задач геофизического мониторинга, а именно в выявлении зоны прогрева пласта за определенный период. В свете скважинных наблюдений следует отметить и экономическую эффективность вопроса, поскольку исключение спускоподъемных работ и применение невзрывного поверхностного источника значительно снижают затраты при реализации самого монито-

▼ Рис. 7. Карта изменения интервальных скоростей по данным весенней и осенней съемки.



▲ Рис. 6. Карта интервальных скоростей по данным осеннего мониторинга.

ринга. К тому же преимуществом этого метода является высокая скорость организации полевых работ и обработка полевых данных, с получением предельно ясных физических величин.

Эффективность добычи трудноизвлекаемых углеводородов, что особенно актуально в условиях истощения традиционных запасов нефти, напрямую зависит от корректного использования комплексного подхода геофизических методов мониторинга процесса разработки.

Благодарности

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

Литература:

1. Акишев И. М. Особенности строения и нефтеносности терригенной толщи девона на северном и северо-западном склонах ЮТС // Ученые записки КГУ. — 1959. — Т. 119, кн. 2. — С. 49–76.
2. Воскресенский Ю. Н. Полевая геофизика: учеб. для вузов. — М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. — 479 с.: ил.
3. Муслимов Р. Х., Войтович Е. Д., Бадамшин Э. З., Лебедев Н. П., Смелков В.

М., Успенский Б. В. Размещение и освоение ресурсов природных битумов Татарстана // Геология нефти и газа. — 1995. — № 2. — С. 7–9.

4. Петров Г. А. Литолого-фациальный анализ битумоносных комплексов верхнепермских отложений в связи с оценкой ресурсов битумов на территории Татарстана: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. — Казань, 2000. — 27 с.

5. Скважинная сейсморазведка по методу глубинного сейсмического торпедирования: монография / В. А. Силаев; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. — Электрон. дан. — Пермь, 2018. — ISBN 978-5-7944-3057-8.

6. Степанов А. В., Ситдилов Р. Н., Головцов А. В., Нургалиев Д. К., Амерханов М. И., Лябипов М. Р. Пат. 2708536 Российская Федерация, МПК G01V 1/50 (2006.01); G01V 1/00 (2006.01); G01V 1/28 (2006.01); G01V 1/30 (2006.01) Способ сейсмического мониторинга разработки мелкозалегающих залежей сверхвязкой нефти / № 2017146989; заявл. 29.12.2017; опубл. 09.12.2019, Бюл. № 34.

7. Халикова Д. А., Петров С. М., Башкирцева Н. Ю. Обзор перспективных технологий переработки тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов // Вестник Казан. технол. ун-та. — 2013. — № 3 (16). — С. 1–2.

8. Хисамов Р. С., Гатиятуллин Н. С., Шаргородский И. Е., Войтович Е. Д., Войтович С. Е. Геология и освоение залежей природных битумов РТ. — Казань : Фэн АН РТ, 2006. — 295 с.

9. Хисамов Р. С., Султанов А. С., Абдулмазитов Р. Г., Зарипов А. Т. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей. — Казань: Фэн АН РТ, 2010. — 335 с.

10. Эксплуатация скважин установка-

ми электропогружных центробежных насосов на нефтяных месторождениях Татарстана / В. М. Валовский [и др.]. — М. : Изд-во «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2018. — 472 с. — ISBN 978-5-93623-035-6.

11. Bianco, E., Kaplan, S., Schmitt, D. Seismic rock physics of steam injection in bituminous oil reservoirs // The Leading Edge. — 2008. — Vol. 27, № 9. — P. 1132–1137. — DOI: 10.1190/1.2978975.

12. Chopra, S., Lines, L., Schmitt, D., Batzle, M. Heavy-Oil Reservoirs: Their Characterization and Production // Heavy Oils. — 2010. — P. 1–69. — eISBN: 978-1-56080-223-5.

13. Strobl, R. Integration of steam-assisted gravity drainage fundamentals with reservoir characterization to optimize production // Heavy-oil and oil-sand petroleum systems in Alberta and beyond: AAPG Studies in Geology 64 / ed. by F. J. Hein, D. Leckie, S. Larter, J. R. Suter. — 2013. — P. 639–653.

14. Tonn, R. Depth Conversion and Seismic Lithology Inversion of a McMurray Oil Sands Reservoir // CSEG RECORDER. — 2010. — P. 26–35.

Применение низкочастотной сейсмической шумовой томографии для мониторинга за разработкой месторождения сверхвязкой нефти

■ Косарев Я.С., Файзетдинов Г.Р., Крылов П.С., Ситдинов Р.Н.,
Казанский (Приволжский) федеральный университет. г. Казань.

Аннотация: Данная научная работа посвящена проблеме мониторинга месторождения сверхвязких нефтей с применением методов пассивной сейсморазведки. В настоящей работе проведено описание опытно-методических исследований метода шумовой томографией с их дальнейшей качественной оценкой и интерпретацией.

Ключевые слова: шумовая томография, парогравитационное дренирование, волна релея, кросс-корреляция, пассивная сейсморазведка, контроль за разработкой.

Добыча тяжёлой нефти является одной из основных проблем, встающих перед современными нефтегазовыми компаниями. Основная сложность заключается в том, что тяжёлая нефть — это высоковязкий продукт, для которого неприменимы обычные методы добычи. Специально для тяжёлой нефти и битума был создан метод добычи SAGD (парогравитационный дренаж), суть которого заключается в паровом “вытапливании” нефти или битума и дальнейшей добычи смеси воды и менее вязкого продукта. Главной сложностью в проведении SAGD является необходимость в его постоянном мониторинге. Начиная с заведомо анизотропных геологических условий, контролирующих распределение пара в искомой среде, заканчивая неравномерным “вытапливанием” и миграцией продукта добычи.

Для контроля за разработкой применяется комплекс геофизических методов, в который в основном входит сейсморазведка, гравиразведка и электроразведка. Каждый из проводимых методов имеет свои сложности, преимущества и недостатки. Одним из регулирующих недостатков является дороговизна работ, напрямую зависящая от: объёма работ, характера местности, срока выполнения задачи, детальности съёмки и количес-

тва людей, участвующих в этом. Задачей же рационального использования природных ресурсов и материальных благ при проведении прикладных геофизических исследований состоит в правильном подборе методов, заключающих в себе одновременное качество, простоту и результативность. Дальнейшее использование метода невозможно без его предварительной апробации.

Цели и задачи исследования

Целью настоящей работы является исследование возможностей метода шумовой томографии для мониторинга добычи битумов с дальнейшей оценкой качества результатов съёмки. При достижении цели необходимо: 1) организовать сеть пассивных сейсмических наблюдений; 2) обработать полученные данные.

Объект исследования

Объектом исследования является толща осадочных горных пород, содержащих в приповерхностных частях скопления сверхвязкой нефти.

Методика и технология проведения работ

Перед проведением полевых исследований необходимо удостовериться в предварительном качестве записи

приборов, их работоспособности и идентичности. Для этого все 3 прибора были поставлены в одно место. В дальнейшем, на них одновременно была запущена запись сейсмоволнового поля. Запись производилась ночью для минимизации техногенных помех. По результатам проведения диагностики оборудования было выявлено, что записи трёх приборов попарно соотносятся друг с другом с коэффициентом корреляции приблизительно 0,9963. Такие значения коэффициента корреляции демонстрируют, что запись на всех трёх приборов однородна и достоверна, что удовлетворяет требованиям проводимой съёмки.

Полевые исследования проводились в сентябре-октябре 2024г во время ежесезонного мониторинга за разработкой месторождения. Для более качественного выходного сигнала было выбрано месторождение, на которое отводилось большее количество рабочих дней.

Для приёмников была выбрана фиксированная геометрия, выбор которой заключался в предварительном исследовании параметров исходного месторождения. Для исследования был выбран ствол одной из скважин, находящейся как можно дальше от возможных источников помех, и отвечающей за большие мощности продуктивного пласта. Такой скважиной оказалась крайняя скважина, находящаяся на востоке месторождения. Она одновременно легкодоступна, а также расположена вдали от полевых дорог и лесов. Всего на исследуемой площади было расставлено три приёмника: 1 (№ регистратора 41); 2 (№ регистратора 37); 3 (№ регистратора 42) (рис. 1). Первый приёмник был поставлен в конце горизонтального участка паронагнетательных скважин, второй приёмник был в начале этого участка. Расстояние между двумя первыми приёмниками

составляет 850 м. На продолжении прямой, соединяющих их, на расстоянии в 850 м от второго приёмника был поставлен третий. Третий приёмник в свою очередь находился вне исследуемой залежи, и представлял из себя сверочный элемент, отвечающий за область, свободную от проведения метода SAGD. Рекомендованное расстояние между приёмниками при проведении шумовой томографии должно быть минимум в 2,5 раза больше максимальной (или, в данном случае, целевой) длины волн Релея (Cheng et al., 2024). Однако, в настоящей работе соблюдение данного условия невозможно из-за относительно небольших линейных размеров залежи и маленького количества задействованных сейсмоприёмников, из-за чего дальнейшая обработка имеет ряд специфических черт, отличных от “обычного” варианта метода шумовой томографии.

Такое расположение даёт наиболее полную информацию о битумосодержащем пласте, а также даёт возможность сверить значения двух различных интервалов для оценки качества съёмки.

▼ Рис. 1. План-схема расстановки комплектов оборудования для пассивного сейсмического мониторинга.

- 1 – точка установки регистратора № 41;
2 – точка установки регистратора №37;
3 – точка установки регистратора № 42



Подготовка и обработка данных

Для качественной и количественной оценки полезного сигнала, приходящие на каждый из приёмников, необходимо должным образом обработать искомый сигнал, выделив из него полезную компоненту, и в дальнейшем правильно её интерпретировать.

Из-за специфики расстановки приборов, приёме сигнала и методики проведения, предложен следующий порядок обработки сигнала, основывающийся на графах обработки других исследователей (Беловежец и др., 2021):

1. Фильтрация ФНЧ;
2. Фильтрация по узкой полосе частот;
3. Одноритовая нормализация сигнала;
4. Кросс-корреляция между парами приёмников;
5. Усреднение результирующих значений кросс-корреляций;
6. Нахождение огибающей для графиков волновых цугов;
7. Определение времени прихода сигнала;
8. Подсчёт групповых скоростей для определённых частот поверхностных волн.

Разберём каждый из этапов предложенного алгоритма обработки данных шумовой томографии.

Фильтрация фильтром низких частот применяется для выделения полезного сигнала и устранения сигнала с паразитных частот. Этот этап позволяет устранить техногенные помехи и шумы, возникшие из-за генерации пара и его дальнейшего движения по паропроводам.

Фильтрация по узкой полосе частот выделяет сигнал поверхностной волны только для узкой определённой частоты, что в дальнейшем может продемонстрировать изменения скоростей прохожде-

ния волн в зависимости от их длин, а значит, и от глубины их проникновения.

Одноритовая нормализация сигнала позволяет обособиться от внезапно возникающих и узких помех-сигналов, ограничив сигнал значениями -1, 0, +1. Такой подход позволяет сохранить искомую частоту, при этом очистив сигнал от высокочастотной составляющей, прошедшей через фильтры, а также устранив непериодические помехи, связанные с движением транспорта или влиянием животных.

Кросс-корреляция между парами приёмников возвращает функцию “схожести” двух сигналов при их смещении относительно друг друга на условные единицы. Такое сравнение сохраняет частоты сигнала, но при этом даёт представление о времени прохода отдельных волновых цугов между двумя станциями.

Нахождение огибающей для графиков кросс-корреляции (волновых цугов) применяется для определения времени прохода сигнала, ведь искомое время отвечает абсциссе максимума огибающей (Левшин и др., 1987). Дальнейшее определение групповых скоростей проводится из тех соображений, что искомый волновой пакет проходит расстояние между двумя приёмниками за своё групповое время (Левшин и др., 1987; Беловежец и др., 2021).

Перейдём непосредственно к обработке. Перед определением границ ФНЧ была произведена спектральная оценка сигнала. Определено, что для всех трёх приёмников имеет место паразитная частота приблизительно в 7 Гц. Её амплитуда находится в прямой зависимости от расстояния до некой точки, находящейся между приёмниками 2 и 3. Предположительно, данный сигнал исходит от котельной, а сам сигнал отвечает генерации пара. На приёмнике 2 так же была опре-

делена паразитная частота приблизительно в 24 Гц, связанная, возможно, с закачкой пара в пласт.

ФНЧ фильтр имеет верхнюю границу в 10 Гц, однако пропускающий максимум начинался с 5 Гц, что позволило в большей степени избавиться от шумовой частоты в 7 Гц. В случае, если была бы выбрана более низкая верхняя граница, то результирующий сигнал не имел бы важных для определения частот. Для определения искомым частот, которые будут применяться в обработке, предварительно был обработан сигнал на частоте 1 Гц для двух пар приёмников. В дальнейшем обработка так же будет происходить по двум парам: 1-2 и 2-3. По предварительной обработке были подсчитаны примерная групповая скорость и длина поверхностной волны, что позволило выделить 3 группы частот при условии, что исследуемый пласт находится на глубине в 100 м. Внутри этих групп выбраны наиболее показательные частоты, для дальнейшего выделения которых были заданы пропускающие фильтры.

Искомymi группами частот оказались:

1) частота, относящейся к области над пластом (3,5 Гц);

2) частоты, относящиеся к пласту (1 – 2 Гц);

3) частоты, относящиеся к области под пластом (0,375 – 0,75 Гц).

Дальнейшая обработка сигнала производилась с использованием программного кода, написанного на языке программирования Python. В пределах этого кода была проведена однобитовая нормализация и кросс-корреляция пар приёмников.

На выходе из программы по обработке были получены таблицы значений функции кросс-корреляции для двух пар. Такие таблицы содержали значение

схожести сигналов при временных сдвигах от -13 до +13°C. Такой широкий диапазон был выбран из тех соображений, что более низкочастотные сигналы могут иметь более широкий волновой цуг, для определения максимума которого в любом случае было бы необходимо увеличивать ширину полученного диапазона значений функции кросс-корреляции.

Последующая обработка происходила в табличном процессоре Excel. В него были внесены полученные после программной обработки значения, представляющие из себя значение временной задержки (мс) и коэффициент корреляции. Однако ежедневный сигнал был подвержен влиянию ежедневных периодических помех, а также неконтролируемо приходящих землетрясений. Для уменьшения влияния таких факторов, происходило усреднение функций кросс-корреляций за весь период съёмки. В этом случае полностью исключались дни, в которые происходили мощные землетрясения, ведь на волновое поле в такие дни влияет не только само землетрясение, но и все его афтершоки. Для качественной оценки дневной сейсмичности у геофизической обсерватории Арти были запрошены ежедневные сейсмические записи, происходящие во всех трёх компонентах. Обработка таких записей была произведена лишь на качественном уровне – в предполагаемые дни высокой сейсмичности, с применением функционала программы Grapher производился полный просмотр записи с целью поиска моментов прихода землетрясений, а также общей качественной оценки амплитуд приходящего сейсмического сигнала с целью определения возмущённости сейсмического поля. Такая оценка позволила выявить, что в целом сейсмоволновое поле на весь

период исследований было невозможным, поэтому дальнейшая обработка сигнала происходила без исключения каких-либо дней.

По осреднённым значениям функции кросс-корреляции была построена диаграмма. На ось абсцисс отложены времена задержки, на ось ординат коэффициент корреляции. На этом этапе оставалась ручная обработка полученных диаграмм волновых цугов, которая заключалась в поиске огибающей для волнового пакета, поиска его максимума, и дальнейший пересчёт групповых скоростей. Из-за специфики выбора ФНЧ фильтра на ранних этапах и “нарушенной” геометрии измерительной сети, сигнал более высоких частот был незначительно, но “зашумлён” компонентой в 7 Гц. Общий вид волнового пакета из-за этого не искажался, однако поиск максимума и общего вида огибающей был затруднён. Для поиска максимума огибающей в этом случае был предложен следующий метод, заключающийся в поиске характерных симметричных

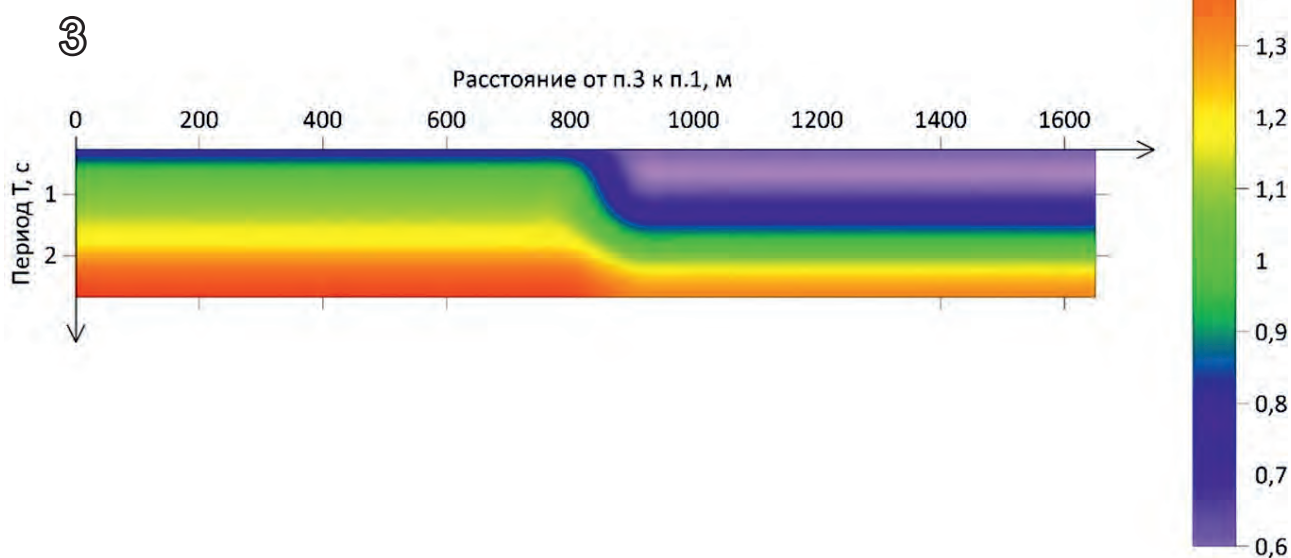
точек огибающей волнового цуга (например, точки, в которых огибающая имела значение в 0,05 условных единиц). Для таких точек можно было точно определить значение их абсцисс. Разность абсцисс этих точек демонстрировала ширину огибающей, заключённой между точками. Т.к. точки были симметричны, то центр этой ширины относился к центру самой огибающей, а значит, прибавив к абсциссе левой точке полуширину интервала огибающей, можно было получить абсциссу искомого максимума.

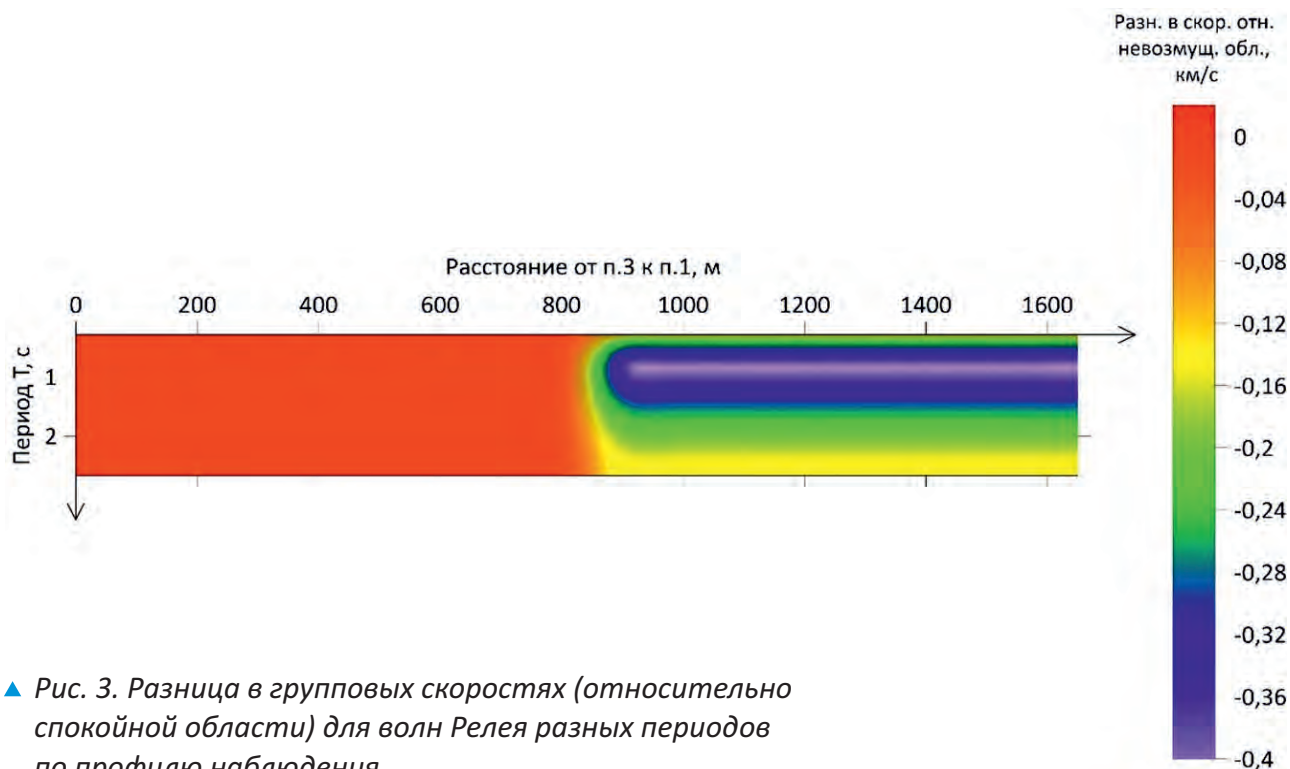
По предложенному способу были обработаны данные по всем исследуемым частотам. Нахождение групповой скорости сводилось к нахождению частного расстояния между двумя источниками и групповым временем (Левшин и др., 1987).

Результаты исследования

После проведения обработки данных, были получены групповые скорости различных частот поверхностных волн

▼ Рис. 2. Распределение групповых скоростей волн Релея разных периодов по профилю наблюдения.





▲ Рис. 3. Разница в групповых скоростях (относительно спокойной области) для волн Релея разных периодов по профилю наблюдения.

для двух различных сред – области с месторождением, и области без него. Из-за их взаимного расположения на одном профиле, наиболее наглядно они могут быть представлены в виде характерного плана-профиля, на оси абсцисс которого отложено расстояние по профилю, на оси ординат – период колебаний. Значение групповой скорости было бы представлено в виде цветовой заливки. Таким образом был получен профиль групповых скоростей (рис. 2). Приняв часть профиля вне залежи за “нормальное” поле, можно сравнить его значения со значением “аномального” поля, тем самым продемонстрировав скоростные аномалии, полученные для различных периодов (рис. 3).

На полученных иллюстрациях видна явная аномалия значений групповых скоростей для частот от 2,3 до 0,7 Гц. Наиболее интенсивное значение аномалия имеет при частоте в 1,25 Гц. При средней скорости поверхностных волн на этих частотах в 0,6 км/с (для исследуемой территории), длина волны составляет

~ 480 м., а значит, наибольшую чувствительность к изменению скорости данная поверхностная волна имеет на глубинах ~ 96 м (максимальная чувствительность к изменению скорости для волн Релея находится на глубине ок. 0,15-0,2 от длины волны (Боганик и Гурвич, 2006), что в целом отвечает глубине продуктивного интервала месторождения.

Выводы и рекомендации

Таким образом, опытно-методические работы показали, что метод шумовой томографии может применяться на месторождениях, разрабатываемых методом SAGD как для уточнения скоростных параметров, так и для мониторинга за разработкой. Для проведения исследований был разработан собственный граф обработки, основанный на графах прошлых исследований. Кроме этого, была апробирована методика расстановки сейсмических приёмников на месторождении сверхвязкой нефти.

Однако всякое исследование имеет свои достоинства и недостатки. В настоя-

щем исследовании была наглядно продемонстрирована неидеальность механизмов фильтрации и преобразования сигнала. Кроме этого, имеет место также неидеальная расстановка пассивных сейсмоприёмников.

Для более качественного и детального мониторинга необходимо не только увеличить количество приёмников, но и сгустить сетку их расстановки. Т.к. продуктивный пласт находится на сравнительно небольших глубинах (~100 м.), то имеет место уменьшение расстояния между приёмниками в ~ 2 раза, с сохранением при этом качества обработки для периодов, отвечающих залежи сверхвязкой нефти. Но при этом стоит учесть важное замечание – максимальная длина волны, “адекватно” фиксируемая при этом, равна расстоянию между приёмниками (Cheng et al., 2024). А значит, максимально значимая глубина, на которую можно “заглянуть” в геологическую среду, равна приблизительно 1/5 от расстояния между приёмниками.

При проведении обработки была выявлена необходимость планировании фильтров, обладающих более выраженными спектральными характеристиками. Однако, такое возможно лишь при одновременном продлении периода наблюдения.

Несмотря на недостатки, данный метод показал свою состоятельность для мониторинга за разработкой месторождений битумов. Дальнейшие опытно-методические работы с учётом всех рекомендаций позволят доработать как методику расстановки приёмников, так и методику дальнейшей обработки полученного сигнала. Интерпретация полученных данных позволит дополнить и одновременно уточнить данные одновременно проводимой сейсморазведки. В случае самостоятельного использова-

ния, данный метод позволит производить ежемесячный мониторинг за состоянием месторождения с минимальным привлечением ресурсов.

Благодарности

Работа выполнена за счет средств Программы стратегического академического лидерства Казанского (Приволжского) федерального университета (ПРИОРИТЕТ-2030).

Литература:

1. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка: Учебник для вузов. Тверь: Издательство АИС, 2006, 744 с.
2. Поверхностные сейсмические волны в горизонтально-неоднородной Земле / А.Л. Левшин, Т.Б. Яновская, А.В. Ландер и др. М.: Наука, 1987, 277 с.
3. Строение верхней коры вулкана Камбальный (Южная Камчатка) по результатам шумовой сейсмической томографии / Н. Н. Беловежец, [и др.] // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. – 11-2021. – Т. 501, № 1. – С. 43-48.
4. Ching-Yu Cheng, Hao Kuo-Chen, Dennis Brown, Huajian Yao, Kai-Xun Chen, Kuo-Fong Ma, High-resolution 3D ambient noise tomography around the Meishan-Chiayi active fault system of western Taiwan, Journal of Asian Earth Sciences: X, Volume 12, 2024, Pages 100182, ISSN 2590-0560, <https://doi.org/10.1016/j.jaesx.2024.100182>.

Результаты обработки поверхностных сейсмических данных и ВСП, полученных с помощью оптоволоконных технологий при возбуждении сигнала Wellsweep

■ Жуков А.П., Горбунов В.С., Коротков И.П., ООО «НПП «Спецгеофизика», г. Москва.

Аннотация. В последние годы за рубежом резко возрос интерес как в нефтегазовых, так и в сервисных компаниях к технологиям, использующих оптический кабель в качестве регистрирующего устройства сейсмических волн. Этот интерес обусловлен рядом причин: в первую очередь дешевизной используемого оборудования, возможностью решения разноплановых задач, повышенной разрешающей способностью (по крайней мере, при исследованиях в скважинах), а также скоростью выполнения работ и проч.

Технология DAS быстро развивается, и почти каждая нефтегазовая компания на западе имеет исследовательские и производственные отделы по тестированию и применению данной технологии для решения различных задач. Более того, многие сервисные и даже нефтегазовые компании разрабатывают свои собственные интеррогаторы и производят оптоволоконные кабели. Достаточно сказать, что на геофизической выставке мирового сообщества геофизиков SEG в Хьюстоне в 2023 году было 7! отдельных секций докладов по применению технологии DAS для решения тех или иных задач.

Введение

На старейшем китайском месторождении Дацин с целью изучения возможных путей по увеличению нефтеотдачи были спроектированы и выполнены сейсморазведочные работы. В задачи работ входило получение детализированного изображения околоскважинного пространства на основе технологии Wellsweep и технологий, разработанных в ООО «НПП Спецгеофизика» (патенты № 2836846 и 2780460), с регистрацией на оптоволоконный кабель (технология DAS), зацементированный в за колонное пространство эксплуатационной скважины. Дополнительный практический интерес представлялся в оценке возможности построения сигнала Wellsweep по сейсмограммам, записанным на оптоволоконно. Предполагаемые работы обладают комплексом уникальных решений: одновременной регистрацией профильных и скважинных наблюдений на всю глубину скважины – регистрация сейсми-

ческих данных на бескабельные станции и оптоволоконно, расчётом сигнала Wellsweep для повышения разрешенности записи по оптоволоконно, а также регистрацией сейсмики по нескольким геометрическим вариантам съёмки.

Методика проведения работ

При проведении работ одновременно использовались несколько методик: регистрация наземных данных проводилась обычными сейсмоприёмниками, подключёнными к бескабельным станциям (при регистрации МОГТ 2D); регистрация в скважине осуществлялась оптоволоконно, при производстве нескольких специфических съёмок с разной геометрией (Рис. 1). На схеме показаны:

- Две перпендикулярные линии пунктов приёма (синий цвет), проходящих через скважину: длина 6 километров (скважина ровно посередине – 3 километра), шаг пунктов приёма 40 метров.

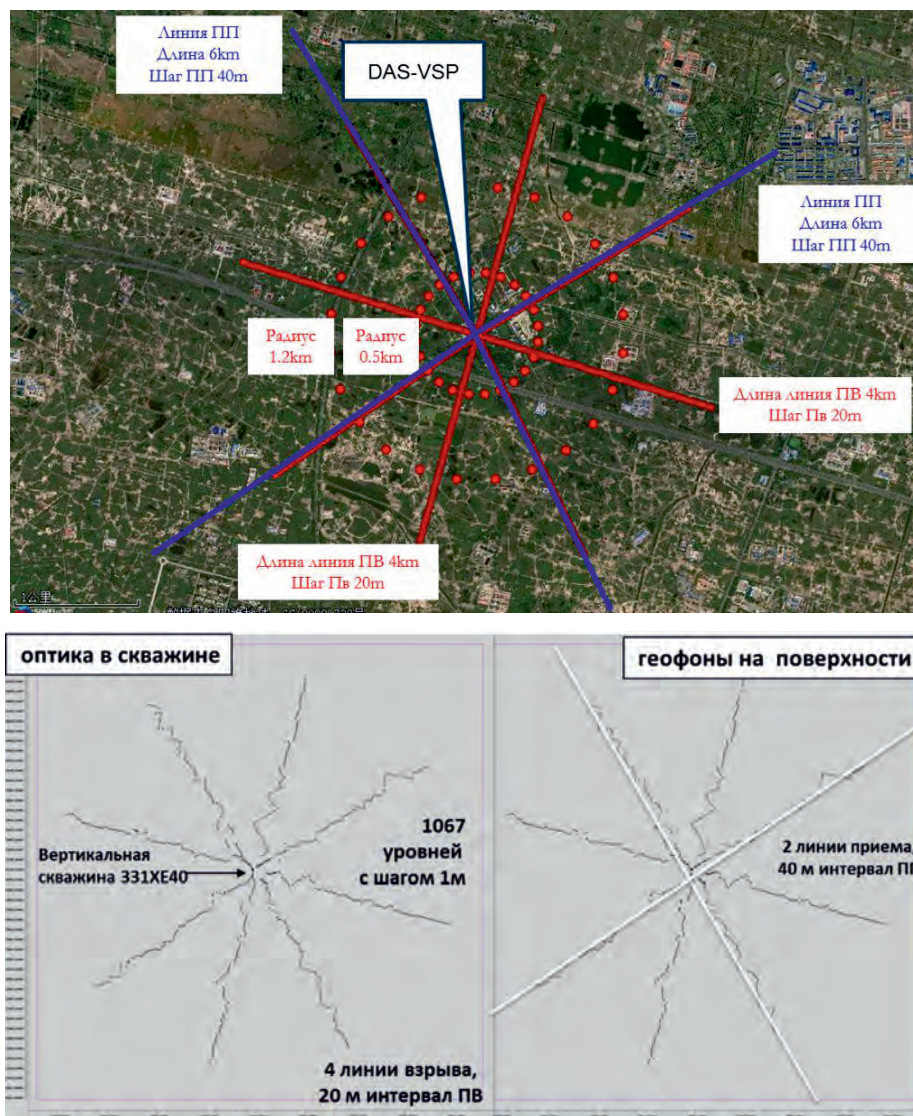


Рис. 1.
Схема расположения
ПП и ПВ вокруг
скважины.

- Четыре линии пунктов возбуждения с шагом угла 45° (красный цвет), проходящих через скважину. На рисунке ЛПВ (красные) и ЛПП (синие) наложены друг на друга. Шаг пунктов возбуждения равен 20 метрам.

В соответствии с описанными расстановками были отработаны следующие методики:

Методика Walkaway-ВСП. Отработаны четыре профиля ЛПВ под углом 45° через скважину. Регистрация велась в скважине оптоволоконным кабелем. Результат – набор сейсмограмм ВСП по методике Walkaway.

МОГТ 2D. Во время работы по методике Walkaway-ВСП также велась запись наземными линиями геофонов. Во время

отработки четырёх профилей ЛПВ под углом 45° через скважину производилась регистрация на две ЛПП (совмещены с ЛПВ). Результатом явились стандартные сейсмограммы ОПВ.

Все точки возбуждения активируются двумя вибрационными источниками с двумя накоплениями при двух последовательных возбуждениях сигналов ЛЧМ и Wellsweep.

Оборудование

В качестве источника сигнала использовались модернизированные KZ28-LF (Рис. 2) с увеличенным ходом массы (152 мм), большими гидроаккумуляторами, что способствует работе с 3 Гц, а при использовании низкочастотных развер-

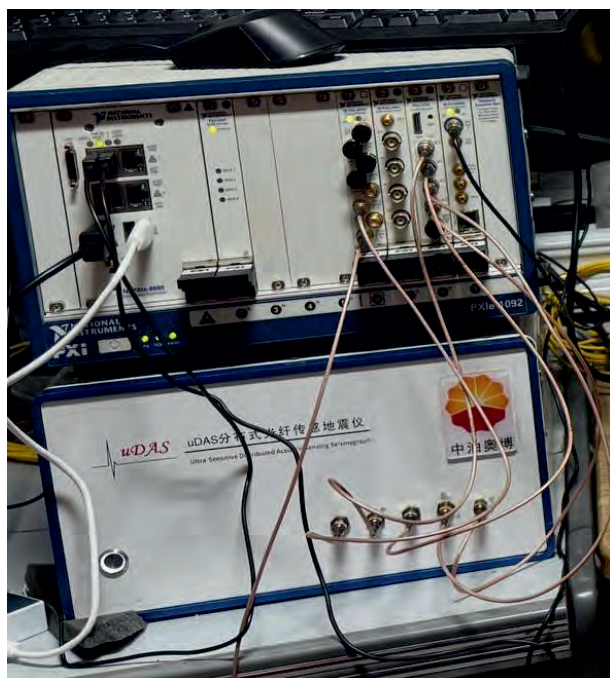


▲ Рис. 2. Вибрационный источник KZ.

ток типа Low-Dwell и с 1-1,5 Гц. Блоки управления сейсмическими вибрационными источниками – GDS-II (Рис. 3). Система позволила синхронизировать работу вибраторов, интеррогатора и бескабельных систем сбора информации. Задача системы управления GDS-II – сконструировать из скважинных данных ВСП на основе технологии Wellsweep сигнал, позволяющий получать более разрешенные данные по сравнению со стандартным ЛЧМ-сигналом.

Для приёма сигнала в скважине использовался оптоволоконный кабель производства BGP. Регистрация в скважине производилась интеррогатором (также производства BGP) uDAS-3.0

▼ Рис. 4. Интеррогатор производства BGP.



▲ Рис. 3. Система управления GDS-II.

Sensing System (Рис. 4). uDAS3.0 – это специально разработанный 2-канальный коммутатор с интегрированным оптическим модулем, с высокоточным АД-преобразователем, обработкой сигналов в реальном времени, GPS-синхронизацией, высокоскоростным хранением. Он может измерять осевые деформации двух волокон одновременно. Данный интеррогатор используется для сбора данных ВСП, совместной сейсморазведки в скважине и на поверхности, микро-сейсмического мониторинга, мониторинга трещиноватости, долгосрочного динамического мониторинга, мониторинга трубопроводов и инфраструктуры ит.д.

В качестве наземного приёмного оборудования использовались бескабельные системы eSeis (производство BGP).

Формирование сигнала Wellsweep. Параметры сигналов

В данном тесте была получена полевая сейсмограмма ВСП, записанная по

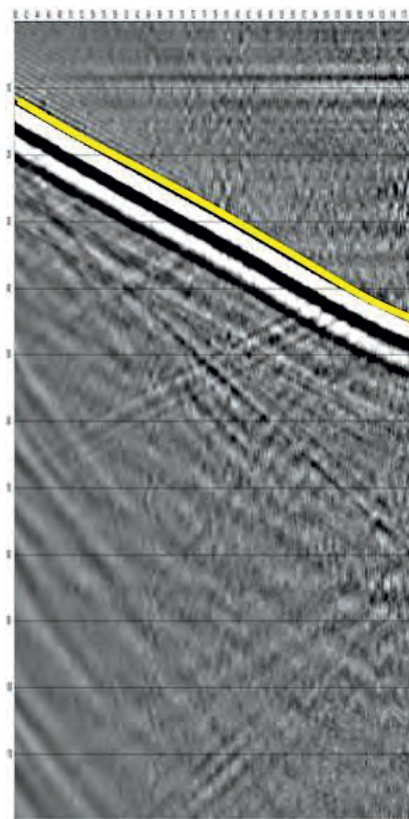


▲ Рис. 5. Нодальная система eSeis.

методике DAS, по которой были произведены соответствующие расчёты оптимального сигнала Wellsweep. Фрагмент волнового поля линейного сигнала частотой 3-96 Гц в качестве базовой сейсмограммы для расчёта скважинного свипа показан на Рис. 6. Прямая волна показана желтым цветом. Именно характеристики прямой волны важны для расчёта свипа, компенсирующего фазовые и амплитудные искажения среды.

Далее были записаны сейсмограммы (Рис. 7) и рассчитаны спектры (Рис. 8) по трём вариантам сигналов: два ЛЧМ свипа (8-96 Гц, 3-96 Гц) и Wellsweep (3-7-96 Гц).

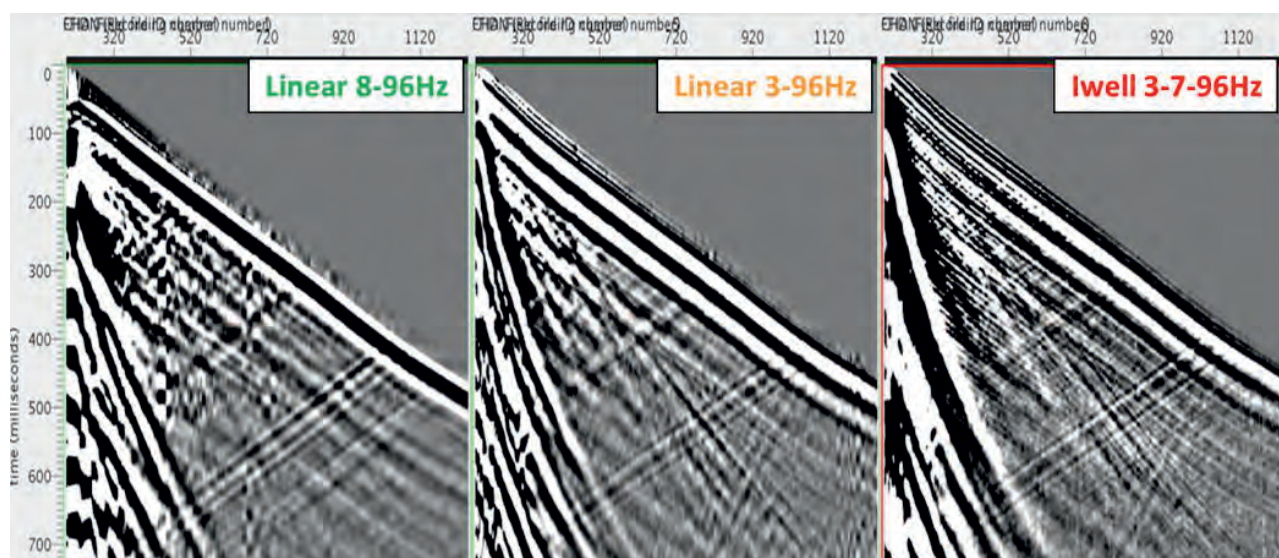
При визуальном анализе сейсмограмм видим, что при уходе в низкочас-

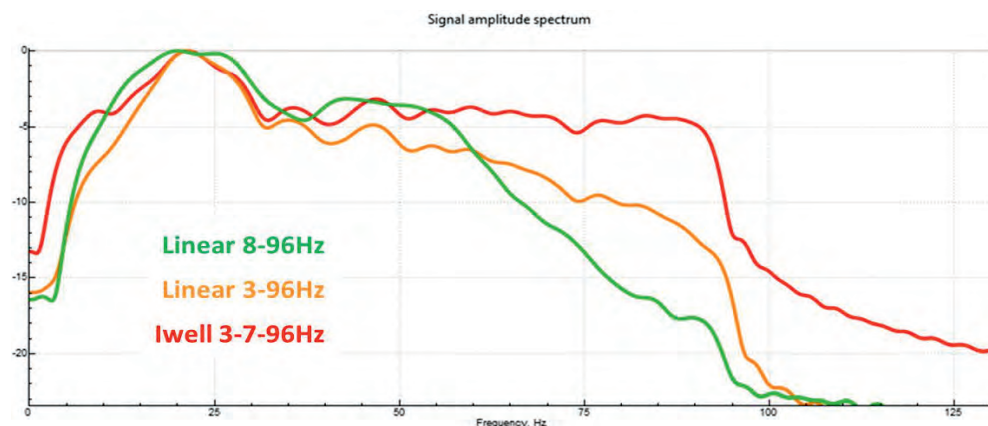


▲ Рис. 6. Сейсмограмма ВСП. ЛЧМ сигнал. Оптоволокно.

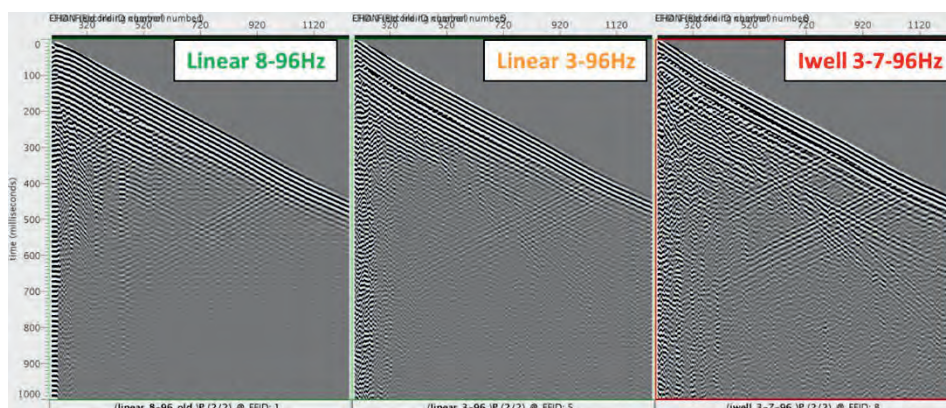
тотную область дополнительный исследовательский интерес представляет появление обменной волны, идентифицированной на сейсмограммах. Следовательно, многоволновое ВСП на оптоволокне позволит решать широкий круг задач по изучению физических свойств разреза и структуры околоскважинного пространства.

▼ Рис. 7. Сейсмограммы ЛЧМ и Wellsweep в разных частотных диапазонах.





▲ Рис. 8. Спектры ЛЧМ и Wellsweep в разных частотных диапазонах.



▲ Рис. 9. Полосовая фильтрация в диапазоне 60-80 Гц.

Что касается высоких частот, то при использовании технологии Wellsweep сейсмограммы характеризуются повышением разрешенности (Рис. 9). При том, что работы производились в эксплуатируемых скважинах.

В итоге при работе в скважине были стандартно протестированы различные частотные диапазоны, длительность сигнала и прочее. Параметры выбранных сигналов для профильных/скважинных наблюдений представлены в таблице.

Обработка DAS и геофонов

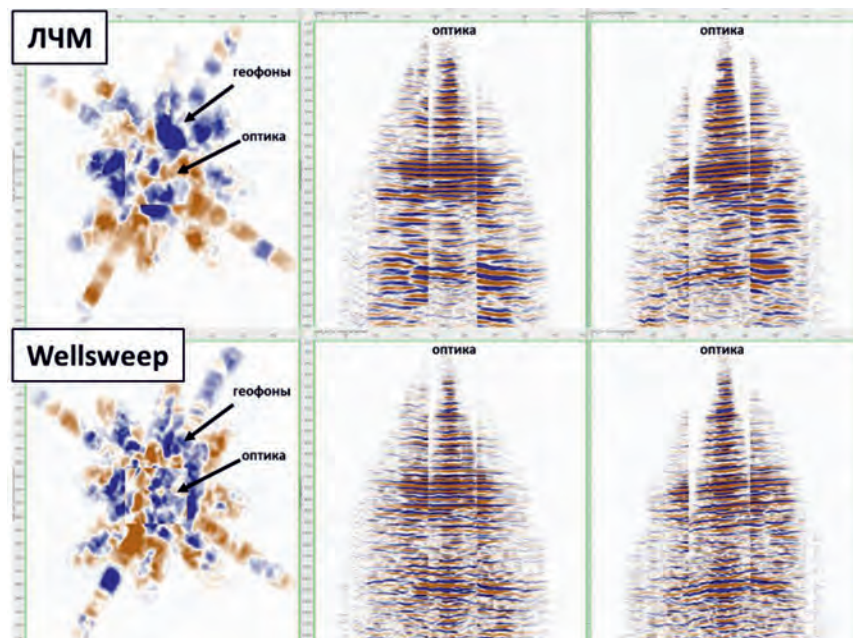
После проведения полевого эксперимента были получены данные, зарегистри-

рованные на оптику Walkaway ВСП и стандартная наземная сейсмика. Кроме того, полученные объёмы были дублированы, поскольку использовались два сигнала – ЛЧМ свип и Wellsweep.

Основной обрабатывающей процедурой, позволившей получить непрерывные в объеме сейсмические изображения, являлась 3D миграция Кирхгоффа. Скоростная модель для миграции была построена на основе зависимости время–глубина, легко определяемой по первым вступлениям прямых волн, зарегистрированных в скважине. Перед миграцией выполнялась стандартная сигнальная обработка, включающая в

▼ Табл. 1.

Свип	Fn, Гц	Fg, Гц	Fk, Гц	T, с	<конусы>, с	Вибраторы	Накопления
ЛЧМ	3		96	20	0,5	2	2
IWell	3	7	96	20	0,5	2	2



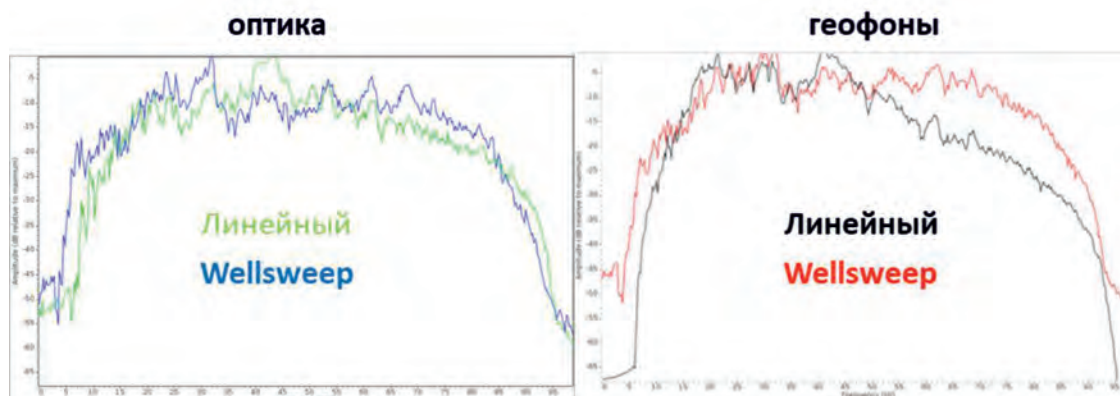
▲ Рис. 10. Линейный свип. Вставка скважинной сейсмики в наземную ЛЧМ. Wellsweep. Вставка скважинной сейсмики в наземную.

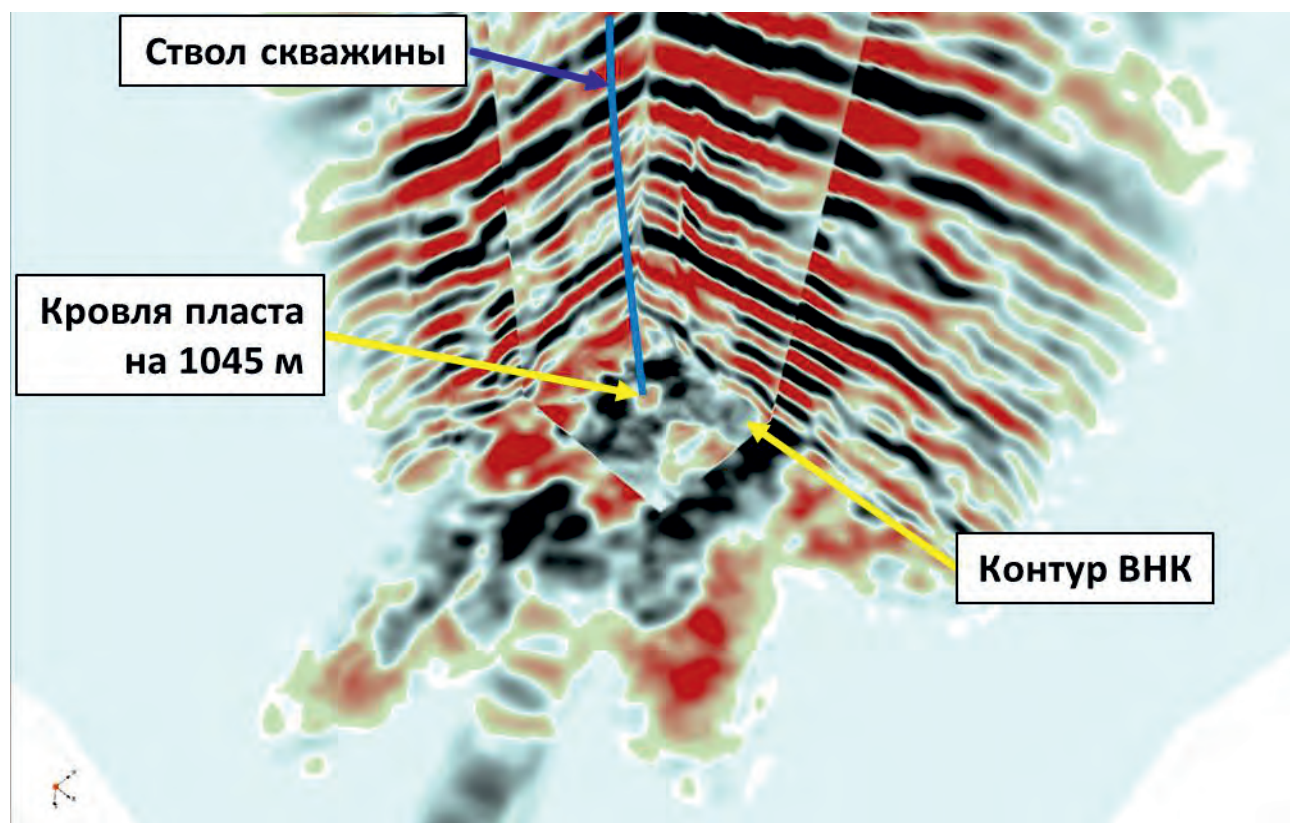
себя регулировку амплитуд и импульсную деконволюцию. В каждый приемный пикет скважинных данных перед миграцией вводилась статическая поправка, соответствующая глубине и скорости на данном пикете. Дополнительно, для скважинных данных производилось разделение падающих и восходящих волн. В результате получены несколько вертикальных амплитудных сумм 2D и 3D, объединенных в один массив данных. На Рис. 10. показаны горизонтальное сечение по всем точкам отражения объединенных данных и два крестообразных вертикальных сечения амплитуд (ЛЧМ и Wellsweep соот-

ветственно). На вертикальных сечениях совмещены разрезы наземной сейсморазведки с обычными сейсмоприемниками с данными ВСП, зарегистрированными на оптоволоконный кабель. Здесь показано, что можно построить пространственное трехмерное изображение посредством объединения двумерных профилей, проходящих через скважину с шагом 10-45 градусов друг относительно друга, и ВСП.

Амплитудные разрезы и АЧХ (Рис. 11) позволяют сделать следующие выводы: оптика более чувствительна, чем сейсмоприемники, тем не менее, волновая картина и форма АЧХ практически одина-

▼ Рис. 11. Спектры ЛЧМ и Wellsweep при регистрации на оптику и на сейсмоприемник.





▲ Рис. 12. Wellsweep. Объемный вид объединённых данных DAS ВСП и наземной сейсмики.

ковые. Использование Wellsweep позволяет добиться в наземной сейсморазведке практически такой же разрешённости записи, как запись ВСП.

На Рис. 12. в объемном виде (внутренний 3D вырез) представлены совмещенные данные Wellsweep: куба амплитуд, записанных на оптику, и срезы ОГТ, полученные от всех возможных поверхностных систем наблюдения. Полученные результаты позволяют сделать вывод о перспективах опробования технологии для решения тех или иных геологических задач (повышение нефтеотдачи, уточнения ГВК, мониторинга гидрозрыва и т.д.).

Результаты эксперимента

В результате проведенных работ показана возможность решения задач по детализации окоскважинного пространства на основе применения совместной регистрации поверхностных и скважинных данных (с применением

оптоволоконного кабеля) и технологии Wellsweep на основе сетки двумерных сечений (патенты № 2836846 и 2780460). Технология опробована и готова к внедрению на месторождениях.

Технология Wellsweep позволяет существенно повысить разрешённость сейсмических данных. ЛЧМ сигнал не обеспечивает необходимую разрешённость сейсмических данных по сравнению с опробованным Wellsweep-ом.

Кроме того, данная технология позволяет существенно уменьшить время проведения полевого этапа работ без остановки скважин и обеспечить получения трёхмерного изображения изучаемого подземного пространства на основе двумерных данных.

Однако при проведении работ при помощи DAS актуальным остается обеспечение хорошего контакта оптического кабеля со скважиной, исключающего появление на записях ВСП гидроволн и других технических помех.

Разработки АО НПП «ВНИИГИС» для повышения изученности нефтегазовых горизонтов: керноотборник «КЕРН-М», аппаратура ГДК-ОПК «ДИП» и «ГДК-72», аппаратура микросейсмического мониторинга АСПУ-МСМ

■ Сергеев А. А., Перелыгин Д. В., АО НПП «ВНИИГИС», г. Октябрьский.

Аннотация: АО НПП «ВНИИГИС» является одним из крупнейших научно-производственных центров геофизических исследований скважин в России. В настоящее время компания представляет собой собственно ВНИИГИС и группу целого ряда малых предприятий, занимающихся сервисными работами, созданием и усовершенствованием совместно с ВНИИГИС новых разработок, направленных на решение сложных геолого-технических задач.

ВНИИГИС на протяжении 69 лет работает над созданием современной технологической платформы, отвечающей сегодняшним вызовам нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: керноотборник, аппаратурно-методический комплекс гидродинамического каротажа (ГДК) и опробования пластов (АГИП-К), универсальный модульный прибор гидродинамического каротажа и опробования пластов с модулем откачки (ДИП), испытатель пластов малого диаметра (ГДК-72), микросейсмический мониторинг при гидроразрыве пласта, ВСП.

Для отбора керна ВНИИГИС выпустил 2 вида керноотборников на кабеле:

ПКС-112. Предназначен для исследования состояния крепи скважин путем отбора образцов обсадных труб и цементного камня в нефтегазовых скважинах, а также для создания в обсадных трубах отверстий большого диаметра для дозаливки тампонажной смеси в затрубное пространство при проведении ремонтно-изоляционных работ. Имеет диаметр 112 мм и позволяет отбирать до 5 образцов керна с диаметром 20 мм, длиной до 45 мм.

СКТ-3М. Данный керноотборник имеет диаметр 149 мм и позволяет отбирать, в зависимости от типа пород, до 15 образцов керна. Он предназначен для решения следующих задач:

- изучение стратиграфического возраста, структурных и текстурных особенностей, химического состава, гранулометрических и петрофизических свойств вскрытых скважинных пород;
- уточнение нефтенасыщенности пластов и определение их границ в объектах, где однозначная интерпретация ГИС затруднена;
- определение остаточной нефте-, водонасыщенности и свойств пород пласта;

▼ Рис. 1. Прибор ПКС-112 (слева) и образец обсадной колонны, цемента и породы, отобранные из обсаженной скважины (справа).



- изучение пород, составляющих отдельные стратиграфические комплексы
- в новых районах, а также на старых площадях в случае их аномального строения;
- изучение характера влияния агрессивных пластовых флюидов на элементы крепления скважин;
- отбор образцов металла обсадных труб и цементного камня для сопоставления данных ГИС при оценке технического состояния скважин;
- безударное создание специальных технических отверстий для закачки тампонажной смеси в затрубное и межтрубное пространство.

Институтом на данный момент дорабатываются опытные образцы сверлящих керноотборника СКТ-3М-30 для отбора образцов горных пород диаметром 30 мм, длиной 50 мм. За одну спуско-подъемную операцию возможен отбор до 15 образцов керна. [1]

В планах ВНИИГИС также прорабатывается возможность разработки и выпуска керноотборника с уменьшенным до 136,5 мм диаметром со следующими особенностями;

1. Алмазная коронки для улучшения износостойкости в высокопрочных и абразивных породах, изменение размера керноприемника увеличит количество отбираемых образцов за спуск
2. Работа в широком диапазоне плотностей бурового раствора
3. Увеличение длины выбуриваемого керна до 51 мм
4. Установка механизма подачи меток для разделения выбуренных образцов керна
5. Контроль параметров в режиме реального времени. Прямые измерения - выход бура, тока потребления, подтверждение поступления образца в керно-



▲ Рис. 2. Сверлящий керноотборник СКТ-3М (слева) и образцы керна, отобранные приборами СКТ-3М и СКТ-3М-30 (справа).

риемную кассету.

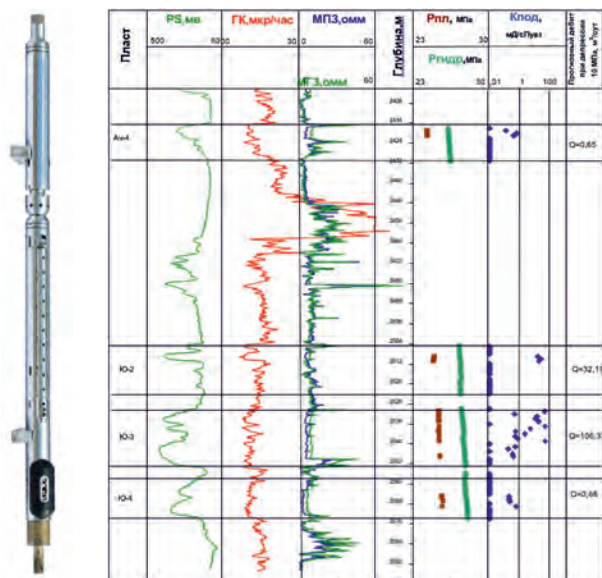
6. Противоаварийные системы. При обесточивании – автоматика втягивает рычаг и бур. При заклинивании отрывателя, натяжением кабеля происходит срез тела бура по одному из ослабленных сечений. При утечке в гидросистеме отключается электромагнитный клапан.

7. Наличие блока автоматики режима бурения – момент и осевая нагрузка на коронку выдерживается в заданном диапазоне без участия оператора, что уменьшает риск разрушения керна

8. Гидравлическая система привода выполнена по 2-х контурной системе с возможностью регулирования усилия прижатия прибора к стенке скважины, что способствует повышению качества отбираемых образцов и обеспечивает работоспособность аппаратуры в наклонных скважинах

Прошел стендовые испытания модуль привязки ГК-ЛМ к глубинам сверлящих керноотборников и перфораторов.

На сегодняшний день ВНИИГИС успешно поставляет на геофизический рынок аппаратурно-методический комплекс



▲ Рис. 3. Прибор СКТ-3М (слева), данные открытого ствола, испытаний прибором СКТ-3М и прогноз дебита (справа).

гидродинамического каротажа (ГДК) и опробования пластов АГИП-К – модульный прибор, работающий в режиме ОПК (отбор одной герметичной пробы), либо ГДК (испытание до 50 точек).

Для получения проб с минимально низким содержанием примесей разработан и проводится изготовление универсального модульного прибора гидродинамического каротажа и опробования пластов с модулем откачки (ДИП) в диаметре 126 мм. Прибор может работать в режиме двухпакерного испытателя пластов либо в режиме однозондового испытателя, и содержит следующие модули:

1. Блок привода прижатия – необходим для раскрытия пакеров либо выдвижения телескопического гидроприжатия однозондового испытателя.

2. Блок откачки флюида – служит для откачки флюида из межпакерного в запакерное пространство. Насос работает на различных скоростях, что позволяет контролировать отбор флюида. В данном же блоке установлены датчики определения состава. На данный момент вклю-

чает в себя датчик давления, температуры, резистивиметр. Прорабатывается установка в прибор плотномера, электросветовых датчиков.

3. Система аварийного уравнивания давления – необходима для выравнивания давления в меж- и запакерном пространстве по окончании испытания на точке.

4. Двухпакерный модуль. Два механических пакера, с межпакерным расстоянием 1 метр. Возможна установка пакеров с раскрытием 150 мм и больше.

5. Блок с выдвижным герметизирующим элементом. Работает на депрессии, происходит заполнение приемных камер с измерением давления. По окончании исследования жидкость из камер выбра-

▼ Рис. 4. Блок-схема расположения модулей в приборе ДИП.



сывается в скважину, либо отбирается в блок приема пробы.

6. Блок отбора пробы. Содержит три герметичных баллона с запирающими клапанами. Может быть состыковано несколько блоков отбора проб.

Работа прибора будет возможна на кабеле, либо для горизонтальных скважин возможна доставка на бурильных трубах (питание и передача информации через мокрый контакт). [2]

Для проведения гидродинамических испытаний в скважинах малого диаметра ВНИИГИС изготавливает испытатель пластов малого диаметра **ГДК-72**. Конструктивно он включает в себя следующие блоки:

1. Блок привода и создания депрессии прижатия. Обеспечивает выброс жидкости из пробоприемных камер по окончании испытания на точке. Количество испытаний за один спуск не ограничено

2. Блок приема пробы. Позволяет отбирать одну пробу объемом 300 см³ на выбранной глубине.

3. Блок отбора пробы. Состоит из трех пробпоотборных камер, работающих на депрессии.

4. Блок определения состава. Включает в себя влагомер и датчик давления.

5. Прижимная система. Электромеханический центрированный шарнирный прижим, с раскрытием от 100 до 260 мм. В отличие от прибора с прижатием к стенке скважины, уменьшается риск прихвата, достигается относительно быстрое время установки / складывания.

6. Блок привода и складывания прижимной системы. Контролируемое на поверхности усилие прижимной системы (до 100 кг) с автоматическим отключением при достижении заданного усилия. [3]



▲ Рис. 5. Испытатель пластов малого диаметра ГДК-72.

Микросейсмический мониторинг при гидроразрыве пласта — это метод пассивного сейсмического прослушивания, позволяющий картировать сеть трещин, определяющих основные их направления, и оценить геомеханическую структуру коллектора. В эксплуатационных обсаженных нефтегазовых скважинах в условиях истощения пластов, применение ГРП приводит к кратному повыше-

нию дебита скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

На данный момент существует две основные технологии микросейсмического мониторинга

- поверхностный – наиболее легкий и наименее трудозатратный (т.к. не нужно спускать датчики в скважину) – сильнее остальных методов подвержен наличию помех.
- Скважинный – сложнее с точки зрения технологии, но дает более точный результат. Проводится с аппаратурой ВСП. [4]

Из работающих в настоящее время на рынке геофизических услуг российских приборов ВСП приоритетными являются разработки АО НПП «ВНИИГИС» и АО НПФ «ГИТАС».

Аппаратуры АСПУ-3-48 была разработана ВНИИГИС в 1978-м году, позволяла стыковать до трех аналоговых приборов, и работала при температурах до 120 градусов. Прием и регистрация сигналов осуществлялась наземной сеймостанцией. Данным типом аппаратуры было исследовано более 250 скважин в различных регионах СССР. Ввиду устаревания элементной регистрирующей базы в скважинных приборах, в 2010-х началась разработка и была выпущена в 2014-м году существенно улучшенная аппаратура АСПУ-3-51МЦП, на цифровой элементной базе, но с незначительно улучшенной механической базой. Она имеет разрядность 24 бита, возможна стыковка до 12 модулей, рабочая температура до 120 градусов. При этом, для данной



▲ Рис. 6. Модуль ГК (слева) и сейсмический модуль аппаратуры АСПУ-51МЦП.

аппаратуры сохраняются ограничения в скорости передачи данных (до 120 кбит/сек в восходящем направлении). Именно этими обстоятельствами и вызвана необходимость проведения НИОКР по созданию инновационного скважинного прибора АСПУ-МСМ, обладающего всеми достоинствами западной и отечественной аппаратуры различных заводов-изготовителей:

1. Использование более совершенных схем модуляции и цифровой скважинной обработки сигнала для высокой скорости передачи данных (до 3 Мбит/сек для АСПУ-МСМ, до 120 кбит/сек для АСПУ-3-51МЦП) позволяет

непрерывно передавать пакеты данных, что сильно снижает риски потери событий при мониторинге ГРП.

2. Наличие нескольких сейсмоприемников (4 для АСПУ-МСМ, 1 для АСПУ-3-51МЦП) на канал улучшает соотношение сигнал/шум для слабых сейсмических событий.

Аппаратура состоит из:

А. Скважинной части в диаметре 51 мм – ретранслятор (питание, управление, прием команд и отправка пакетов данных с приемных модулей), Приемные модули (последовательное соединение кабельными перемычками до 12 модулей при непрерывной передаче информации) для регистрации сейсмических событий.

Б. Наземной части – интерфейсный блок (отправка команд в скважинную часть, прием пакетов данных с прибора), программно-управляемый блок питания, компьютер, технологическое программное обеспечение для проведения полевых работ.

Литература

1. Яруллин, Р. К. Усовершенствование сверлящего керноотборника. [Текст] / Р.К. Яруллин, Т.И. Тябина, Г.В. Орлова. // НТВ «Каротажник». - Тверь: Изд. АИС, 2021. - Вып.4 (310). - С.140-143.

2. Шакиров А.А. Новые поколения скважинных приборов для гидродинамического каротажа и опробования пластов // Сборник материалов международной научно-практической конференции «ГЕОСОЧИ-2024. НОВЫЕ ИДЕИ И ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДОЧНОЙ И ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ» . – 2024 г. Стр. 133–136.

3. Аппаратура для гидродинамического каротажа скважин и отбора проб. Патент РФ 2812492, АО НПП "ВНИИГИС",

заявл. 21.03.2023, опубл. 30.01.2024 , бюлл № 4.

4. Шамшин, В. И. Результаты применения скважинных сейсмических исследований с целью уточнения геологического строения структур в пластах малой толщины. [Текст] / В.И. Шамшин, Л.А. Шулькова, С.А. Черкашнев, А.А. Сергеев, В.В. Даниленко. // НТВ «Каротажник». - Тверь: Изд. АИС, 2024. – Вып. 3 (329). - С.16-29.

Опыт применения пассивного MASW при построении скоростных моделей ВЧР

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

Введение

Вопросы изучения ВЧР всегда были и остаются важными для решения разнообразных задач, начиная от инженерной, заканчивая нефтяной геофизикой. Цель всех методов изучения ВЧР это построение скоростной модели среды по тем или иным критериям и алгоритмам. В настоящее время появляются и внедряются в производство новые методы изучения ВЧР. Особый интерес вызывают методы пассивного возбуждения сейсмического сигнала, где источником возбуждения выступают различного рода движущиеся транспортные средства. В данной статье была реализована попытка изучения ВЧР методом пассивного MASW. Суть метода MASW заключается в изучении скоростной дисперсии поверхностной волны и построение скоростной модели среды по волне Рэлея. В роли пассивного источника был автомобиль УРАЛ.

Опытные работы

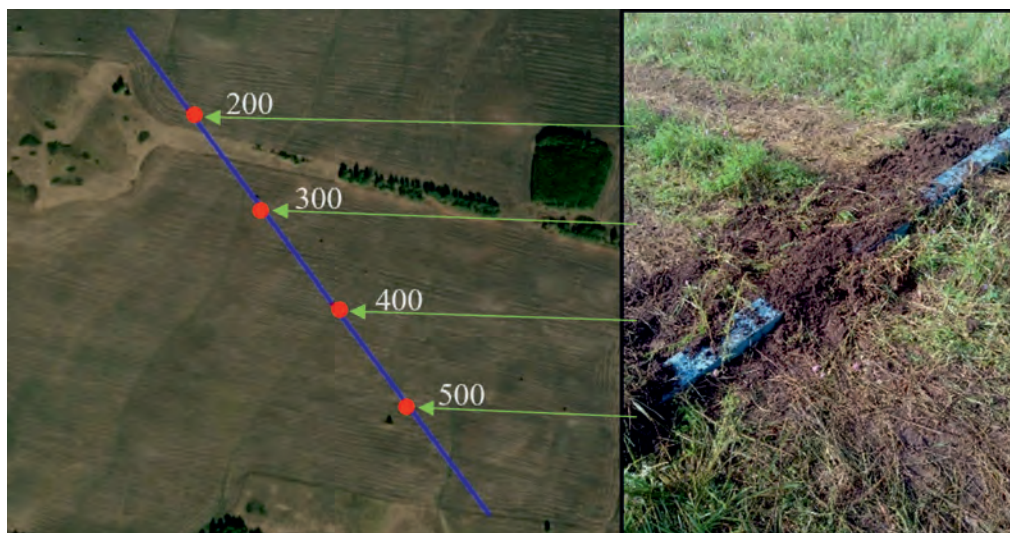
Идея использования пассивного MASW заключается в том, что на исследуемом участке работ происходит непрерывная регистрация волнового поля.

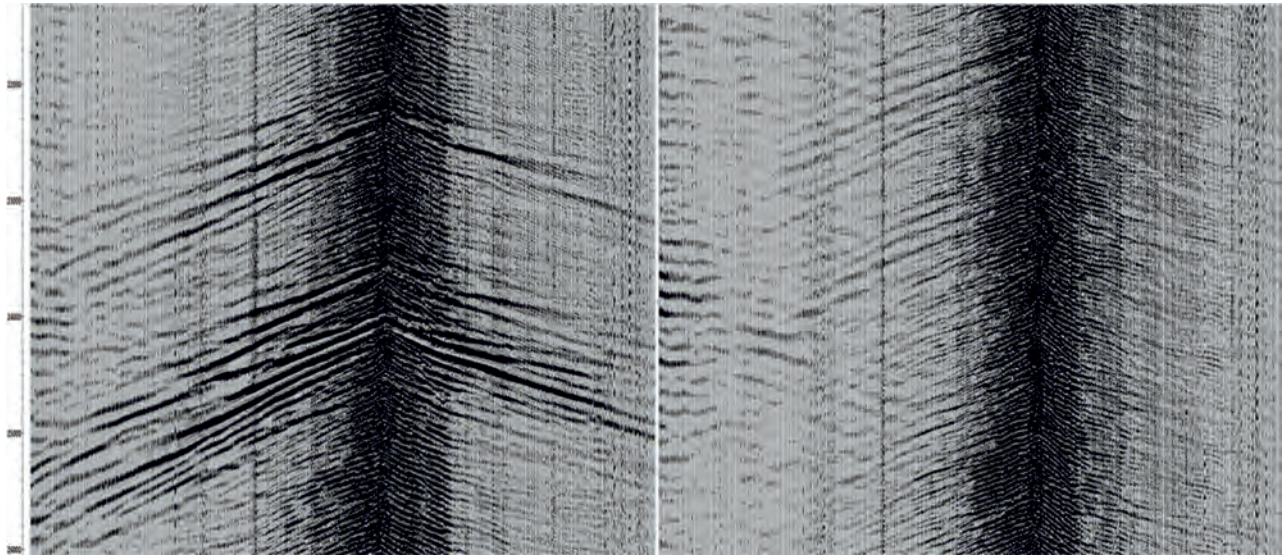
Источником же излучения сейсмических колебаний выступает любой движущийся транспорт, который в свою очередь проезжая какие-то неровности на дороге (ямы, трещины и т.п), создает наподобие слабого импульса, выступающего в методе пассивного MASW, как источник сейсмических волн. В данных опытных работах для имитации неровности дорожного полотна вдоль опытного профиля были вкопаны 4 бревна (рис. 1.). Брёвна были вкопаны таким образом, чтобы при наезде автомобиля был легкий удар колес о бревно, выступающего в роли пассивного пункта возбуждения (пассивное ПВ).

Сейсмическая регистрация происходила на 2-х приборные каналы Solo(5Гц). Длина опытного профиля составляла 1000м. Расстояние между каналами 2м. Непрерывная регистрация велась около 4 часов. Движение автомобиля было вдоль опытного профиля с равномерной скоростью.

На рисунке 2 показаны характерные волновые поля, которые были зарегистрированы при проезде автомобиля через бревно и движение его по сейсмическому профилю.

► Рис. 1.
Схема
опытного
профиля.
Номера
расположения
«бревен».





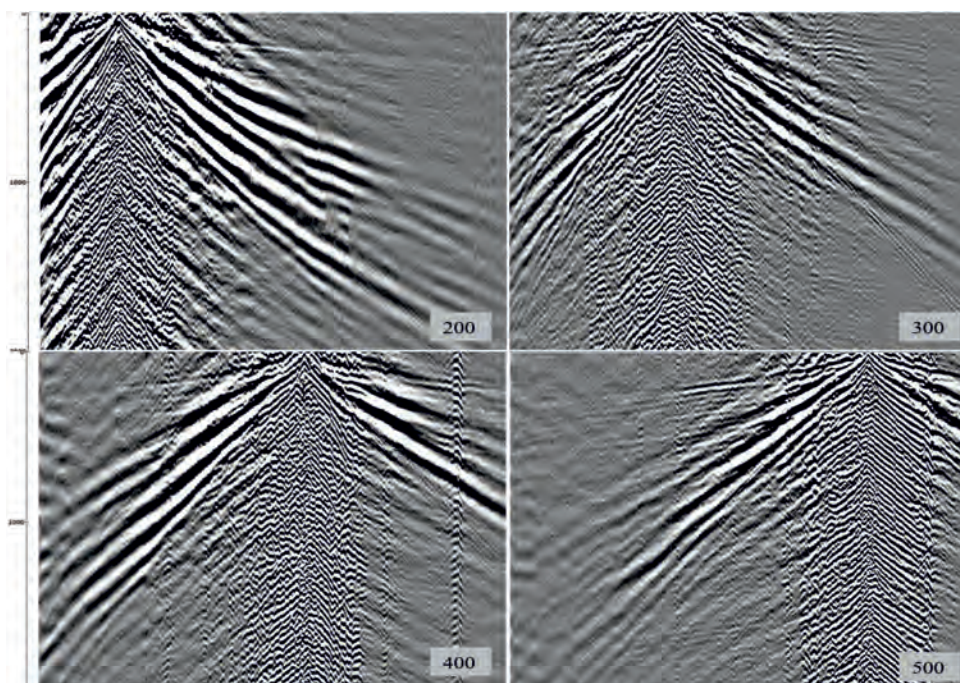
▲ Рис. 2. Слева волновое поле при проезде автомобиля через бревно. Справа волновое поле при движении по профилю.

Анализ волнового поля

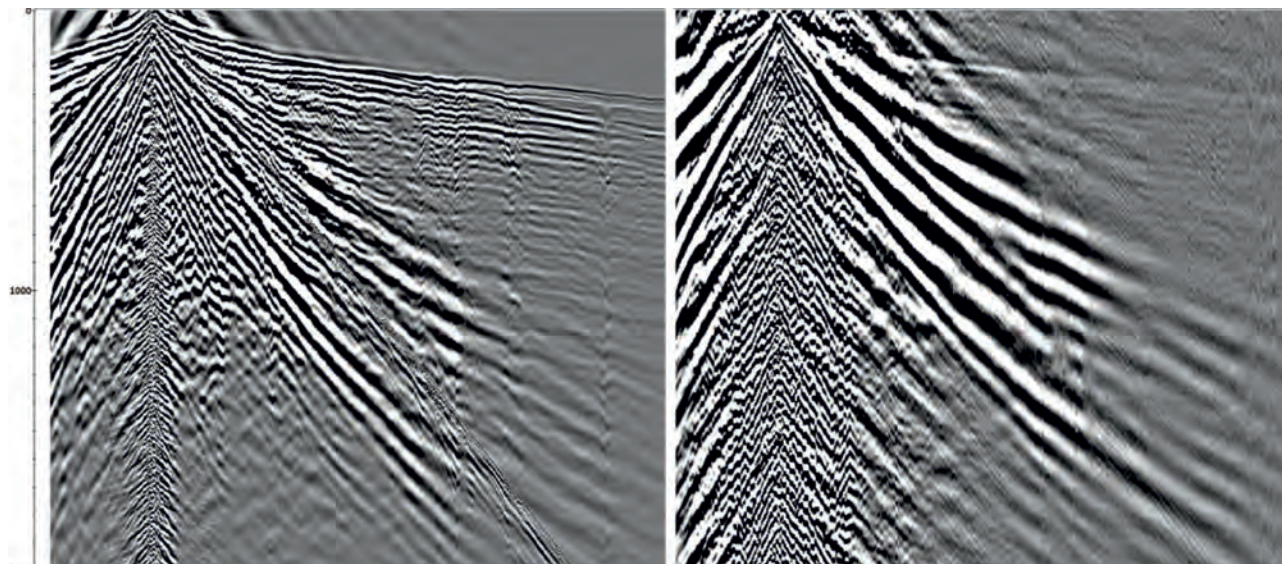
Для получения и анализа волновых полей, непрерывная запись была разбита на временные интервалы по 4 секунды. Далее была произведена кросс-корреляционная обработка каждого временного сегмента. Кросс-корреляция волнового поля была произведена с сейсмической трассой, рядом с которой находился пассивный ПВ. В итоге для каждого пассивного ПВ были получены 3830 кросс-корреляционных волновых поля, которые были просуммированы. К

волновым полям не применялись процедуры обработки.

Для каждого положения пассивного ПВ было получено волновое поле, которое описывает отклик среды на импульсный точечный источник и позволяет восстановить информацию о распространении сейсмических волн между двумя приемниками без использования активных источников возбуждения. Характерные волновые поля для полученных ПВ показаны на рисунке 3. На полученных волновых полях отчетливо выделяется



◀ Рис. 3. Кросс-корреляционные волновые поля для пассивных ПВ.



▲ Рис. 4. ПВ 200. Слева волновое поле от вибрационного источника, справа волновое поле от пассивного ПВ.

цуг поверхностных волн, прямая и преломлённая волна.

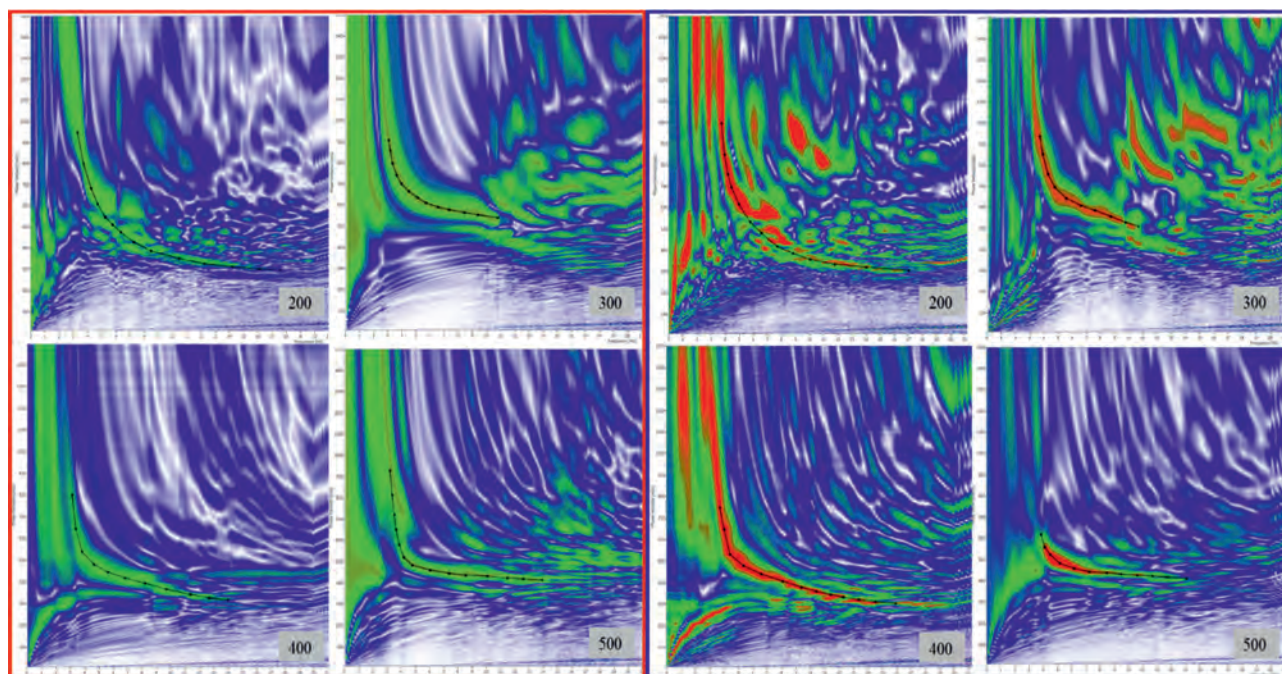
Для более объективной сравнительной оценки практически на месте каждого пассивного ПВ также было отработано одним вибрационным источником (активный ПВ). При сравнении волновых полей (рис. 4.) видна их схожесть как по расположению некоторых мод поверхностной волны, так и других сейсмических волн.

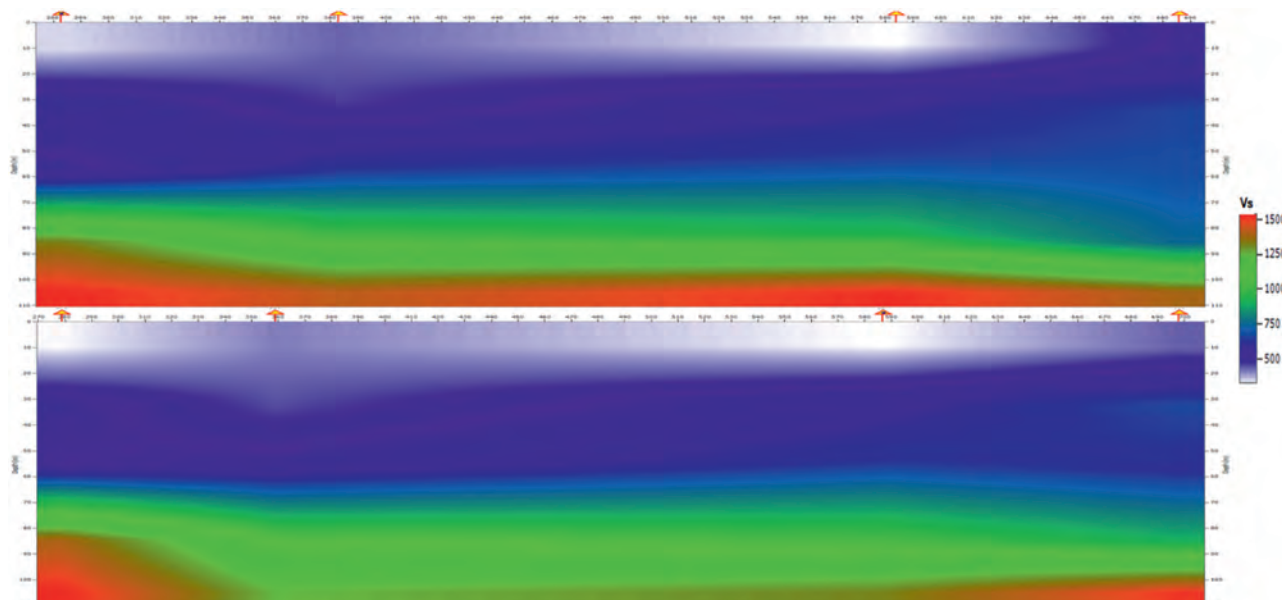
Обработка и интерпретация

По полученным волновым полям был выполнен MASW анализ поверхностных волн. На рисунке 5 представлена интерпретация дисперсионных кривых для пассивного и активного ПВ.

Дисперсионные кривые, полученные от пассивного источника и вибрационного источника, схожи, однако у пассивных ПВ сильнее выражена низкочастотная часть. При построении скоростных моде-

▼ Рис. 5. Дисперсионные кривые для пассивных (Красный контур) и активных ПВ (Синий контур).





▲ Рис. 6. Обобщённые скоростные модель. Сверху для пассивного, снизу для активного источника.

лей использовались только фундаментальные моды. На рисунке 6 представлены обобщённая скоростная модель среды для всех ПВ пассивного и активного источника.

Обобщенные скоростные модели среды для пассивного и активного источника практически идентичны.

Выводы

Использование пассивных источников возбуждения открывает способ изучения ВЧР, где нет возможности использовать активные источники возбуждения, такие как взрыв или вибросейсм. Такими участками могут служить участки под железнодорожными путями или федеральными трассами и т.д. Анализ полученных данных на одном и том же месте в разные периоды времени могут показать наличие возникающих скоростных аномалий, связанных с образованием областей вымывания, разрушения.

Литература

1. Романов В.В. Инженерная сейсморазведка. Москва, 2014г. 357 с.
2. Park C.B., Miller R.D., Xia J., Ivanov J. Multichannel analysis of surface waves (MASW) - active and passive methods. The Leading Edge. 2007. Vol. 26, № 1. P. 60-64
3. Park C. B., Miller R. D., Xia J. Multichannel analysis of surface waves. Geophysics. – 1999. – Т. 64. – №. 3. – С. 800-808



ГЕОСПЕЙС

Решения, создающие будущее

ЗАВОДСКАЯ РЕНОВАЦИЯ ПОЛЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

СОЗДАЁМ БУДУЩЕЕ

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В ДЕЙСТВИИ!

☎ +7 (347) 282-39-73

🌐 geospace-ufa.ru

✉ info@geospace-ufa.ru

ООО «Геоспейс Технолоджис Евразия»,
Россия, республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Кировоградская, 36



35 ЛЕТ
опыта работ

Группы геофонов



Сейсмокабели 428 и 508



Ремонт FDU, LAUL, LAUX, Cx508



Преимущества для заказчика:

- **Экономия до 50% по сравнению с закупкой нового оборудования.**
- **Полное обновление кабеля, корпусов, разъемов.**
- **Актуализация даты производства**

Применение комбинации нескольких частотно модулированных свип-сигналов Qwell, адаптированных для конкретных геологических условий, для снижения уровня нелинейных искажений, увеличения временного и динамического разрешения записи

■ Адиев Т.Р., Жужель А.С., АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа.

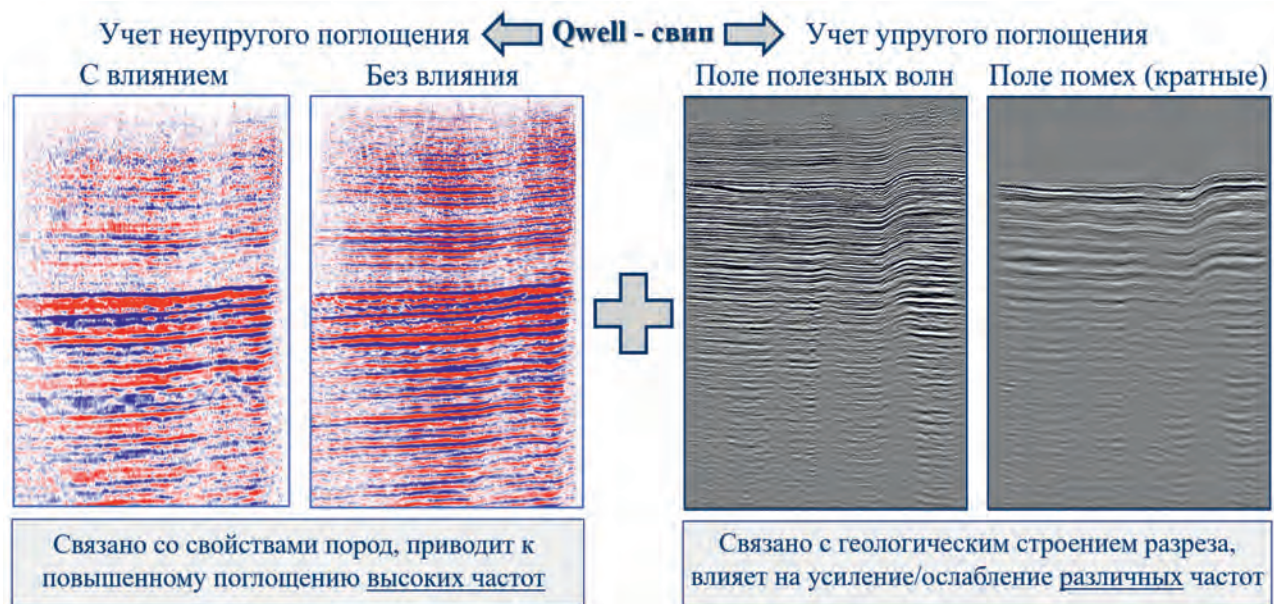
Аннотация: В статье рассмотрены достижения в области производственных сейсморазведочных работ 2D, выполненных с учетом геологических условий посредством адаптации высокочастотного свип-сигнала под интересующий диапазон глубин на основе анализа сейсмических данных. Впервые была применена запатентованная технология, уменьшающая влияние гармонических искажений и побочных максимумов корреляционной функции при работе с нелинейными свип-сигналами, что позволило снизить уровень соответствующих помех примерно на треть. Важно отметить, что данные результаты были достигнуты без привлечения дополнительных ресурсов и без снижения производительности труда, в то же время у обработанных данных на этапе деконволюции проявляется значительный прирост высокочастотной компоненты в целевых интервалах при одновременном сохранении высокого качества низкочастотной информации. Данный факт выгодно отличает полученные материалы от результатов применения традиционного линейного свип-сигнала и подтверждает перспективность более широкого применения современных вибрационных технологий при проведении полевых сейсморазведочных работ.

Введение

На территории исследуемого участка в Республике Калмыкия поверхностные условия и геологическое строение разреза способствовали эффективному использованию наземных вибрационных источников сейсмических колебаний. При относительно неглубоком залегании перспективных горизонтов (до 2 с) это позволило получить данные с соотношением амплитуд сигнал/шум более 25 у.е. Вместе с тем, центральная частота отраженных волн, используемая как критерий качества, не превышала 40 Гц, несмотря на широкую полосу частот линейного свип-сигнала от 3 до 140 Гц. В подобных условиях высокую эффективность демонстрирует технология, учитывающая частотно-зависимое (неупругое) поглощение непосредственно на этапе формирования свип-сигнала, что позво-

ляет повысить разрешающую способность записи за счет перераспределения избыточной энергии низких частот в область быстро затухающих высоких [Адиев, Коротков, 2023; Korotkov, Zhukov, 2020].

В данном регионе значительное влияние на частотный состав сейсмической записи также оказывает упругое рассеяние на акустически контрастных слоях, обусловленное образованием интенсивных внутренних кратных переотражений, интерферирующих с сигналом проходящей волны и изменяющих его амплитудный спектр (часть частот усиливается, часть ослабляется). Единственным на данный момент времени способом учета данного эффекта непосредственно в ходе производственных работ является анализ изменений, связанных с упругим рассеиванием,



▲ Рис. 1. Учитываемые параметры среды в свип-сигнале Qwell.

выявляемых в сигнале по данным вертикального сейсмического профилирования (ВСП) [Жуков и др., 2023] или наземной сейсморазведки, с последующей компенсации искажающего влияния в амплитудном и фазовом спектре свип-сигнала.

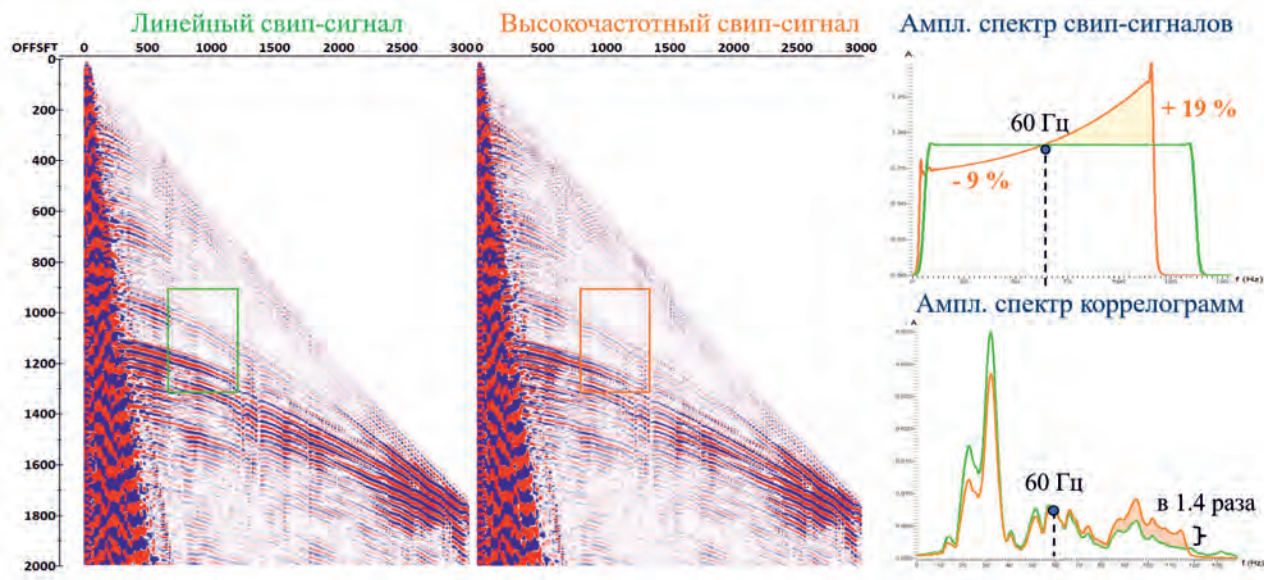
Подбор оптимальных параметров компенсации неупругого поглощения

При использовании стандартного линейного свип-сигнала с шириной спектра от 3 до 140 Гц, на частотах выше 120 Гц не наблюдалось существенного количества полезной информации на полевых коррелограммах, поэтому верхняя граница частот перебираемых нелинейных свип-сигналов была ограничена этим значением. Степень компенсации последующего поглощения высоких частот в свип-сигнале выбиралась на основе оценки общей энергии отражений и визуального анализа полевых сейсмограмм на наличие осей синфазности отражений выделяющихся на фоне помех после применения частотных фильтров. Был выбран умеренный режим балансирования: энергия низких и средних частот (до 60 Гц) была снижена

всего на 9%, при росте общей энергии высоких частот (от 60 до 120 Гц) на 19%. Такой подход позволил минимизировать риски потери полезной информации на низких частотах, одновременно обеспечив значительный рост вплоть до 1.4 раза амплитуды высокочастотных компонент отражений (рис. 2). Для достижения аналогичного эффекта с линейным свип-сигналом длительность последнего пришлось бы увеличить до 34 секунд вместо принятых в производстве 24 секунд, что снизило бы производительность работ примерно на треть с учетом 6-секундного времени прослушивания.

Подбор параметров компенсации неупругого поглощения

Для оценки и учета неупругого поглощения исследовались полевые сейсмограммы наземной сейсморазведки в окнах целевых горизонтов на наличие частотных интервалов с просадкой амплитуды, не согласующихся с теорией частотно-зависимого поглощения. Так как в пределах исследуемой площади отсутствуют качественные данные ВСП, такой подход дал более точную оценку влияния геологического строения среды



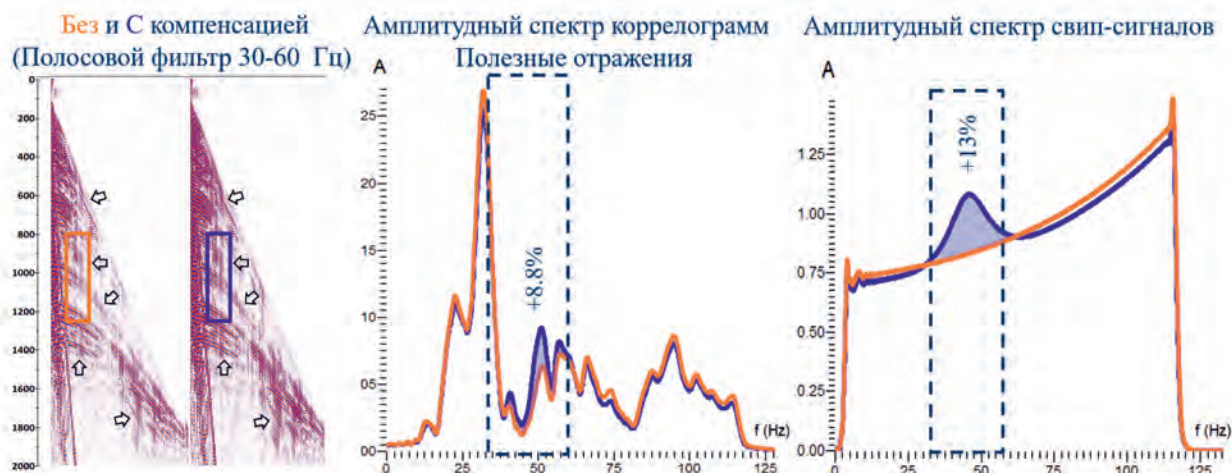
▲ Рис. 2. Усиление высокочастотной части спектра наблюдаемой записи.

и поверхностных условий на частотный состав записи. Для этих целей скважинные оценки влияние рассматривают в основном поле падающих волн в определенном интервале глубин, а сигнал при наземных сейсморазведочных работах испытывает влияние всей толщи дважды: при распространении до интересующего горизонта и после отражения по пути до земной поверхности. При исследованиях ВСП прибор прижат к стенкам скважины и имеет совершенно иные условия приема (в том числе зависящие от наличия и качества цементирования) нежели геофон при поверхностных исследованиях. Возникают помехи, связанные с резонансными колебаниями

прибора на контакте с исследуемой средой [Шехтман, 2021]. Перечисленные факторы негативно влияют на точность дальнейшей компенсации искажающих факторов в сигнале.

Для проверки эффективности компенсации неупругого поглощения был протестирован ранее выбранный нелинейный высокочастотный свип-сигнал с небольшими изменениями — увеличенным уровнем энергии (+13%) в диапазоне частот от 30 до 60 Гц (рис. 3), в котором амплитуда полезных отражений значительно ослабевает (рис.2). Общий прирост энергии отражений в данном частотном интервале составил около 9 %, при этом на отдельных частотах амплитуда

▼ Рис. 3. Компенсация провалов в амплитудном спектре сейсмической записи.



отражений повысилась на треть. Полностью компенсировать провал в спектре не удалось, что, вероятно, связано с увеличением энергии и влияния кратных волн, пропорционально росту энергии полезной волны. Тем не менее стремление к более прямоугольной форме амплитудного спектра отклика оправдано, поскольку это положительно отражается на качестве последующей обработки и интерпретации: при неравномерном спектре отдельные частоты оказываются подавлены или, наоборот, усилены, что приводит к искажению формы волны и смазанности границ слоёв. В ходе AVO-анализа нерегулярный спектр может стать причиной ошибок и ложных аномалий. Это также влияет на качество инверсии, фильтрации, атрибутивного анализа и ряда других процедур.

При компенсации неупругого воздействия среды, для выравнивания формы спектра, нецелесообразно снижать энергию свип-сигнала в диапазонах частот, где наблюдается аномально высокое значение амплитуды полезных отражений (например, в диапазоне 80–100 Гц на рис. 3), поскольку такое увеличение обусловлено наложением волн помех на полезный сигнал. При последующей обработке эти помехи будут удалены из волнового поля, и искусственное превышение амплитуд исчезнет. Поэтому, если изначально при генерации свип-сигнала уменьшить уровень энергии в этом частотном диапазоне, в данных может возникнуть провал амплитуд. С такой проблемой можно столкнуться при использовании свип-сигналов, полученных непосредственно из обратных фильтров амплитудных спектров полезных отражений. В нашем случае перераспределение энергии спектра было выполнено осознанно и направлено на компенсацию наиболее

выраженного и устойчивого по площади провала амплитуд в частотной области.

Комбинирование нескольких частотно-модулированных свип-сигналов

При компрессии длительного отклика свип-сигнала в узкий импульс за счет применения операции корреляции к полевым виброграммам, на коррелограмме также возникают побочные максимумы – корреляционные шумы, поведение и амплитуда которых зависит от параметров свип-сигнала [Жуков, Колесов др., 2011]. Для стандартного линейного свип-сигнала это ширина спектра ΔF и средняя частота F_{cp} , изменяя эти значения для двух и более сигналов возможно подобрать такую ситуацию, когда их корреляционные шумы будут ослаблять друг друга при сложении. Это явление легло в основу использования комбинированных сигналов для уменьшения корреляционных шумов ЛЧМ-сигналов [Edelmann, 1982]. Однако, в производственном режиме мы не можем позволить себе значительно изменять ширину частотного диапазона со стороны низких частот, одно только изменение начальной частоты на 6 Гц для свип-сигнала с частотой от 2 до 128 Гц, уменьшает октавность с 6 до 4 единиц, что влечет уменьшение динамического разрешения записи на 33 %.

При отходе от линейной формы частотной развертки амплитудный спектр сигнала становится неравномерным. Это приводит к увеличению побочных максимумов автокорреляционной функции, что заметно усиливает корреляционные шумы. Также существенно возрастает уровень нелинейных искажений в случае перераспределения энергии в сторону низких частот, это связано с тем, что даже самые современные вибрационные источники имеют конструктивные огра-

ничения и сложности при их генерации. Таким образом на поведение корреляционных шумов дополнительно начинают влиять параметры нелинейности, значения которых также отвечают за распределение по времени нелинейных искажения [Ягудин и др., 2022]. Этот факт позволяет суммировать нелинейные и корреляционные помехи коррелограмм полученных различными подобранными свип-сигналами деструктивно. Данный подход заложен в запатентованной методике, в которой предлагается уменьшать уровень корреляционных шумов и нелинейных искажений, увеличивающихся при отходе от прямоугольного амплитудного спектра сигнала за счет генерации и суммирования коррелограмм, полученных от нескольких свип-сигналов, отличающихся параметрами частотной развертки. Последовательность процедур является следующей:

1. Выбирается желаемая форма амплитудного спектра.

2. На его основе строятся два и более сигналов, каждый из которых имеет индивидуальную скорость нарастания частоты от времени и частотный интервал этого нарастания. Суммарный нормированный амплитудный спектр таких сигналов должен быть равным спектру

изначального свип-сигнала.

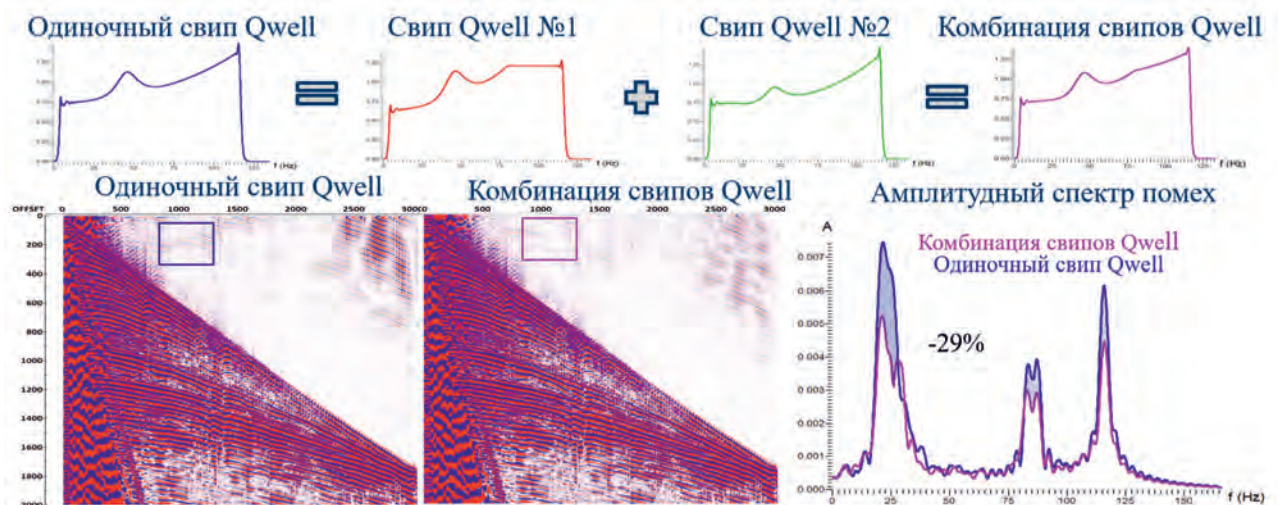
3. В случае работы с накоплениями, новые сигналы чередуются на одном пункте возбуждения. При работе высокопроизводительными методиками, чередование происходит от одного физического наблюдения к другому.

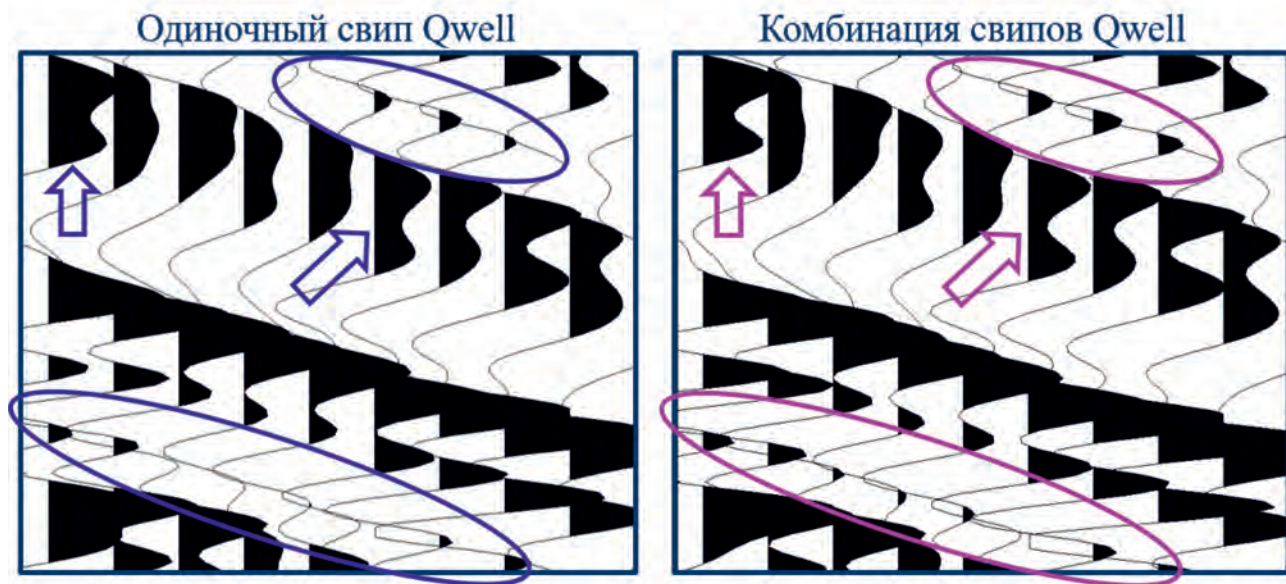
4. Зарегистрированные виброграммы коррелируются с теми свип-сигналами, на основе которых они были получены.

5. В случае работы с накоплениями суммирование коррелограмм для подавления помех происходит для одного общего пункта возбуждения. При работе высокопроизводительными методиками подавление происходит при суммировании трасс общей глубинной точки.

На исследуемой площади работы проводились по методике flip-floor двумя группами вибрационных источников с количеством накоплений 2 или 4, в зависимости от погодных условий. Благодаря использованию комбинации нелинейных свип-сигналов удалось снизить уровень помех, связанных с нелинейными искажениями и корреляционными шумами, на 29 % (рис.4). Это способствовало улучшению динамического разрешения записи (рис.5), и привело к росту соотношения амплитуд полез-

▼ Рис. 4. Эффект от комбинирования нескольких нелинейных свип-сигналов.





▲ Рис. 5. Повышение динамического разрешения полезных отражений.

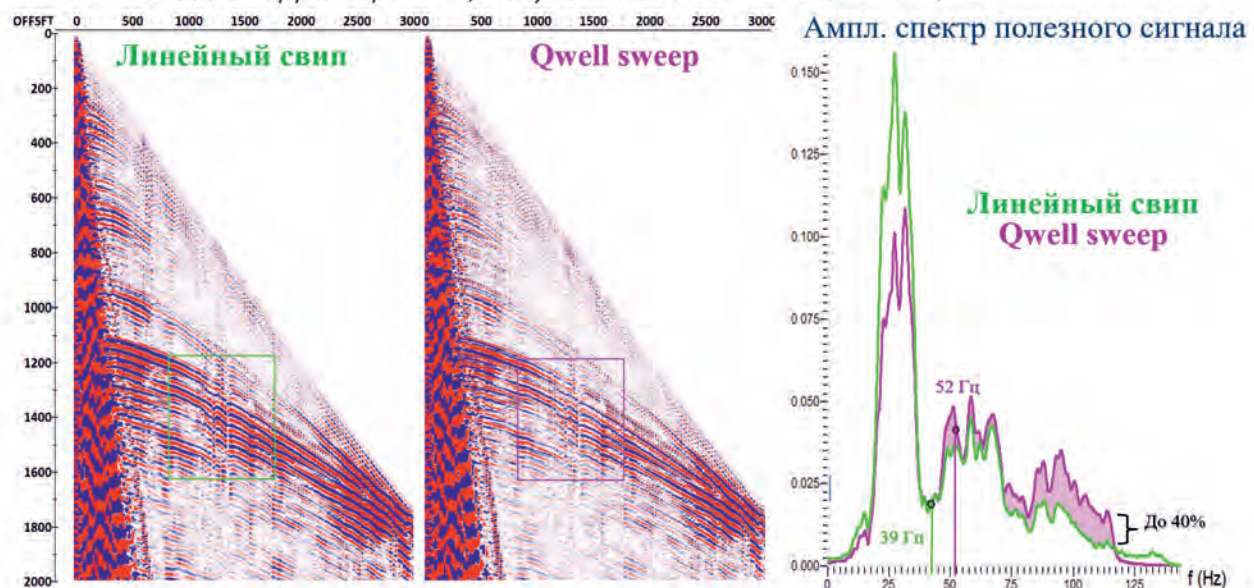
ных отражений к помехе в окнах, принятых в производстве, с 24 у.е. до 29 у.е.

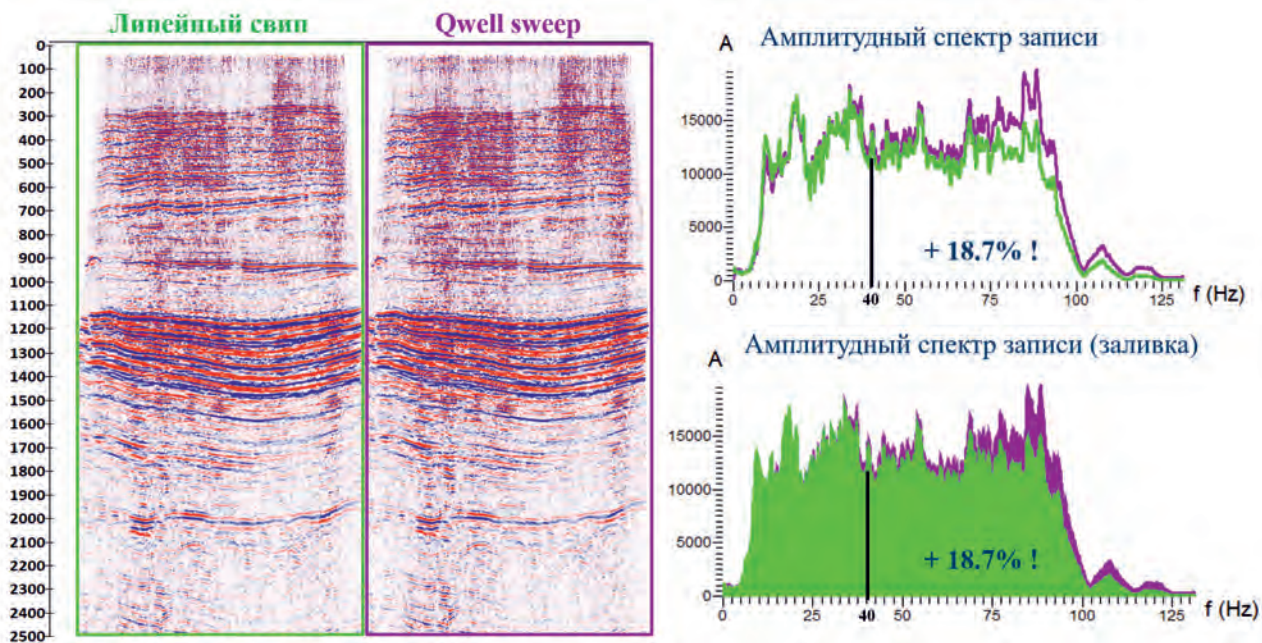
В финальном итоге, за счет применения перечисленных технологий, объединённых названием Qwell sweep, были получены сейсмограммы со всеми преимуществами, описанными ранее, в том числе с ростом центральной частоты полезных отражений целевых горизонтов с 39 Гц до 52 Гц (рост в 1.33 раза, рис.6). Незначительное уменьшение общей энергии отражений на 7%, в сравнении с использованием стандартного линейного свип-сигнала связано с

перераспределением энергии в сторону значительно более поглощающихся высоких частот и как будет показано далее не несет негативных последствий.

Малое снижение энергии низких частот (в данном примере на 10 %) не оказывает влияния на качество получаемого полевого материала, если исходные значения соотношения амплитуды полезного сигнала к помехам в окнах были достаточно высокими, как минимум превышали помехи в несколько раз, а в нашем случае составляли несколько десятков единиц. Низкие частоты тради-

▼ Рис. 6. Полевые коррелограммы, полученные со свип-сигналами Qwell.





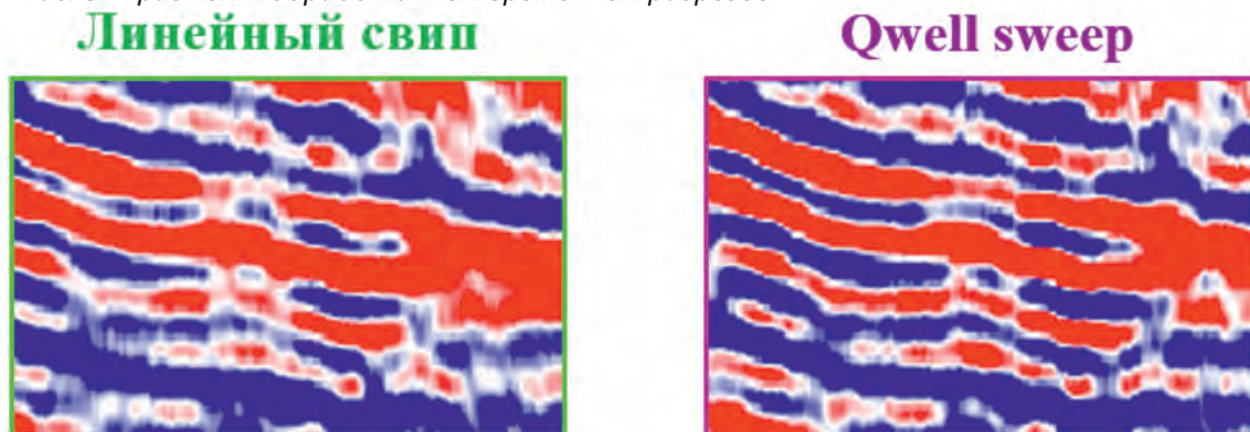
▲ Рис. 7. Сравнение результата обработки различных входных данных.

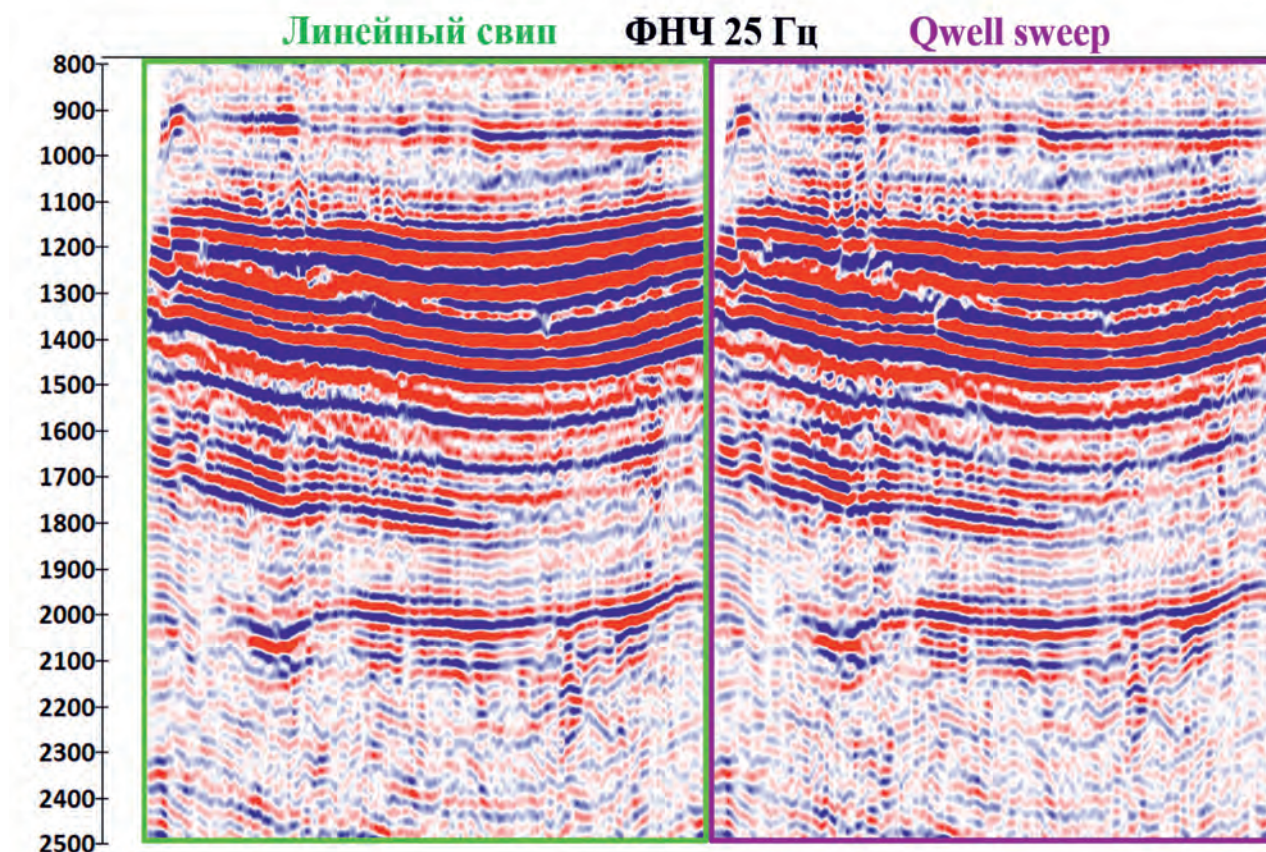
ционно доминируют в спектре записи и обладают высокой устойчивостью к помехам; незначительное снижение их амплитуды, вызванное частичным перераспределением спектра в сторону высоких частот, не ухудшает возможность выделения полезного сигнала на фоне случайных помех, что было подтверждено входе детальной обработки данных. Анализ временных разрезов, полученных с использованием как линейного свип-сигнала, так и сигналов Qwell (рис. 7), показывает, что после этапа деконволюции амплитуды полезных низких частот остаются сопостави-

мыми, обеспечивая одинаковую волновую картину низкочастотной компоненты даже для глубоко залегающих горизонтов (рис. 9).

В свою очередь высокие частоты, испытывающие значительное поглощение средой, при увеличении их энергии значительно лучше выделяются на фоне помех. Что привело к росту их амплитуды на 18.7 % на финальных разрезах после этапов шумоподавления и деконволюции. В интервале целевых меловых отложений (1.1 – 1.7 с) разрешающая способность записи повысилась на 14 %, что положительно сказалось на качестве

▼ Рис. 8. Фрагмент обработанных временных разрезов.





▲ Рис. 9. Сравнение низкочастотной компоненты волновых полей.

прослеживания фаз и позволило более эффективно выявлять маломасштабные неоднородности разреза (рис. 8). Таким образом, на данной площади без потери информативности низких частот удалось существенно повысить временное разрешение и детальность записей, Полученный опыт позволяет рассчитывать на еще большую эффективность аналогичных работ в дальнейшем.

Выводы

Многие недропользователи до сих пор традиционно выбирают линейную форму свип-сигнала, поскольку она пригодна для применения при различных поверхностных и геологических условиях, что с минимальными рисками гарантирует приемлемый результат. Однако с усложнением решаемых геологических задач и ограниченными возможностями инвестирования в геолого-

разведочные работы стало необходимым рационально и оптимально использовать имеющиеся технические средства. Современным методом повышения качества и эффективности сейсморазведочных работ является применение нескольких частотно-модулированных свип-сигналов с учетом упругого и неупругого поглощения среды. Эффективность этого подхода подтверждена сравнением итоговых материалов после детальной обработки. Грамотное применение новых инструментов при соответствующих геологических условиях позволяет снизить уровень корреляционных и нелинейных искажений, повысить разрешение сейсмических записей без потери информативности низких частот. Важно отметить, что преимущества данного метода реализуются без дополнительных финансовых и временных затрат на этапе производства.

Литература

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

Адиев Т.Р., Шулыкин Д.А. Вибросейсмическая полевая методика одновременного применения нескольких оптимизированных под геологию нелинейных свип-сигналов. Свип-сигнал Qwell // Приборы и системы разведочной геофизики. 2024. № 2 (81). С. 63-70.

Жуков А.П., Колесов С.В., Шехтман Г.А., Шнеерсон М.Б. Сейсморазведка с вибрационными источниками. — Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2011. — 412 с.

Жуков А.П., Коротков И.П., Некрасов И.А. Вибросейсморазведка с полностью управляемыми сигналами, формируемыми на основе данных ВСП // В сборнике: Труды VI Международной геолого-геофизической конференции «ГеоЕвразия-2023. Геологоразведочные технологии: наука и бизнес». Тверь, 2023. С. 97-101

Шехтман Г.А. Приповерхностные механические резонансы в разведочной геофизике // Приборы и системы разведочной геофизики. 2021. № 3 (70). С. 34-42.

Ягудин И.Р., Гафаров Р.М., Сираев И.А., Ахтямов Р.А. Влияние нелинейных искажений на качество полевых данных в вибрационной сейсморазведке // В сборнике: Геология и геофизика - 2022: наука, производство, инновации. Материалы II Международной научно-практической конференции. Тверь, 2022. С. 46-50.

Edelmann H. A. K., Werner H., 1982,

Combined sweep signals for correlation noise suppression // Geophysical Prospecting, 30, 6, 786-812.

Korotkov I., Zhukov A. Inverse Q sweep signal for broadband vibroseis acquisition // В сборнике: SEG Technical Program Expanded Abstracts. 90. Сер. "SEG Technical Program Expanded Abstracts 2020" 2020. С. 116-120.

Современный комплекс оборудования и программного обеспечения для проведения работ методом магнитотеллурического зондирования

■ Богомолов Н.Ю.^{1,2}, Скрыбин А.С.^{1,2}, Самсонов М.Б.¹

¹ – ООО «Вега», г. Санкт-Петербург.

² – СПбФ «ИЗМИРАН», г. Санкт-Петербург.

Аннотация. В данной статье рассматривается современный комплекс аппаратуры и программного обеспечения для проведения работ методами магнитотеллурического и аудиоманнитотеллурического зондирования при поиске различных полезных ископаемых. Обсуждаются требования к аппаратной части комплекса при проведении работ, а также особенности эксплуатации измерительной части оборудования.

Введение

Магнитотеллурическое зондирование (МТЗ) – метод электроразведки, имеющий ряд преимуществ перед другими электроразведочными методами, и эффективно применяющийся в комплексе с сейсмическими и несейсмическими геофизическими методами. Различные вариации методики МТЗ позволяют решать задачи по поиску как твёрдых полезных ископаемых, так и углеводородов. При поиске углеводородов МТЗ эффективно уточняет сейсмическую скоростную модель при решении структурных задач.

Компания ВЕГА уже более двух десятилетий занимается производством и эксплуатацией аппаратуры для проведения работ методом МТЗ. Владение технологией производства и обслуживания геофизической аппаратуры является серьезным преимуществом в эффективности выполнения геофизических работ: имеется возможность проводить ремонт и техобслуживание аппаратуры без посредников; прямой контакт разработчиков аппаратуры с полевыми сотрудниками и обработчиками позволяет своевременно и оперативно вносить усовершенствования в аппаратуру. На данный момент, компания имеет большой парк

аппаратуры, в том числе собственного производства, для решения широкого спектра задач всеми несейсмическими методами исследования Земной коры.

Особенности метода МТЗ

Магнитотеллурическое зондирование (МТЗ) – это разновидность индукционного частотного электрического зондирования, где в качестве источника сигнала используются естественные вариации магнитного поля Земли [4]. В этом магнитном поле содержатся колебания различной частоты, по закону электромагнитной индукции создающие вихревые электрические поля, в свою очередь порождающие в проводящей толще электрический ток, имеющий своё магнитное поле. За счёт явления скин-эффекта высокочастотные вариации поля Земли затухают на меньшей глубине, чем низкочастотные вариации, имеющие большую глубину распространения. Таким образом с понижением частоты повышается вклад более глубоких частей разреза.

Главное преимущество МТЗ – использование в качестве зондирующего агента естественного высокоинтенсивного поля, обеспечивающего высокую глубину исследования без необходимости

применять высокомо мощные генераторные установки.

При проведении МТЗ производится запись двух горизонтальных ортогональных компонент электрического поля – E_x и E_y , и двух горизонтальных ортогональных компонент магнитного поля – H_x и H_y , также опционально в методику включается измерение вертикальной магнитной компоненты H_z .

Численность одного отряда при выполнении работ методом МТЗ составляет 2-3 человека.

Спецификой обработки данных, полученных при МТЗ, является вычисление передаточных функций – величин, получаемых из отношения разных измеренных компонент электрического и магнитного поля в точке измерения.

Метод МТЗ подразделяется на подвиды по частотному диапазону и глубине зондирования:

- Аудиомагнитотеллурическое зондирование (АМТЗ): высокочастотный вариант выполнения методики (частотный диапазон от 1 Гц до нескольких десятков кГц). Применим в задачах с целевыми глубинами исследования от первых десятков метров до 1 км. Время измерения одной физической точки составляет 20-40 минут. Типовая производительность одного отряда данным методом – 15 физических точек в сутки при шаге по профилю 100 метров.

- Магнитотеллурическое зондирование (МТЗ): охватывает диапазон частот от 0.001 Гц до нескольких тысяч Гц. Применим для решения широкого спектра задач, охватывает глубины первых километров до нескольких десятков километров. Время измерения одной физической точки составляет 14-20 часов. Типовая производительность одного отряда данным методом зависит от количества станций на один отряд, и составляет в

среднем 5 физических точек в сутки при шаге по профилю 1 км при наличии в отряде пяти комплектов аппаратуры.

- Глубинное магнитотеллурическое зондирование (ГМТЗ) – применим для изучения нижних слоев коры и верхней мантии. Частотный диапазон зондирования от 0.0002 Гц до нескольких десятков Гц. Глубинность исчисляется десятками километров. Время измерения одной физической точки составляет минимум 36 часов. Шаг по профилю данным методом, как правило, составляет 5 км.

Метод АМТЗ подразумевает малую глубинность исследования и большую разрешающую способность. Компактность и малый вес аппаратуры и высокая ежедневная производительность делают метод оптимальным для решения задач по поиску твердых полезных ископаемых. Метод эффективно комбинируется с другими малоглубинными геофизическими методами - электроразведкой методом ВЭЗ и ВП, магнитометрией и гравиметрией [2].

МТЗ и ГМТЗ - глубинные методы, используемые для изучения строения земной коры и верхней мантии, региональных литологических и тектонических особенностей, а также для решения задач по поиску и картированию залежей углеводородов.

При решении задач по поиску углеводородов МТЗ часто применяется в комплексе с сейсморазведкой. По результатам работ методом МТЗ создаются карты зон, перспективных на наличие коллекторов и флюидоупоров согласно полученным данным об электрических свойствах среды. Используя эти карты, можно выделить зоны для постановки более детальных работ и охарактеризовать по степени перспективности все выявленные сейсморазведочные объекты [6].

Измерительная аппаратура МТЗ

Для выполнения работ методом МТЗ применяется магнитотеллурическая (МТ) станция. В её состав входят:

- о Блок сбора данных (логгер) – центральный элемент станции. В состав логгера входят:

- 5-канальный АЦП для оцифровки сигналов компонент электрического и магнитного полей E_x , E_y , H_x , H_y и H_z ;
- Встроенная память - твердотельный или флеш-накопитель для записи оцифрованных сигналов;
- GNSS-система для синхронизации со спутником абсолютных времени, даты и местоположения станции в точке записи;
- Интерфейс для связи с внешними устройствами – Ethernet или Wi-Fi. Может отсутствовать при наличии съемного флеш-накопителя в качестве встроенной памяти;

- о Магнитные датчики, 2-3 шт. (в зависимости от необходимости измерения H_z компоненты) – прецизионные индукционные измерители вариаций магнитного поля;

- о Элемент питания – аккумулятор подходящей емкости для конкретного метода съемки;

- о Неполяризующиеся электроды, 5 шт. – заземляемые в грунт электроды на концах MN-линии, измеряющей компоненту электрического поля, ещё один электрод – для центрального заземления;

- о Соединительные провода и кабели – медные провода 4 шт. длиной от 25 м (в зависимости от методики проведения работ) для электрических линий; специальные кабели 2-3 шт. для соединения магнитных датчиков с логгером;

- о Кабель питания станции.

Из особенностей методики МТЗ

напрямую следуют особые требования к МТ-аппаратуре.

- Высокая чувствительность измерительных датчиков. Метод МТЗ предполагает измерение вариаций магнитного поля величины менее единиц нТл, сигнал такой величин должен быть чётко зафиксирован.

- Низкий уровень собственных шумов. Требование вытекает из малых величин измеряемых вариаций естественного поля. Уровень собственных шумов входных каналов определяется минимальным уровнем, который возможно зарегистрировать аппаратурой.

- Высокая энергоэффективность. При работах методом МТЗ или ГМТЗ аппаратура должна функционировать бесперебойно на протяжении более 12 часов. Уровень потребления электроэнергии должен обеспечивать возможность работы аппаратуры без использования специализированных дорогостоящих энергонакопителей.

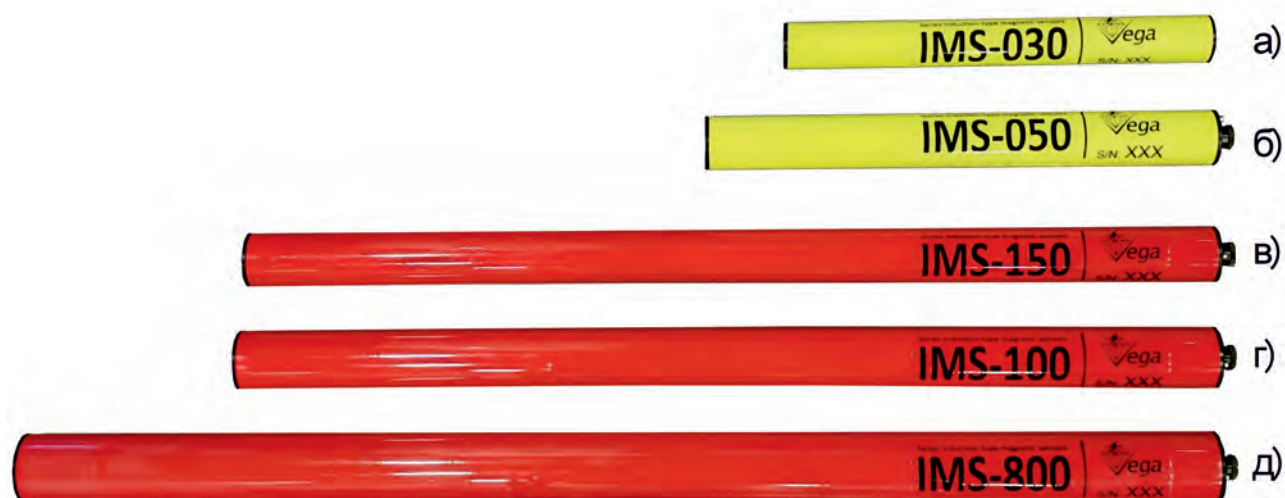
- Достаточная ёмкость внутреннего накопителя памяти.

- При работах методом МТЗ или ГМТЗ характеристики аппаратуры не должны подвергаться искажению под действием суточного изменения погодных условий.

- Стойкость к сложным природным условиям и надежность аппаратуры. Работы методами МТЗ предполагают эксплуатацию аппаратуры в экстремальных природных условиях в течение долгого периода времени. Требуется минимизация необходимого техобслуживания на протяжении полевых работ.

Магнитотеллурическая станция компании ВЕГА

Компания «ВЕГА» обладает собственным парком необходимой аппаратуры для проведения геофизических работ методом МТЗ.



▲ Рис. 1. Линейка датчиков VEGA IMS: а) VEGA IMS-030, б) VEGA IMS-050, в) VEGA IMS-150, г) VEGA IMS-100, д) VEGA IMS-800.

Прецизионные индукционные магнитные датчики являются одним из самых сложных технологических элементов магнитотеллурической станции. Разработкой собственной линейки датчиков серии “IMS” специалисты компании занимаются в течение последних двадцати лет. Была проведена работа по минимизации тепловых шумов и шумов микросхем, технологические усовершенствования в конструкции датчиков позволили расширить диапазон измеряемых частот [3]. В данный момент в линейке датчиков IMS представлены несколько моделей, предназначенных для выполнения различных геофизических задач (Рис. 1).

- IMS-030 - сверхкомпактный и легкий датчик для высокопроизводительных работ методом АМТЗ. Частотный диапазон 1-50000 Гц.

- IMS-050 – компактный высокочастотный датчик с частотным диапазоном 0,1-20000 Гц и собственными среднеквадратичными шумами 10^{-6} нТл/ $\sqrt{\text{Гц}}$ на 1000 Гц. Предназначен для работ методом АМТЗ.

- IMS-100 – низкочастотный датчик с частотным диапазоном 0,0001-6000 Гц и собственными среднеквадратичными шумами 10^{-4} нТл/ $\sqrt{\text{Гц}}$ на 1 Гц. Предназначен для работ методами МТЗ и ГМТЗ.

- IMS-150 – широкополосный датчик с частотным диапазоном 0,0001-10000 Гц и собственными среднеквадратичными шумами 10^{-4} нТл/ $\sqrt{\text{Гц}}$ на 1 Гц. Предназначен для работ методами АМТЗ, МТЗ и ГМТЗ.

- IMS-800 – низкочастотный датчик с частотным диапазоном 0,00002-5000 Гц и собственными среднеквадратичными шумами 10^{-4} нТл/ $\sqrt{\text{Гц}}$ на 1 Гц. Предназначен для работ методами МТЗ и ГМТЗ.

Датчиками серии IMS работают геофизические компании в России и за рубежом, в таких компаниях как «Сигма-Гео», «Северо-Запад», ИРНТУ, РНГ, Sichuan Tuochuang Detection technology CO. и др. Эти датчики совместимы с магнитотеллурической аппаратурой других производителей. Также низкочастотные модели датчиков применяются не только в магнитотеллурике, но и при мониторинге электромагнитного поля.

Последней версией логгера собственного производства, входящего в парк компании ВЕГА, является логгер VMT (Рис. 2).

Логгер станции построен на основе оцифровочного устройства EDR-209, производства английской компании EarthData. Логгер обладает 5 входными



▲ Рис. 2. Внешний вид Блока Сбора Данных VMT.

каналами записи: 3 канала для магнитных датчиков, 2 канала для регистрации электрического сигнала (MN-линии). АЦП логгера обладает максимальной частотой дискретизацией 3000 Гц. Управление логгером осуществляется через web-интерфейс, подключение осуществляется по сети Wi-Fi через ПК или смартфон. Станция обладает отсоединяемой GNSS-антенной для синхронизации времени и местоположения по спутникам GPS, ГЛОНАСС и др. Логгер предназначен для проведения измерений методами МТЗ и ГМТЗ.

VMT является модификацией предыдущей разработки компании - станции VMTU-10 [5]. Была проделана большая работа по уменьшению собственных шумов входных каскадов станции, изменен форм-фактор корпуса логгера с целью улучшения эргономики и удобства пользования, уменьшены вес и размеры корпуса, а также улучшена надежность внутренней сборки и компоновки элементов системы; добавлен встроенный Wi-Fi модуль.

Ещё одним элементом, необходимым для проведения работ методом МТЗ, являются неполяризуемые электроды (Рис. 3). Компанией «ВЕГА» разработаны,

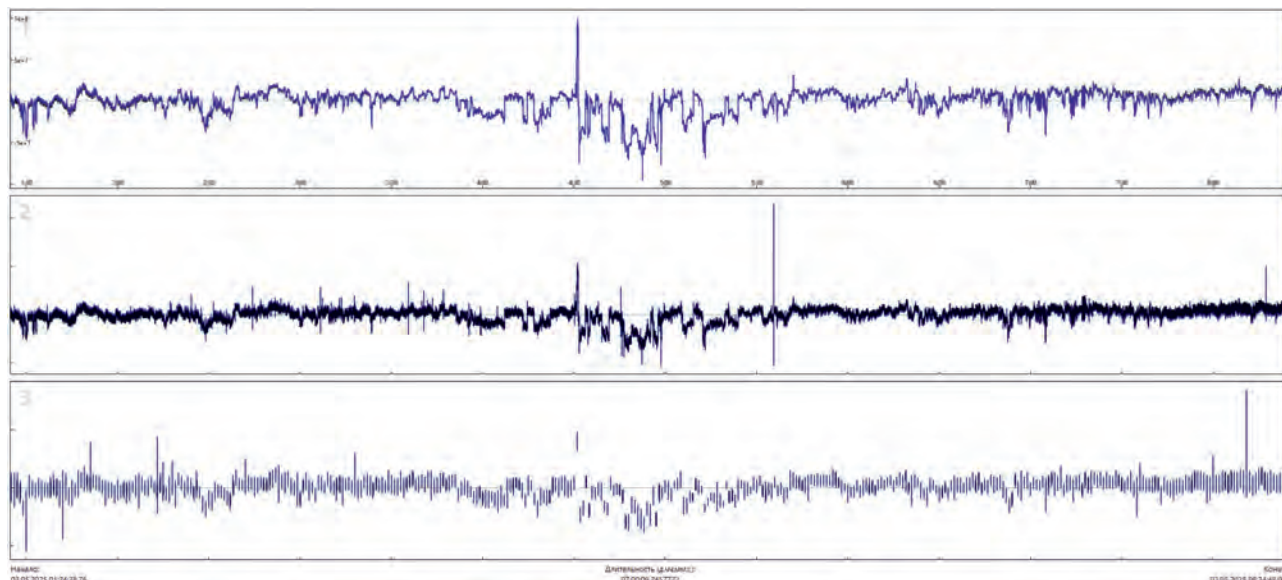
испытаны и введены в серийное производство и эксплуатацию неполяризуемые хлор-свинцовые электроды VNP, состоящие из свинцовой пластины, зацементированного хлор-свинцового наполнителя и высокопрочного корпуса. Эти электроды обладают близким к нулю суточным дрейфом и минимальным собственным шумом. Длительная запись разности потенциалов на заземленной электродами VNP приемной линии выходит чистой и неискаженной. Результаты опытно-методических работ показали, что качество зарегистрированного сигнала электродов VNP эквивалентно наиболее распространенным сегодня в МТЗ графитовым одноразовым электродам (Рис. 4).

Программное обеспечение компании ВЕГА

В качестве ПО для контроля качества, полевой и камеральной обработки данных МТЗ в компании был разработан комплекс специализированного про-



▲ Рис. 3. Внешний вид неполяризующегося электрода VNP.



▲ Рис. 4. Сопоставление временных рядов электрического сигнала на 7-часовом участке на частотах дискретизации регистратора: 15 Гц (сверху), 150 Гц (посередине) и 2400 Гц (снизу) (синий – электрод VNP, чёрный – графитовый электрод).

граммного обеспечения (ПО), который входит в состав магнитотеллурического комплекса.

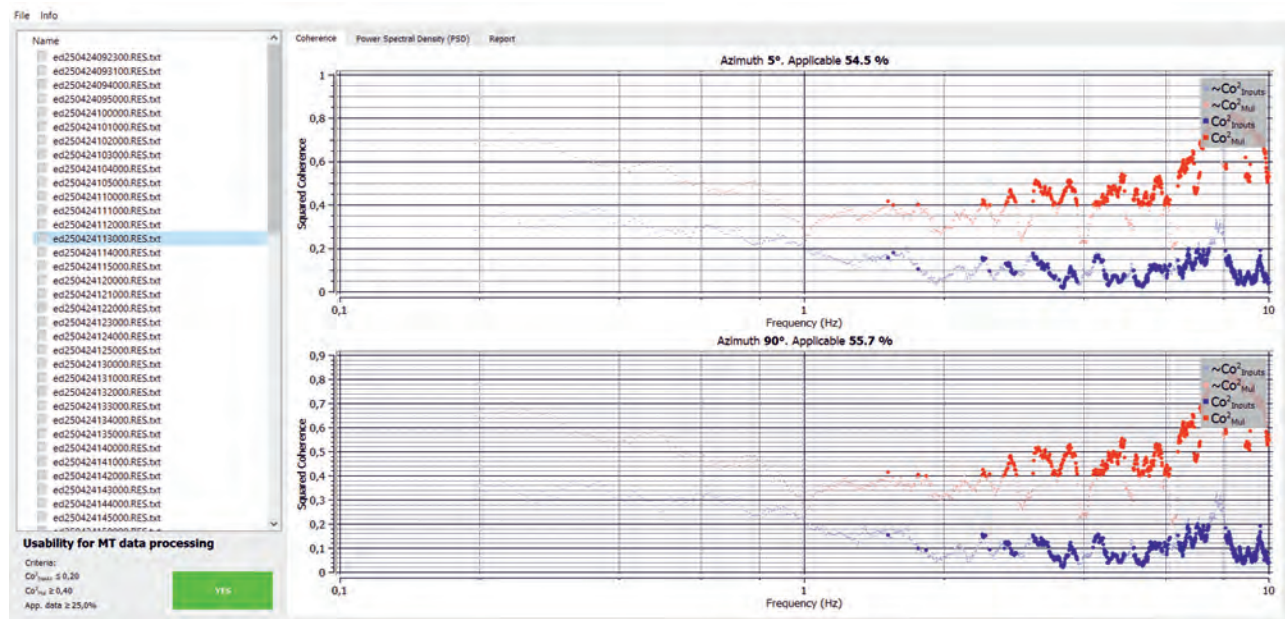
ПО комплекса состоит из пакета программ:

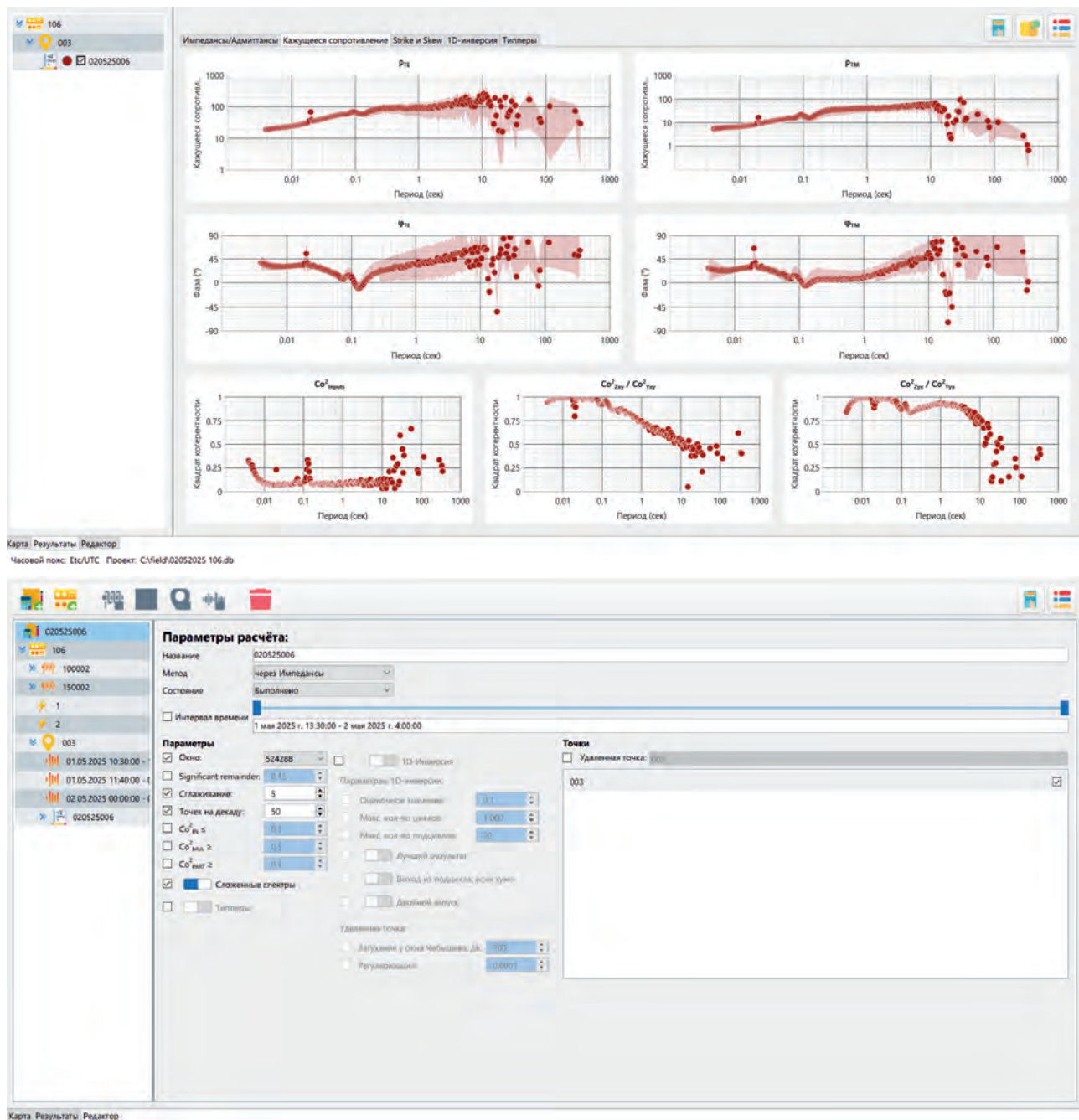
- QMT. Предназначена для оперативной оценки качества (достаточности для последующей камеральной обработки) цифровых данных в полевых условиях, полученных с помощью МТ-АМТ станции VMT. Итогом работы является заключение (да/нет), которое носит рекоменда-

тельный характер для оператора. Для формирования заключения используются критерии когерентности для анализа связей между компонентами электромагнитного поля для метода магнитотеллурического зондирования.

- QMTview. Предназначена для визуального контроля результатов оценки качества полевого материала. Позволяет визуально оценить временные ряды, амплитуду спектральных составляющих сигналов и распределение коэффициен-

▼ Рис. 5. Окно программы QMTView.





▲ Рис. 6. Окно программы MTPro.

тов когерентностей по их спектру (Рис. 5).

- MTPro. Программа предназначена для повышения производительности труда при проведении полевых электроразведочных работ методами МТЗ и магнитовариационного профилирования (далее – МВП) путем оперативной обработки полевого материала, полученного МТ-АМТ станциями VMTU-10 и VMT (ООО «Вега», г. Санкт-Петербург), непосредственно на месте проведения измерений и получения кривых МТЗ и МВП, а также

экспресс оценки одномерной модели геоэлектрического разреза сразу после окончания работ. Программа MTPro позволяет визуально оценить временные ряды, амплитуду спектральных составляющих сигналов и распределение коэффициентов когерентностей по их спектру. Итогом работы программы является определение передаточных функций (импедансов и адмиттансов), параметра асимметрии Свифта Skew и направления Strike, индукционных векторов C_u и C_v , а

также одномерных моделей в направлении падения и простираения структуры (Рис. 6).

Контроль характеристик магнитных индукционных датчиков

Гарантией получения достоверных данных при проведении работ методом МТЗ является своевременная актуализация характеристик магнитных индукционных датчиков [1]. Данная актуализация сводится к так называемым калибровкам – снятию амплитудно-частотной и фазо-частотной характеристик датчика (АЧХ и ФЧХ) во всём рабочем диапазоне частот конкретной модели.

Согласно общепринятой методике, калибровка датчиков должна проводиться до начала и после окончания полевого сезона, и с определенной установленной производителем и техническим заданием периодичностью в течение сезона, в случае его длительной продолжительности.

Общепринятой методикой калибровки датчиков в данный момент является применение внутренней системы калибровочных обмоток датчика. Суть данной методики калибровки – подача сигнала на специальные калибровочные обмотки типа «соленоид», входящие в конструкцию всех современных МТЗ-датчиков, на всем диапазоне чувствительности датчика. Сигнал подаётся с внешнего генератора, встроенного в логгер МТ-станции (или другого устройства). Построение АЧХ и ФЧХ осуществляется путем соотнесения

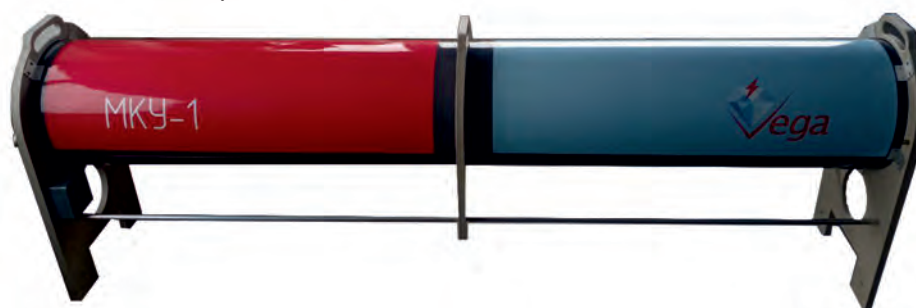
входного сигнала – сигнала с генератора на различных частотах, с выходным сигналом – сигналом с датчика. Соотнесение уровня сигнала генератора с уровнем сигнала датчика является АЧХ, разность фаз сигналов с генератора и датчика – ФЧХ.

В компании «ВЕГА» скептически относятся к данному методу калибровки магнитных датчиков. Полевые эксперименты показали определенное расхождение АЧХ и ФЧХ одного и того же датчика при калибровке внутренними обмотками и калибровке более традиционным методом – в кольцах Гельмгольца или в соленоидах, рассчитанных таким образом, чтобы исследуемый датчик полностью находился в однородном магнитном поле. Расхождения могут быть следствием того, что внутренние обмотки представляют из себя соленоид, по радиусу и длине слишком близкий к размерам самого датчика, что приводит к искажению значений измеряемого поля на некоторых частотах.

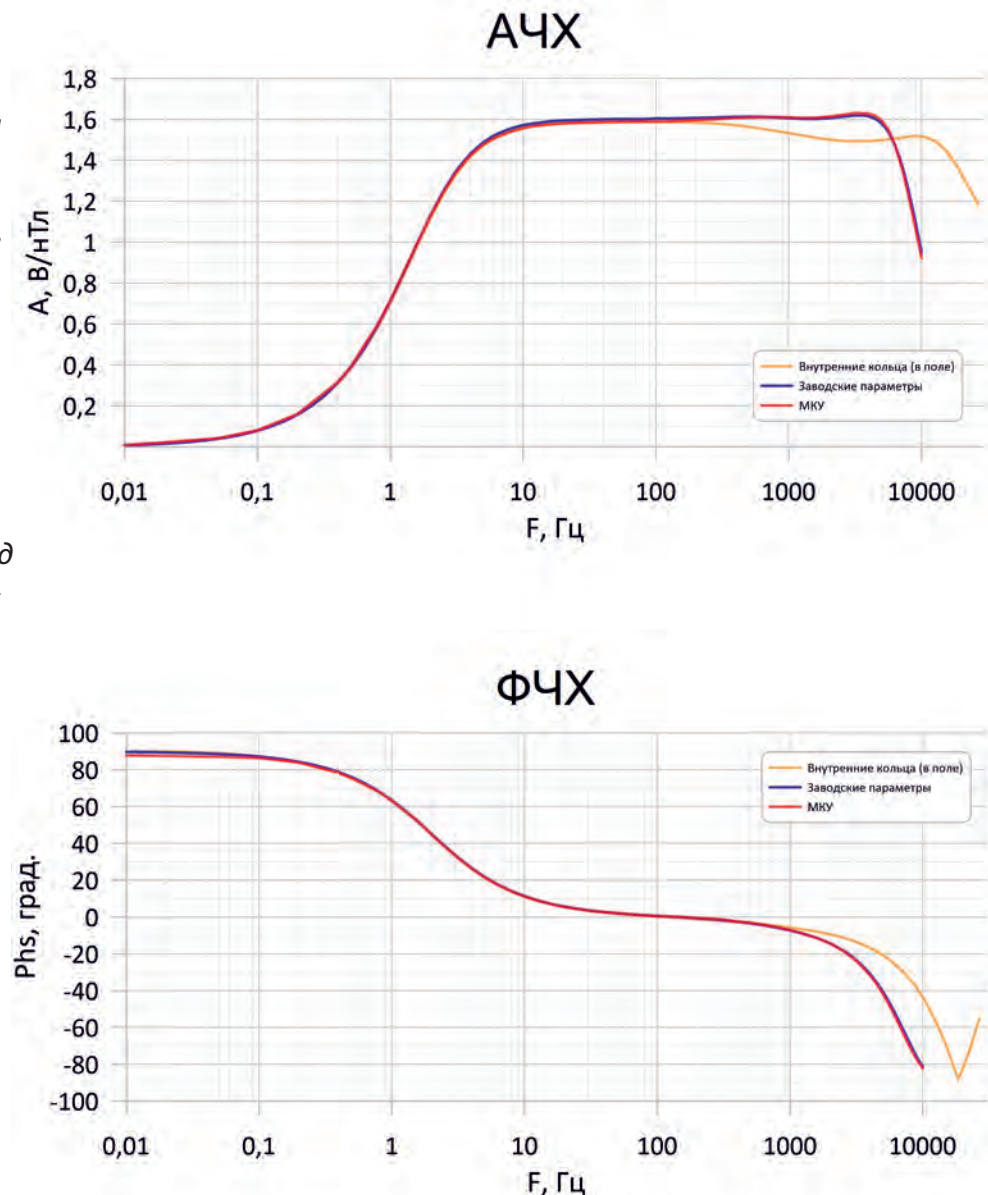
Расхождения между действительными и вычисленными АЧХ и ФЧХ датчиков приводят к последующим ошибкам при обработке полевого материала, что в свою очередь приводит к искажениям в интерпретации материала [1]. Такие ошибки недопустимы при проведении геологоразведочных работ.

С целью борьбы за качество и корректность получаемого материала компания «ВЕГА» разработала полевую мобильную калибровочную установку МКУ (Рис. 7).

▼ Рис. 7. Внешний вид калибровочной системы МКУ.



► Рис. 8.
Графики сравнения
АЧХ (сверху) и ФЧХ
(снизу) датчика
IMS-100 сделанные
разными
калибровочными
системами:
Синий – заводская
лабораторная
система колец
Гельмгольца,
Красный – соленоид
МКУ, Оранжевый –
внутренние
калибровочные
обмотки датчика.



Установка представляет из себя переносной соленоид, длина которого более чем в 2 раза превосходит длину самого длинного датчика серии IMS, и радиус которого также в разы превосходит радиус датчиков. Датчик устанавливается внутрь соленоида на специальный ложемент. К датчику подключается АЦП, к соленоиду подключается генератор. АЦП и генератор сведены в единую систему – анализатор спектра A19-U2 производства компании ZETLab. К анализатору спектра подключается ПК, и осуществляется управление процессом калибровки датчика – подача сигналов разной частоты на генератор, запись

сигнала с датчика, соотнесение входного и выходного сигналов. Полевые эксперименты показали, что АЧХ и ФЧХ, полученные при помощи МКУ, сходятся с достаточной точностью с заводскими АЧХ и ФЧХ датчика (Рис. 8).

Заключение

Метод МТЗ является недорогим и надёжным помощником при решении нефте- и газопоисковых задач, так как является самым глубинным методом электроразведки, даёт геологам полезную информацию о параметре удельного электрического сопротивления горных пород и помогает уточнить волновую

картину в общем и скоростную модель глубинного строения исследуемого участка.

Компания «ВЕГА» обладает огромным опытом в применении и исследования метода электроразведки МТЗ. За более чем 20 летнюю историю компания принесла в этот метод много инноваций, как в технологическом, так и методологическом плане. Глубокое понимание физических основ метода позволяет разрабатывать и применять максимально эффективные технологии измерений и обработки данных.

Литература

1) Возможности использования различных магнитных экранов для поверки и калибровки индукционных магнитных датчиков. Е.А. Копытенко, С.В. Поляков, Н.Ю. Богомолов, А.С. Скрябин, А.В. Щенников, М.Б. Самсонов, Б.В. Самсонов. Всероссийский семинар по ЭМ зондированиям Земли, посвящённый 100-летию профессора М.Н. Бердичевского. 2023.

2) Комплексная интерпретация и совместная инверсия данных электроразведки и гравимагниторазведки для повышения геологической достоверности модели среды. М.С. Петрищев* (1,2), М.Б. Самсонов (2), В.Л. Лухманов (3), А.С. Скрябин (2), А.А. Шлыков (4,5), А.И. Артюгин (3), Н.Ю. Богомолов (2) (1 - СПбФ ИЗМИРАН, 2 - ООО «Вега», 3 - ООО «Астрагео», 4 - СПбГУ, 5 - ООО «Тензор-М»)

3) Линейка индукционных датчиков магнитного поля для геофизических исследований. Поляков С.В., Резников Б.И., Щенников А.В., Копытенко Е.А., Самсонов Б.В. Сейсмические приборы. Т. 52, № 1, с.5-27. 2016.

4) Магнитотеллурический метод и научная школа геофизиков МГУ.

Дмитриев В.И., Яковлев А.Г., Голубцова Н.С., Пушкарев П.Ю., Куликов В.А., Хмелевской В.К., Шустов Н.Л. Геофизика в МГУ. Вчера. Сегодня. Завтра. 1944 - 2014. Сборник трудов Научной конференции, посвящённой 70-летию кафедры геофизики в Московском университете. 2014.

5) Многофункциональные широкополосные магнитотеллурические станции VMTU. Копытенко Е.А., Пальшин Н.А., Поляков С.В., Щенников А. В., Резников Б.И., Самсонов Б.В. Всероссийская школа-семинар ЭМЗ-2011, 16-21 мая 2011г. Петродворец.

6) Применение электроразведки при изучении нефтегазоносности северного обрамления Сибирской платформы. А.П. Афанасенков, Д.В. Яковлев. Геология и геофизика, 2018, т.59, №7, с. 1032-1052.

Подробнее об авторах



Богомолов
Николай Юрьевич

Старший геофизик
ООО «Вега»,
г. Санкт-Петербург.



Скрябин
Артём Сергеевич

Старший геофизик
ООО «Вега»,
г. Санкт-Петербург.



Самсонов
Михаил Борисович

Генеральный директор
группы компаний Vega,
г. Санкт-Петербург.

Молодёжная политика Росгеологии: формирование кадрового контура отрасли до 2050 года

Введение: стратегический кадровый вызов геологической отрасли

Геологоразведочная отрасль сегодня переживает период серьёзных кадровых вызовов. В «Энергетической стратегии Российской Федерации до 2050 года» особое внимание уделено задаче подготовки производственных кадров: стране необходимы высококвалифицированные специалисты, способные обеспечивать устойчивое развитие минерально-сырьевой базы, применять новые технологические решения и работать в сложных климатических и геологических условиях.

Росгеология как крупнейший государственный геологический холдинг играет ключевую роль в решении этой задачи. Компания не только ведёт масштабные геологоразведочные работы, но и формирует кадровый фундамент отрасли. В ответ на вызовы был создан многоуровневый комплекс мероприятий, объеди-

нённый в программу «Молодёжная политика», которая сопровождает будущего специалиста от школьного возраста до профессионального и управленческого уровня.

Геоориентир для школьников: путь к профессии начинается со знакомства

Работа со школьниками — первый и наиболее важный этап формирования будущего кадрового резерва. Современная молодёжь редко имеет представление о реальной геологии, поэтому задача Росгеологии — показать отрасль живой, научной, технологичной и современной.

Открытые уроки, мастер-классы, лекции, посещения предприятий, участие в федеральных программах «Большая перемена», «Сириус», «Артек» — это системный комплекс, который значительно расширяет представления школьников о профессии геолога и геофизика. Важную роль играют и ГеоКлубы —

▼ Рис. 1 (начало). Мастер-класс Алексея Ковалёва в рамках образовательного маршрута «Путешествие мечты».





▲ Рис. 1 (продолжение). Мастер-класс Алексея Ковалья в рамках образовательного маршрута «Путешествие мечты».

образовательные площадки на предприятиях холдинга, где специалисты общаются с подростками на языке реальной практики.

Геология в «Путешествии мечты»: наука в движении

Одним из ярких примеров школьной профориентационной работы стала серия мастер-классов «О красоте геологических знаний», проведённых главным геологом АО «Центральное ПГО» (дочернее общество Холдинга «Росгеология») Алексеем Ковалем для победителей конкурса «Большая перемена». Занятия проходили прямо в пути — в рамках уникального познавательного маршрута «Путешествие мечты» из Москвы до Владивостока и обратно. Следовали ребята по городам на оборудованном поезде «Большой перемены», предоставленном специально для этого проекта «Российскими железными дорогами», которые традиционно выступают генеральным партнёром поездки.

Более 150 школьников 5–7 классов не просто слушали лекции — они открывали для себя мир геологии как целостную и удивительную картину природы. В формате живого диалога ребята обсуждали роль природных процессов в истории Земли, красоту минералов, место полезных ископаемых в развитии современной цивилизации.

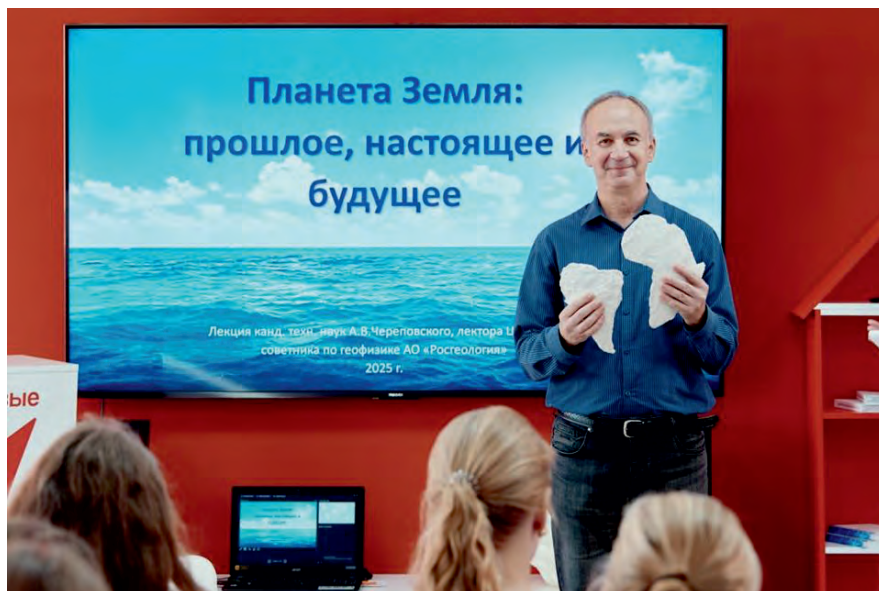
Как отмечает Алексей Коваль, интерес школьников неизменно высок:

«Мы говорим не только о профессии геолога, но и о том, как окружающая природная среда вдохновляет человека. Это и мир живого, и мир камня — именно он воплощён в культуре, архитектуре, искусстве. Ребята это чувствуют и активно откликаются».

Геология и экология в центре «Артек»: диалог о будущем планеты

Другим значимым событием стала серия из десяти геологических мастер-классов, проведённая советником заместителя генерального директора Росгео-

- Рис. 2 (начало).
Лекция Анатолия Череповского в «Артеке» для финалистов конкурса «Большая перемена».



логии Анатолием Череповским на финале конкурса «Большая перемена» среди школьников 8–10 классов в Международном детском центре «Артек».

Занятия были посвящены геологической истории Земли, эволюции планеты, современным геофизическим методам изучения недр. Особое внимание уделялось экологическим вызовам, влиянию антропогенной нагрузки и будущему водных и минеральных ресурсов.

Школьники активно обсуждали вопросы климатических изменений, состояния атмосферы и мирового океана. Многие задавали вопросы о профессиях будущего и лично интересовались путями развития геологии.

По словам Анатолия Череповского:

«Современная молодёжь увлечена высокими технологиями, но при этом прекрасно понимает, что традиционные фундаментальные профессии — такие как геология — остаются ключевыми для энергетической независимости и устойчивого развития страны. Задача Росгеологии — помочь старшеклассникам увидеть современную геологию как область с огромным потенциалом».

Работа со студентами: формирование профессиональных компетенций

Следующий этап молодёжной политики — системная работа с профильными вузами и колледжами. Росгеология выстраивает партнёрства более чем с 40 образовательными учреждениями, развивает базовые кафедры, организует практику, стажировки и лекционные программы.

Интересным образовательным проектом, ориентированным на студентов профильных вузов, является GEO-Лекторий — цикл лекций от экспертов компании, ведущих учёных, профессоров и преподавателей ведущих вузов. Студенты знакомятся с современными геологическими и геофизическими методами исследований, цифровыми технологиями, инженерными решениями.

Росгеология активно участвует в студенческих форумах, конференциях, профессиональных чемпионатах, других карьерных инициативах, организуемых вузами и ссузами.

Важная часть работы со студентами, это организация практики, в ходе которой ребята получают практические знания и опыт в условиях реального геологоразведочного предприятия. Ежегодно практи-



◀ Рис. 2 (продолжение). Лекция Анатолия Череповского в «Артеке» для финалистов конкурса «Большая перемена».

ческую подготовку на предприятиях Холдинга «Росгеология» проходят более 250 студентов вузов и ссузов.

Молодые специалисты: удержание, развитие, карьерные лифты

Особое внимание Росгеология уделяет адаптации молодых специалистов — ведь именно здесь исторически наблюдается самая высокая текучесть. Компания обеспечивает широкий пакет мер поддержки: компенсации жилья, подъемные, северные надбавки, жилищные программы. С 2022 года меры социальной поддержки получили более 600 молодых работников.

Программы профессионального развития включают обучение проектному управлению, стратегическому планированию, участие в деловых симуляциях GMC, адаптированных под специфику геологоразведки.

Отдельное направление — программа «Менеджер проекта». Это ускоренный карьерный маршрут для молодых специалистов до 30 лет. Получая опыт в реальных проектах под руководством опытных наставников, участники в короткие сроки могут претендовать на руководящие позиции. Уже 17 человек перешли на следующие уровни карьеры благодаря этой программе.

Заключение: кадровая устойчивость как основа стратегии-2050

Кадровые вопросы в геологоразведке — не локальная проблема компаний, а ключевая задача национального масштаба. «Энергетическая стратегия до 2050 года» подчёркивает: без высококвалифицированных кадров невозможно обеспечить ни технологическое развитие отрасли, ни расширение минерально-сырьевой базы, ни переход к высокотехнологичным методам поисков и разведки недр.

Молодёжная политика Росгеологии — это ответ на этот стратегический вызов. Она формирует непрерывный путь профессионала: школьник — студент — молодой специалист — руководитель проекта. Масштабная работа по популяризации геологии, поддержке образования и созданию условий для профессионального роста создаёт новое поколение специалистов, способных решать задачи отрасли будущего.

Постепенное, системное и многолетнее воплощение этой программы закладывает кадровый фундамент геологоразведочной отрасли России, обеспечивая её устойчивость и способность реализовывать национальные приоритеты на горизонте 2050 года.

Применение отечественной системы «Пангея» в региональных исследованиях Астраханско-калмыцкого Прикаспия и подготовке специалистов

- Камнев П.П., АО "Пангея", АО "АГЭ".
- Шелкова С.А., АО "АГЭ".
- Мохнев А.А., ПО АО "Пангея".

Введение

Астраханско-Калмыцкое Прикаспие является одним из наиболее сложных и при этом перспективных регионов России, где глубина залегания продуктивных горизонтов, солянокупольная тектоника и разобщённость данных существенно осложняют геолого-геофизический анализ. В этих условиях критически важно наличие инструментов, позволяющих объединять данные различной природы в единую интерпретационную модель, повышать точность прогноза и обеспечивать управляемость неопределённостью.

За последние годы ключевым инструментом решения подобных задач стало отечественное программное обеспечение Система «Пангея», применяемое как для локальных задач, так и для региональных исследований. Одним из наиболее показательных примеров является работа по переосмыслению девонских отложений центральной части Астраханского свода, где комплексный анализ сейсмике и данных бурения, выполненный в «Пангее», позволил выявить ранее неизвестные карбонатные тела в пределах традиционно терригенной толщи. Это открытие стало возможным благодаря возможности системной работы с атрибутами, петрофизикой и многомерными моделями.

Система «Пангея»: ключевые возможности для региональных исследований

Одной из главных особенностей

«Пангеи» является её структура, ориентированная не на механическое выполнение типовых операций, а на сквозную интерпретацию, в которой данные проходят путь от первичных наблюдений до комплексной геологической модели. Это достигается за счёт трёх взаимосвязанных модулей:

- **ReView** – место сейсмика-интерпретатора, включающее инструменты для атрибутивного анализа, спектральных преобразований, сейсмофациальной интерпретации и многомерной классификации сейсмических объёмов;

- **PetroExpert** – модуль для обработки данных ГИС и керна, позволяющий устанавливать петрофизические критерии фаций, выполнять многомерные регрессии и увязку керна с каротажными комплексами;

- **Certainty** – среда комплексной интерпретации, в которой объединяются результаты сейсмических и петрофизических исследований, формируются карты вероятности, геологические сценарии и региональные модели.

Важным методологическим преимуществом является **единое информационное пространство**, исключающее несогласованность данных и обеспечивающее непрерывный итеративный процесс моделирования. Такое решение делает систему удобной не только для производственных задач, но и для научно-исследовательских и образовательных программ.

Практические результаты: выявление карбонатных тел в девоне Астраханского свода

Комплексная переинтерпретация 2D сейсморазведочных профилей, выполненная ФГБУ «ВНИГНИ» совместно со специалистами АО «АГЭ» и АО «Пангея», привела к пересмотру стратиграфии девонских отложений в центральной части Астраханского свода. На участках, которые десятилетиями считались монотонно терригенными, были идентифицированы карбонатные прослои и пачки, ранее не зафиксированные региональными схемами.

Роль технологий «Пангеи» в получении результата

1. Атрибутный анализ (ReView)

Использование спектральных атрибутов, текстурных характеристик и произ-

водных частотных признаков позволило выделить аномальные участки, отличающиеся от типичной терригенной структуры.

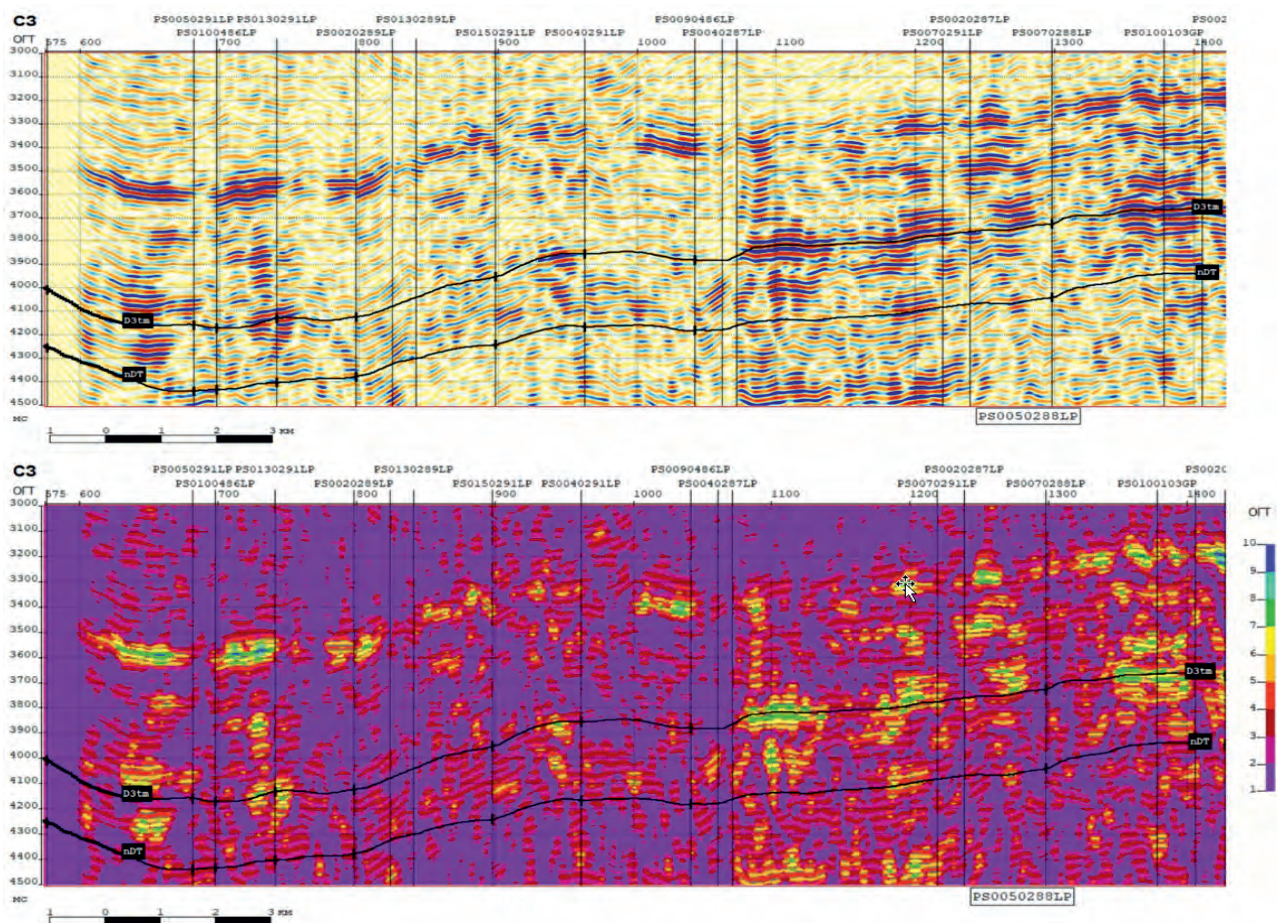
2. Многомерная классификация сейсмических данных

Решающую роль сыграли инструменты объемной кластеризации, реализованные в «Пангее». На основании набора атрибутов 2D профили были разделены на десять классов.

5-й и 6-й классы показали устойчивую связь с карбонатными интервалами, установленными по скв. Девонская-3, где керн подтверждает известково-доломитовый состав

3. Петрофизическая верификация (PetroExpert)

На следующем этапе выполнялась увязка керна и ГИС: построены кросс-плоты, протестированы петрофизичес-



▲ Рис. 1. Пример 2D сейсмического профиля и рассчитанная для него объемная классификация в ПО Система «ПАНГЕЯ».

кие модели, уточнены границы фаций. Это позволило подтвердить интерпретацию сейсмических аномалий как карбонатных тел.

4. Создание региональной модели (Certainty)

В итоговом модуле были построены карты распространения карбонатных пачек, произведена оценка их латеральной изменчивости и временных толщин (Рис.1). Полученная модель свидетельствует о существовании в позднем девоне периодов морских трансгрессий, создававших условия для карбонатакопления на отдельных участках свода.

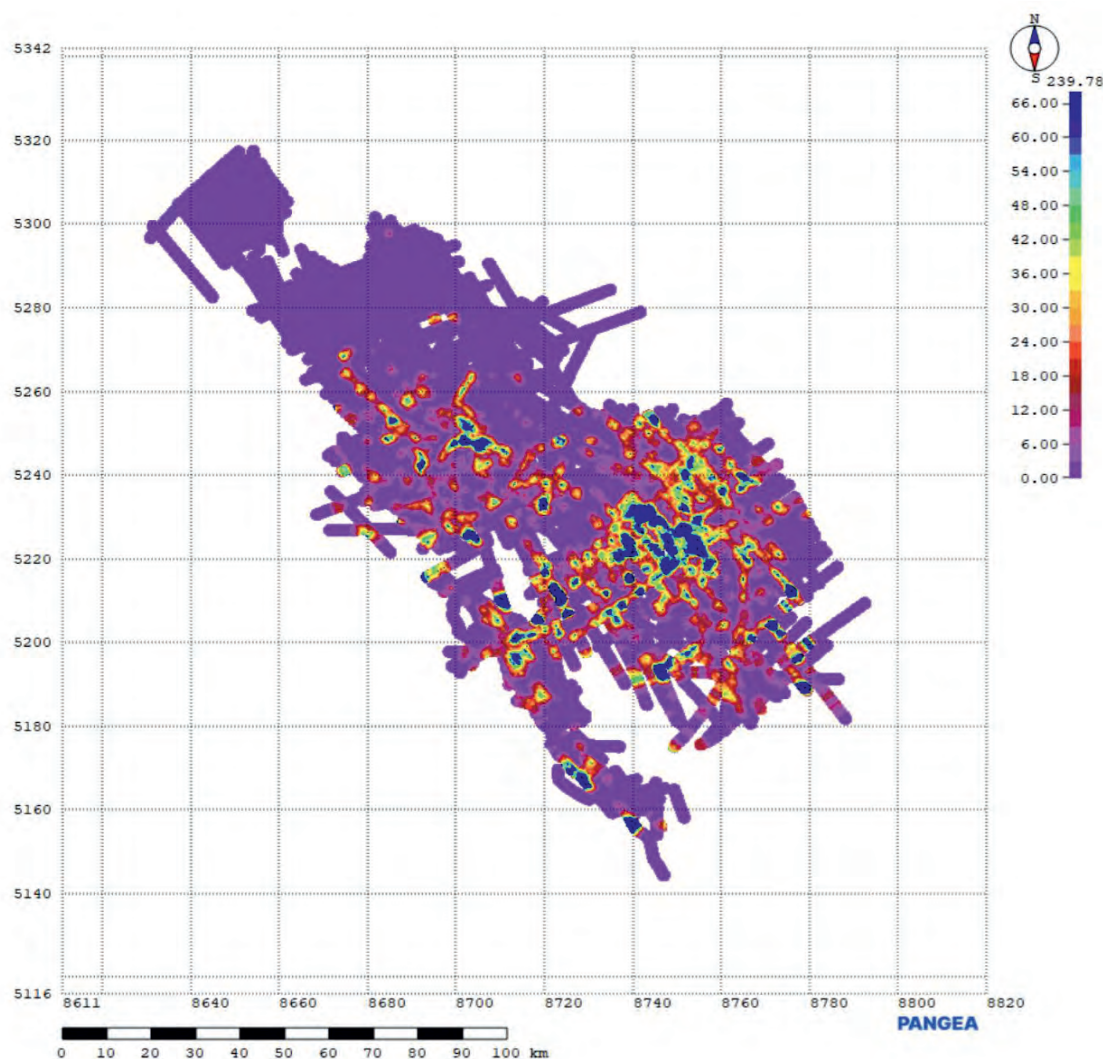
До последнего времени считалось, что в девонский период на территории Астраханского свода, являющегося крупнейшей положительной структурой Прикаспийской синеклизы, господствовали условия обломочного осадконакопления. Отложения этого возраста представлены преимущественно песчаниками, алевролитами и глинами, сформировавшимися в дельтовых и прибрежно-морских обстановках. Однако результаты современной переинтерпретации данных 2D сейсморазведки, полученные в программном обеспечении Система «ПАНГЕЯ», позволили идентифицировать в толще терригенных пород прослой и пачки карбонатов. Изначально, данное исследование проводилось на территории Астраханского газоконденсатного месторождения, расположенного в юго-западной части Прикаспийской впадины. На территории АГКМ терригенный девон пробурила скважина Девонская-3 с 5021 по 6290 м, в интервале лохковских отложений был получен известково-доломитовый состав пород керна. На сейсмических данных в пределах скважины Девонская-3 идентификация проводилась по атрибутному анализу, таксономии, а также по объемной клас-

сификации, реализованной исключительно в данном отечественном программном обеспечении. Данный инструмент позволил кластеризовать несколько сейсмических атрибутов на заданное количество классов, в данном случае 10, 5-й и 6-й из которых характеризовали карбонатные отложения. Полученные данные были распространены на территорию АГКМ, а также на региональные работы - 2D профили на левобережье Волги, полученные в рамках работ ФГБУ «ВНИГНИ», и позволили получить результаты, представленные на рисунках 1 и 2.

Обнаружение карбонатов в разрезе девона на левобережье Волги имеет несколько фундаментальных последствий. Во-первых, оно свидетельствует о сложной и динамичной палеогеографической обстановке.

В отдельные этапы позднего девона происходили морские трансгрессии, которые приводили к смене терригенного режима седиментации на карбонатный в пределах отдельных зон свода. Это могло быть связано либо с общими эвстатическими колебаниями уровня мирового океана, либо с локальными тектоническими подвижками, создававшими мелководные шельфовые условия, благоприятные для карбонатакопления. Во-вторых, данные отложения представляют собой принципиально новый тип коллектора для девонских горизонтов региона. Карбонатные породы, в отличие от терригенных, обладают иной емкостью и фильтрацией, часто связаны с трещинно-кавернозными и порово-трещинными типами пустотного пространства, что требует пересмотра критериев поиска залежей углеводородов.

Выявление карбонатных тел в интервале терригенного девона центральной части Астраханского свода является



▲ Рис. 2. Карта временных толщин карбонатных отложений, построенная в ПО Система «ПАНГЕЯ».

важным открытием, носящим как теоретический, так и практический характер.

Оно заставляет пересмотреть существующие модели осадконакопления в девоне, уточнить стратиграфические корреляции и, что наиболее значимо, выделить новые перспективные объекты для поиска скоплений нефти и газа.

Последующие исследования должны быть направлены на определение точного стратиграфического объема карбонатных пачек, их латерального распространения, фациальной изменчивости и оценки фильтрационно-емкостных свойств, что в конечном итоге позволит оценить их реальный нефтегазопроисловый потенциал в пределах одного из ключевых энергетических регионов России.

тических регионов России.

Геологические и прикладные выводы

Обнаружение карбонатов в девонском разрезе имеет фундаментальное значение:

- требует пересмотра стратиграфических схем региона;
- свидетельствует о динамичной палеогеографической обстановке позднего девона;
- указывает на существование нового типа перспективных коллекторов (трещинно-кавернозных и порово-трещинных);
- задаёт новые направления для нефтегазопроисловых работ.

Образовательная интеграция: формирование компетенций работы с отечественными технологиями

Одним из ключевых приоритетов развития Системы «Пангея» является не только расширение функциональности, но и создание среды подготовки специалистов, способных проводить комплексную интерпретацию в отечественных программных продуктах.

Обучающие программы, реализуемые совместно с ФГБУ «ВНИГНИ» и ВНИИГеосистем, включают:

- лекционные и практические занятия по всем модулям «Пангеи»;
- интерпретацию реальных сейсмических данных (включая материалы Астраханского свода);
- освоение методов атрибутного анализа, кластеризации, петрофизической увязки и построения комплексных моделей;
- работу в едином информационном пространстве, что формирует у специалистов навыки совместной интерпретации данных.

Важнейшим результатом таких курсов является появление нового поколения геологов и геофизиков, хорошо владеющих отечественными технологиями, способных не только воспроизводить существующие методики, но и разрабатывать собственные решения для сложных региональных задач.

Заключение

Опыт региональных исследований Астраханско-Калмыцкого Прикаспия демонстрирует эффективность применения Системы «Пангея» как для научно-исследовательских, так и для производственных задач. Благодаря единой методологической архитектуре и набору взаимосвязанных модулей стало возможным:

- выявить новые карбонатные тела в пределах девонских толщ;
- пересмотреть представления о палеогеографии Астраханского свода;
- выделить новые перспективные объекты для геологоразведочных работ;
- сформировать современную школу подготовки интерпретаторов, ориентированную на использование отечественных технологий.

Практические результаты показывают, что «Пангея» — это не просто программный продукт, а полноценная национальная платформа, обеспечивающая технологический суверенитет в геолого-геофизической интерпретации и поддерживающая развитие отраслевой научной и образовательной среды.

Насколько критичны гармонические искажения в вибросейсморазведке? Причины их возникновения и способы подавления

■ Гафаров Р.М., АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа.

В данной статье представлены причины возникновения гармоник на основе физического процесса. Подробно рассмотрена область смещения гармоник, как при стандартных работах, так и с использованием высокопроизводительной методики. Обоснована необходимость борьбы с гармониками на стадии формирования виброграмм.

Введение

Значение вибросейсморазведки в полевой геофизике постоянно возрастает, особенно при отработке крупных площадей в 1000 квадратных километров и более. Для повышения производительности используются такие высокопродуктивные методы, как методика перекрывающихся свип-сигналов Slip Sweep [1] или методика независимого возбуждения свип-сигналов ISS. При этом излучаемый свип-сигнал имеет неидеальную форму, в нём содержатся искажения, вызванные сопротивлением грунта, получившие название гармонических [3]. Если применение обычных методов с одной-двумя группами вибраторов не оказывает влияния на волновое поле получаемых сейсмограмм, то в методике Slip Sweep происходит наложение гармонических искажений (гармоник) на волновое поле предыдущей коррелограммы. При этом величина амплитуды гармоник, в зависимости от свойств грунта может достигать на низких частотах до 10-15% от амплитуды основного сигнала, что требует разработки методов их подавления.

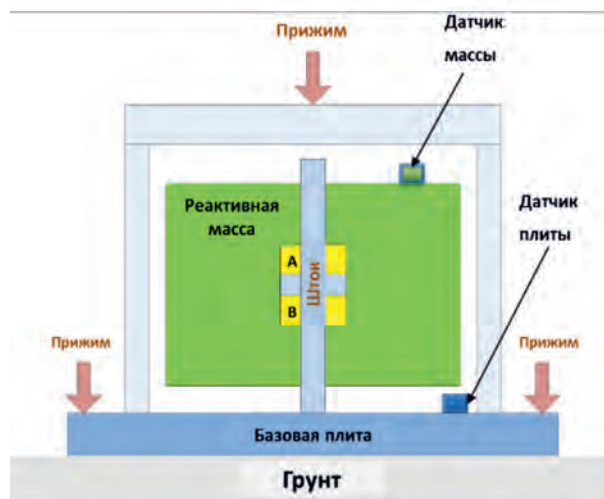
Причины возникновения гармонических искажений

Итак... откуда возникают гармонические искажения?

На рисунке 1 схематически изображен возбудитель вибрации сейсмического вибратора. На штоке, под давлением масла, свободно перемещается реактив-

ная масса. Шток жёстко соединён с плитой, прижатой к грунту. Для того контроля перемещений массы и плиты на них установлены датчики-акселерометры. Однако конструкторы заметили существенные расхождения в показаниях датчиков: при совпадении по частоте их амплитуды кардинально отличаются.

▼ Рис. 1. Возбудитель вибрации.



На рисунке 2 приведены графики со всех возможных сигналов вибратора. Из них жёлтый — сигнал с плиты, а коричневый — с массы. Почему они так отличаются? Расхождение в амплитудах сигналов объясняется динамикой массы, свободно перемещающейся на штоке и на низких частотах у неё амплитуда колебаний велика, а к высоким частотам уменьшается, так как масса не успевает на высоких частотах набрать амплитуду. У жёлтого датчика плиты наоборот — на низких частотах грунт гасит её колебания,

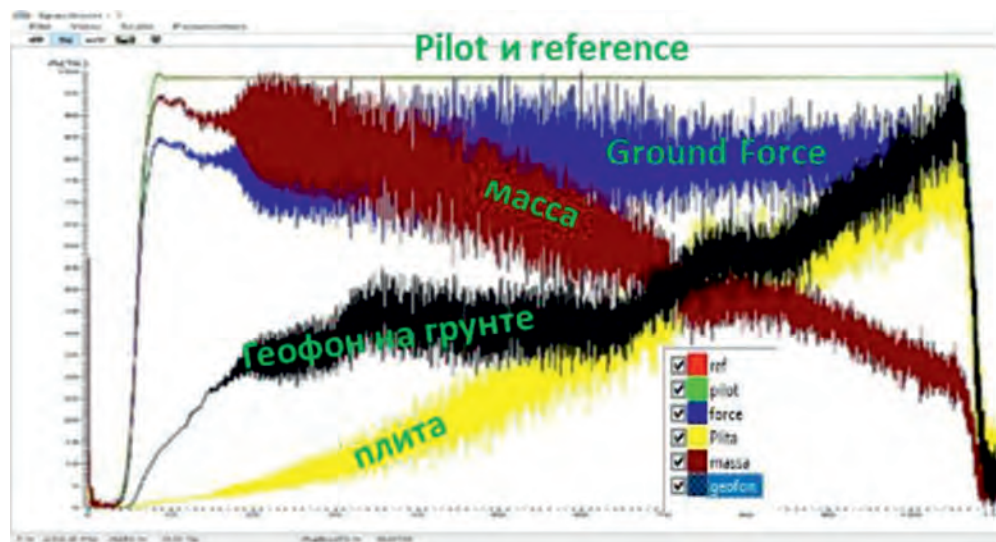


Рис. 2.
Графики
сигналов,
зарегистри-
рованных
в процессе
процедуры
сверки.

который сопротивляется (у грунта нет таких свойств, чтобы колебаться с высокой амплитудой), а на высоких она успевает вибрировать и несмотря на малую амплитуду из-за большой частоты колебаний суммарная энергия возрастает.

Как по различным графикам контролировать равномерность развёртки реального сигнала? Конструкторы решили пойти по пути суммирования этих двух сигналов и назвали его Ground Force (усилие на грунт). Дополнительно, в процессе дальнейших исследований вибратора узнали, что усилие на грунт также зависит от веса плиты и веса массы. Чем больше их масса, тем более мощный сигнал вибратор излучает. Поэтому добавили в формулу ещё и веса массы и плиты:

излучения свип-сигнала. Первое слагаемое характеризует вклад реактивной массы, а второе вклад опорной плиты. Амплитудная характеристика расчётного сигнала Ground Force получается относительно равномерной (на рисунке 2 он показан синим цветом) и с ним уже можно работать и сравнивать его амплитуду со свип-сигналом.

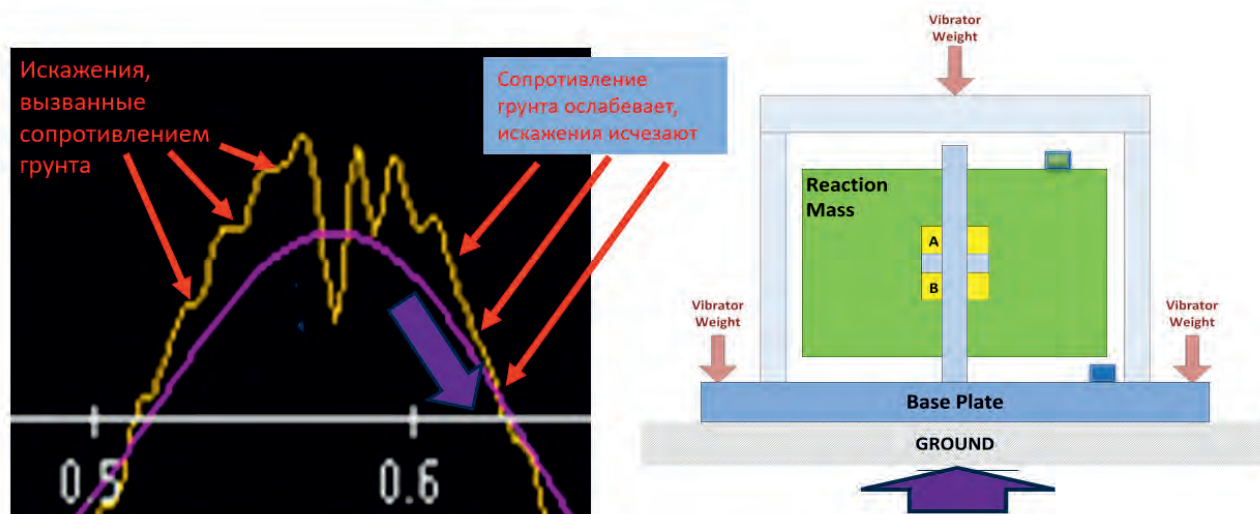
Далее переходим непосредственно к причинам возникновения гармоник. На рисунке 3 детально отображается весь процесс возникновения гармонических искажений. В левой части рисунка крупно показан один полупериод двух сигналов на временной оси – модельный пилот (сиреневый цвет) и расчётный Ground Force (жёлтый цвет). Пилот не содержит искажений, Ground Force существенно

$$\text{Ground Force} = \underbrace{\text{Mass}_{\text{mass}} \times \text{Acc}_{\text{mass}}}_{\text{Вклад реактивной массы}} + \underbrace{\text{Mass}_{\text{baseplate}} \times \text{Acc}_{\text{baseplate}}}_{\text{Вклад опорной плиты}}$$

где $\text{Mass}_{\text{mass}}$ – масса реактивной массы, Acc_{mass} – показания акселерометра массы, $\text{Mass}_{\text{baseplate}}$ – масса плиты, $\text{Acc}_{\text{baseplate}}$ – показания акселерометра плиты

В настоящее время по данной формуле производят расчёт усилия, которое сейсмовибратор развивает в процессе

искажён. Давайте детально рассмотрим данный полупериод. Когда амплитуда управляющего сигнала возрастает, это



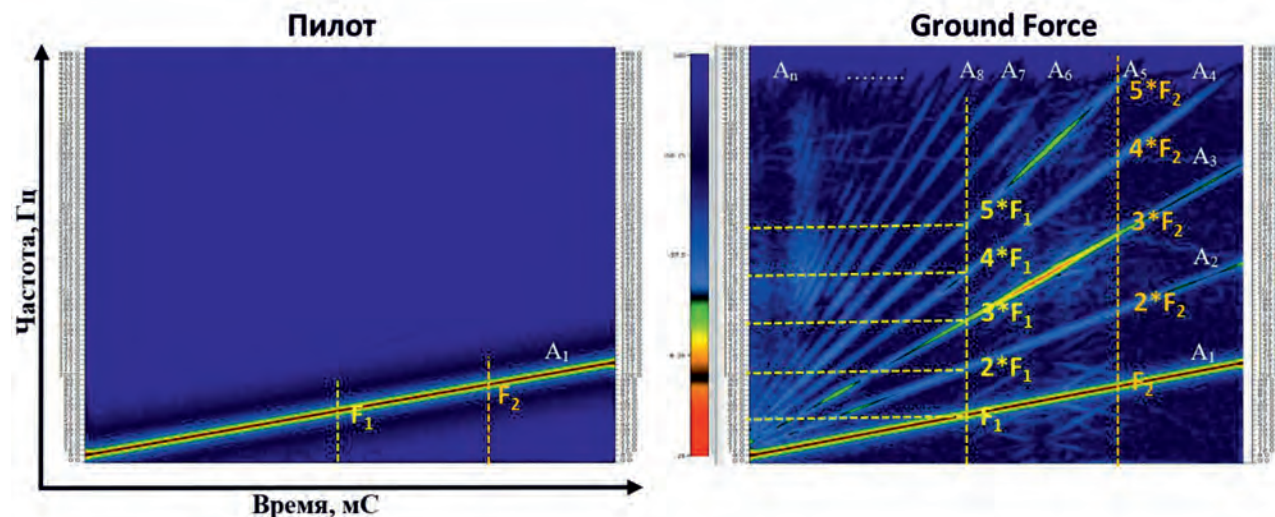
▲ Рис. 3. Процесс возникновения гармоник.

значит, что плита движется вниз. При этом грунт начинает сопротивляться, давит вверх и появляются искажения. А когда амплитуда пилота уменьшается, плита отжимается от грунта, нагрузка на грунт исчезает и, как следствие искажения заканчиваются, Ground Force выполаживается. Поэтому всегда, когда свип-сигнал переходит через ноль, также через ноль переходит и Ground Force. Это очень важный вывод для понимания процесса! Из этого вывода следует, что в ОДИН отдельный полупериод свип-сигнала всегда укладывается несколько полупериодов гармоник Ground Force!!! В зависимости от свойств грунта оно может быть различным, но всегда

целым!!! Поэтому, разложив оба сигнала в частотно-временной области видим, что пилот имеет только одну гармонику (A_1), а Ground Force дополнительно состоит из множества гармоник (A_2, A_3, A_4 и т.д.), кратных основной (Рис.4).

Название «гармоника» появилось из октавности музыкальных инструментов, где каждая следующая октава отличается частотами в два раза выше, чем у предыдущей. А геофизикам важно знать, что излучаемый сейсмовибратором сигнал уже содержит в себе искажения, названные гармоническими, появление которых связано с сопротивлением грунта. Частоты этих искажений кратны частоте основного опорного сигнала, причём их

▼ Рис. 4. Разложение пилота и Ground Force в частотно-временной области.



количество и интенсивность зависят от свойств грунта.

Причины возникновения гармоник мы выяснили. А как они влияют на регистрируемое волновое поле и на динамику получаемых сейсмограмм? Это крупный раздел, в котором, для дальнейшего понимания необходимо детально разобрать принцип расчёта функции взаимной корреляции.

Функция взаимной корреляции (ФВК)

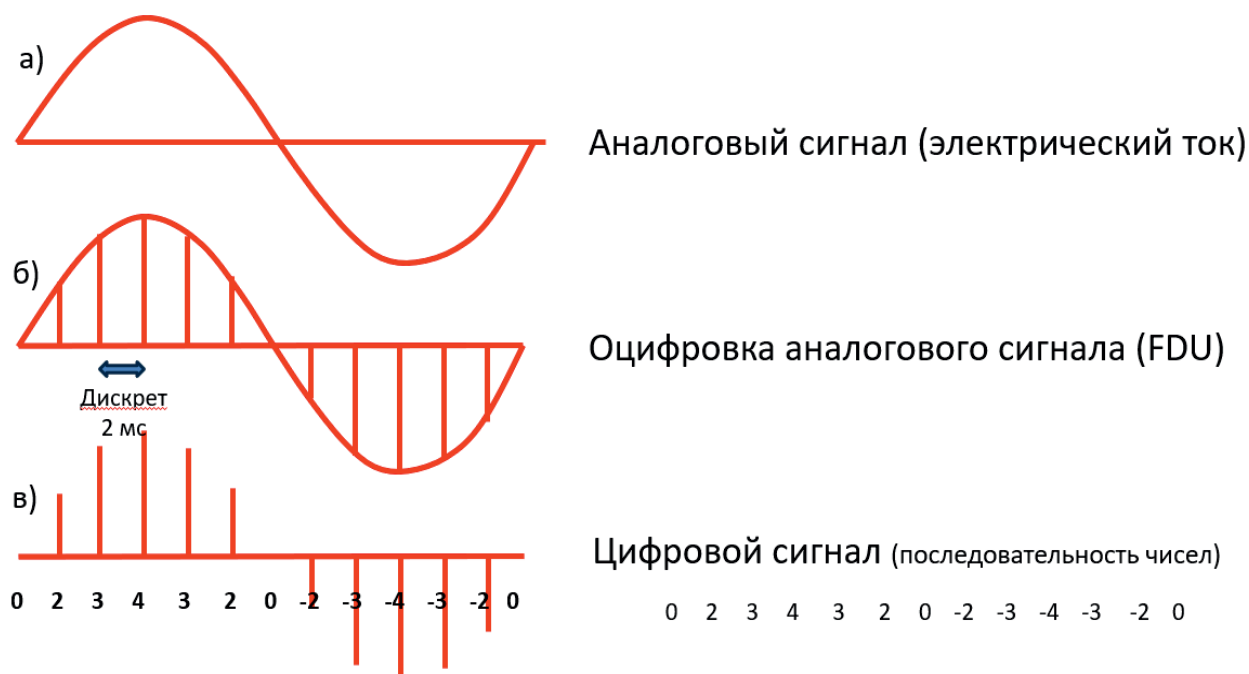
Для понимания принципа расчёта ФВК вспомним, для чего производится оцифровка регистрируемого сейсмического сигнала (рис.5). Когда геофон регистрирует сигнал, на концах катушки возникает разность потенциалов (рис.5а). Этот сигнал – аналоговый и с ним невозможно производить необходимые геофизикам манипуляции, разве что изменять амплитуду при помощи сложных аналоговых схем. Совсем по другому дело обстоит с цифровым сигналом, способным кардинально трансформироваться при проведении различных арифметических процедур. И для его получения через

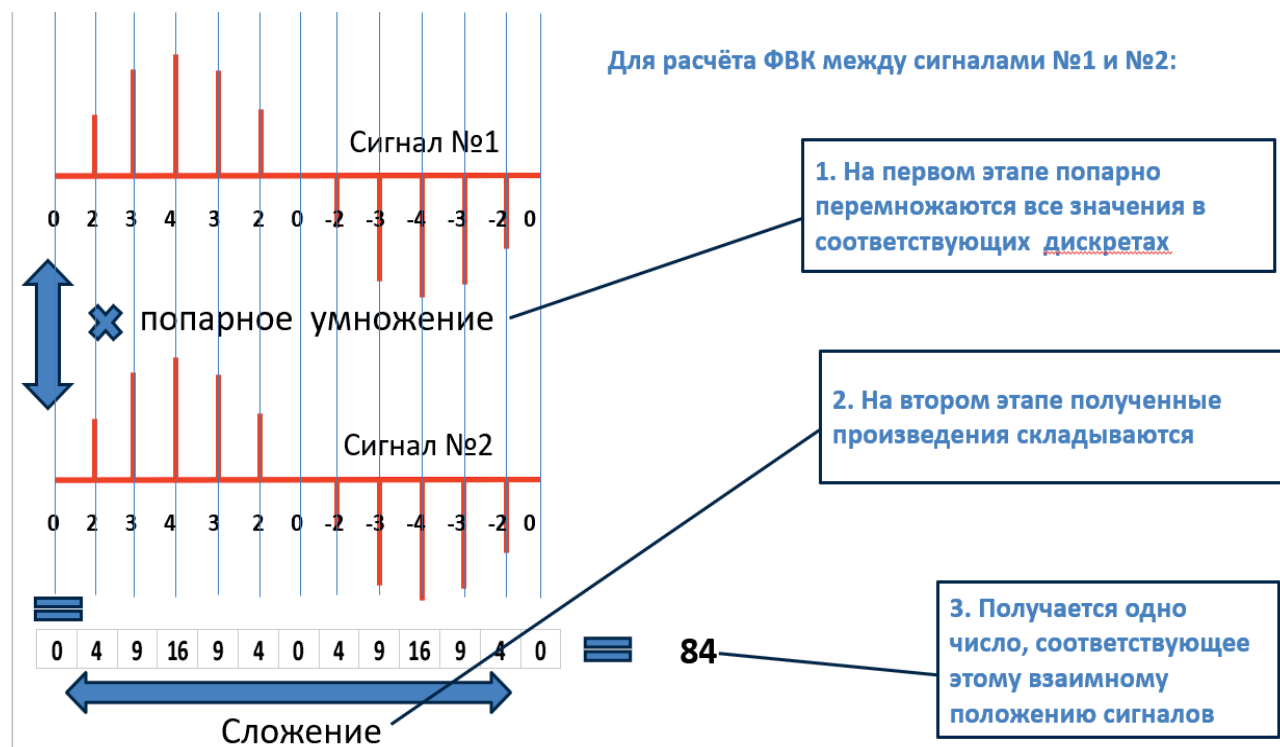
каждые, в данном случае 2 мс (рис.5б), замеряют напряжение электрического тока и запоминают его в числовом виде. В результате оцифровки наш сигнал отображается в виде последовательности чисел (рис.5в), характеризующих напряжение каждого отсчёта с выбранным шагом дискретизации.

Именно с данной последовательностью чисел и производятся процедура, получившая название функции взаимной корреляции двух сигналов. Надо сразу сказать, что ФВК, *это чисто математическая процедура*, призванная установить степень схожести двух сигналов. Она не имеет никаких физических и тем более геологических смыслов. Она нужна только для того, чтобы установить: *насколько нужно сдвинуть по времени один сигнал относительно другого, чтобы они стали максимально похожи*. Принцип расчёта ФВК для одного взаимоположения двух сигналов детально показан на рисунке 6.

Полный цикл расчёта ФВК показан на рисунке 7. Один сигнал (№1), показанный на средней оси времён, остаётся

▼ Рис. 5. Оцифровка сейсмического сигнала.





▲ Рис. 6. Расчёт одного значения ФВК при неизменном положении сигналов.

всегда неподвижен на шкале времён. Другой сигнал (№2), на нижней оси времён, устанавливается максимально влево чтобы оба сигнала пересекались только одним дискретом (Рис.7/1). Это положение – начало расчёта ФВК. В этом положении производится расчёт значения ФВК, как это показано на рисунке 6. Далее нижний сигнал сдвигается на один дискрет и расчёт повторяется (Рис.7/2). Если поочерёдно смотреть на слайды, то видно, как на верхней оси появляются значения ФВК (Рис.7/2-26).

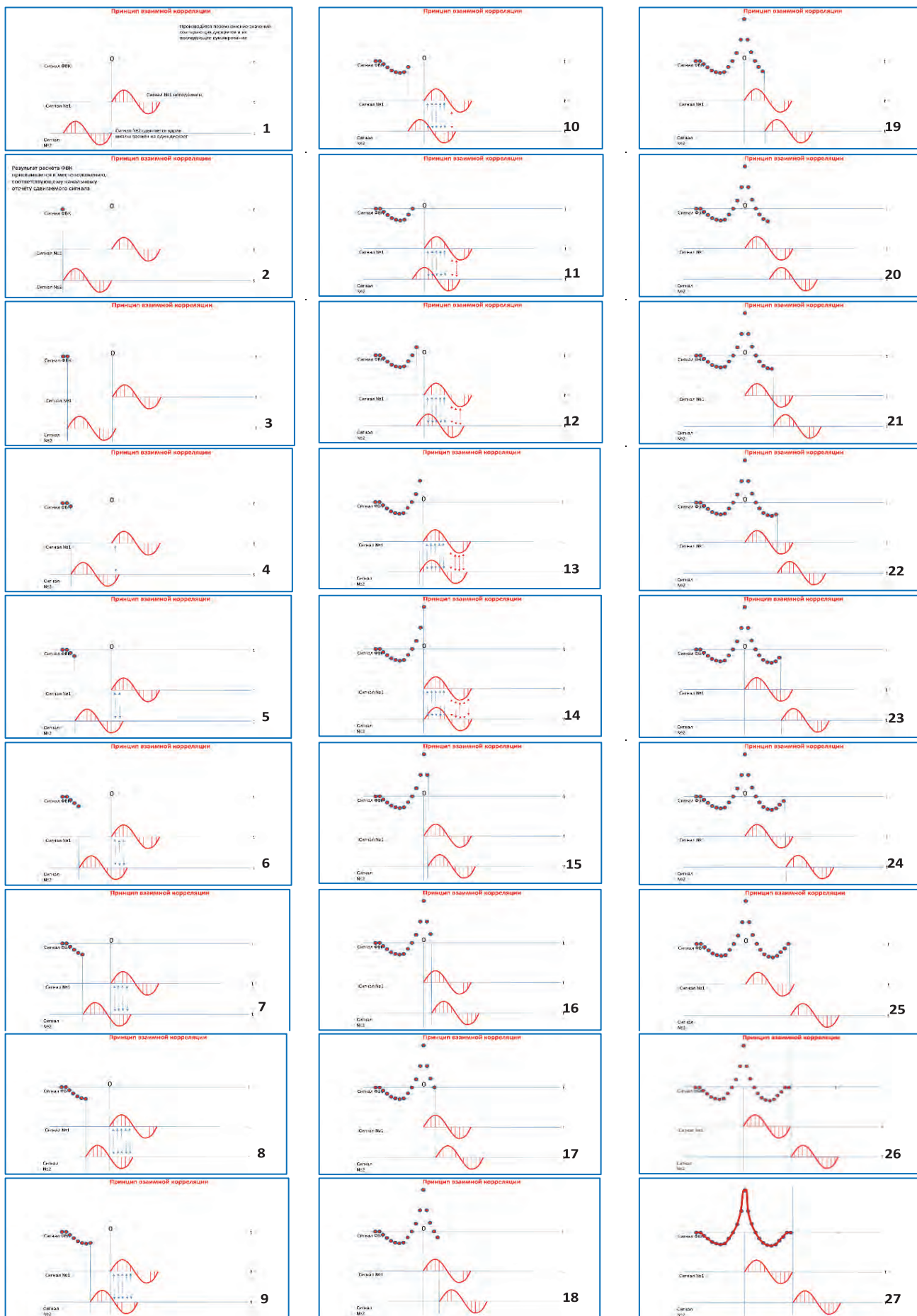
Важно! Значения ФВК по времени привязываются к крайнему левому значению сдвигаемого сигнала. Это условие, заложенное в сам принцип расчёта, является основополагающим при дальнейшем изучении влияния гармонических помех на область полезного сигнала коррелограммы.

На рисунке 7 видно, что значение ФВК имеет максимальное значение, когда оба сигнала максимально совпадают по положительным и отрицательным фазам. Отрицательные фазы тоже вносят

свой вклад, так как при перемножении отрицательных значений, результат будет положительным. С другой стороны, ФВК имеет максимально отрицательное значение, когда сигналы оказываются в противофазе. Математически, смысл расчёта ФВК состоит в том, чтобы программа поняла «на сколько миллисекунд надо сдвинуть один сигнал относительно другого, чтобы они стали максимально похожи».

В геофизике, в процессе обработки это свойство ФВК позволяет производить пикирование первых вступлений, корреляцию горизонтов и т.д.

А как же ФВК применяется в виброрейсморазведке? В процессе отработки пункта возбуждения сейсмостанция регистрирует виброграмму, каждая из трасс которой представляет собой сигнал Ground Force, прошедший путь до отражающего горизонта и обратно. Интерференция Ground Force от различных отражающих горизонтов представляет собой хаос, исключающий возможность какой-либо интерпретации (Рис.8а). Здесь на



▲ Рис. 7. Полный цикл расчёта ФВК.

помощь приходит ФВК. При корреляции виброграммы со свип-сигналом (Рис.8б) длинная вибропосылка «сжимается» в короткий импульс (Рис.8в) и образуется коррелограмма, вполне сопоставимая с привычным нам образом сейсмограммы от импульсного источника (Рис.8г).

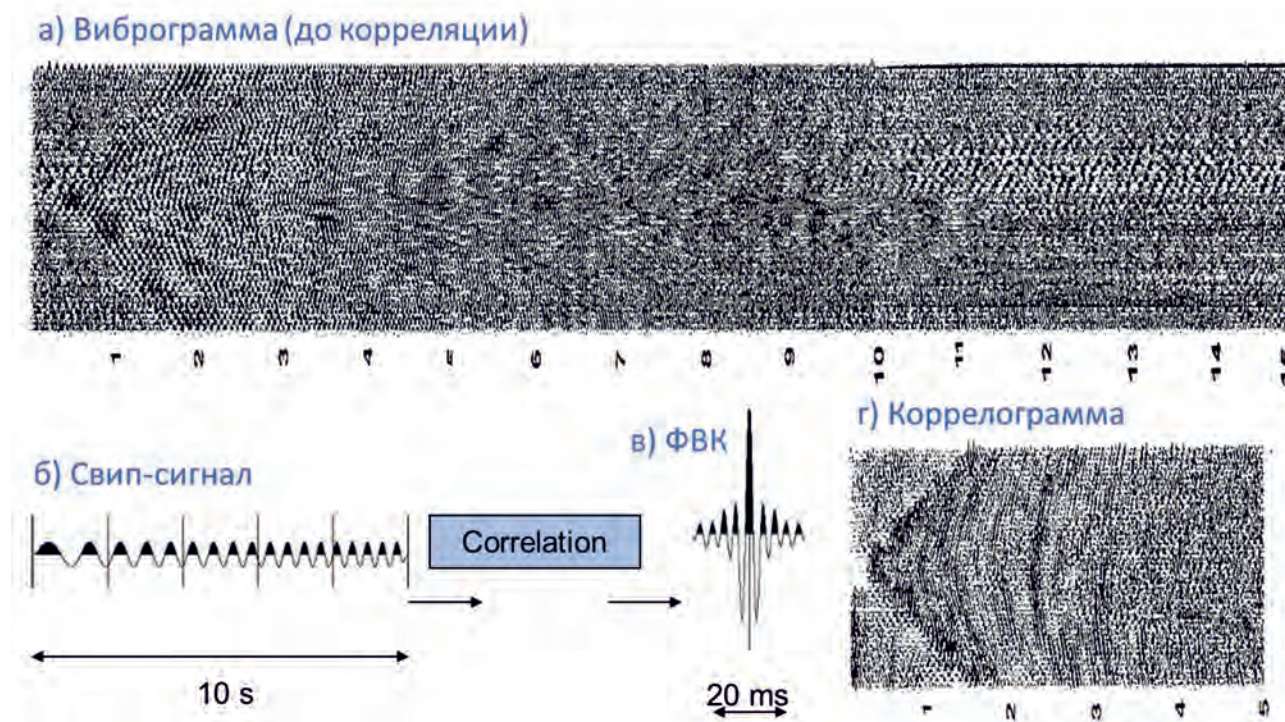
Влияние гармонических искажений на полезный сигнал

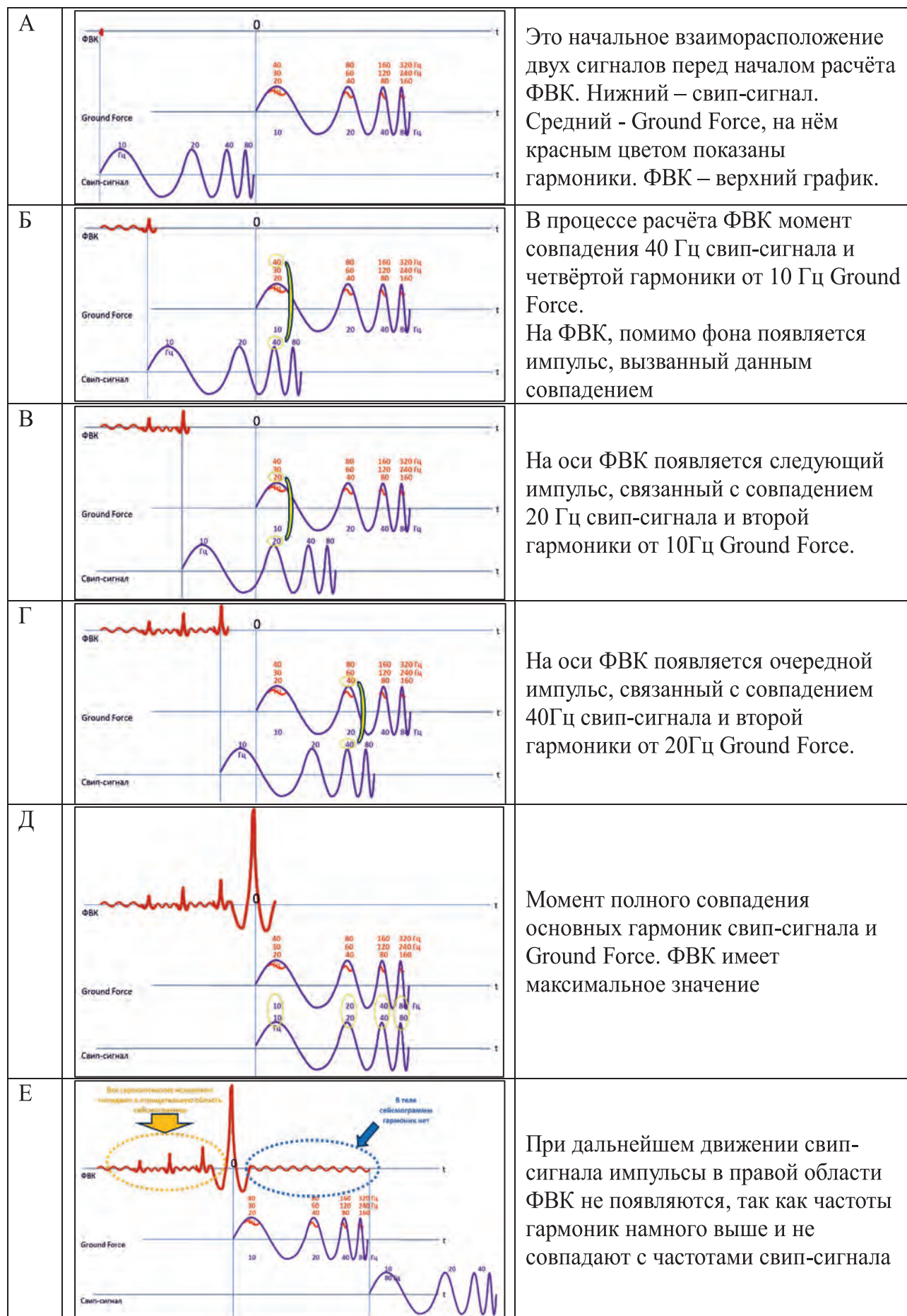
Теперь детально рассмотрим формирование ФВК, если в сигнале Ground Force присутствуют гармонические искажения. На рисунке 9 схематично изображён цикл формирования ФВК, где на средней шкале в сигнале Ground Force красным цветом показаны его гармоники (Рис. 9а). Далее, в процессе расчёта ФВК, при совпадении частот свип-сигнала с соответствующими частотами гармоник Ground Force, на ФВК появляются незначительные импульсы, отличные от основного фона (Рис. 9 б,в,г). Главный максимум ФВК образуется в момент полного совпадения основных частот обоих сигналов (Рис. 9д). При

дальнейшем расчёте ФВК, в правой её части, импульсов не образуется, из-за несовпадения низких частот свип-сигнала и высоких частот гармоник Ground Force (Рис. 9е). Таким образом, все гармонические искажения попадают в отрицательную область ФВК (читай «сейсмограммы»). В правой её части гармоник нет. Хочу сразу пояснить, что это утверждение верно только для свип-сигнала с нарастанием частоты. Если излучать обратный свип, с высоких частот в сторону низких, то все гармонические искажения будут в правой части ФВК, то есть в теле сейсмограммы. Именно по этой причине от обратного свипа геофизики отказались.

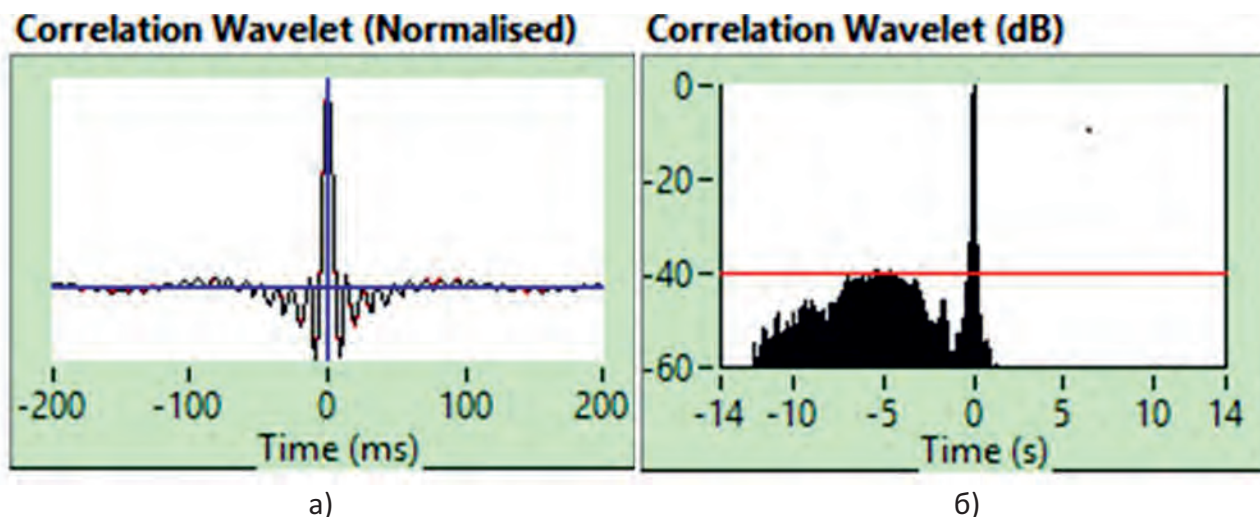
Влияние и количество гармоник используется в процессе тестирования сейсмовибраторов. На рисунке 10 показаны два графика: функция автокорреляции (ФАК), когда свип-сигнал коррелируется сам с собой (Рис.10а) и ФВК свипа с Ground Force (Рис.10б). Первый график абсолютно симметричен, так как гармонические искажения в нём отсутствуют.

▼ Рис. 8. Рисунок 8. Принцип формирования коррелограммы.





▲ Рис. 9. Формирование ФВК при присутствии гармоник в Ground Force.



▲ Рис. 10. Функции автокорреляции (а) и взаимной корреляции (б).

Его смысл только в контроле точности запуска вибратора (главный максимум должен быть строго на нуле). На втором, кроме главного максимума видны гармонические помехи на отрицательных временах. У исправного правильно отрегулированного источника уровень помех на жёстком грунте не должен превышать амплитуды выше -40дБ (-100 раз) от амплитуды главного пика. Гармоник справа нет или они меньше в 1000 и более раз.

Распределение гармонических искажений внутри коррелограммы

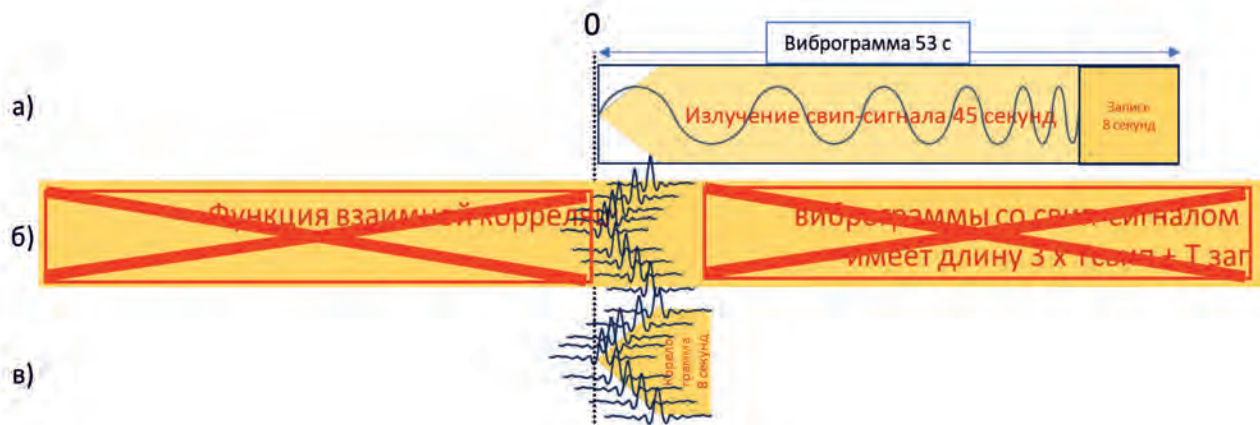
Рассмотрим процесс формирования коррелограммы (Рис. 11). Сейсмостанция регистрирует виброграмму, которая включает в себя длительность вибрации

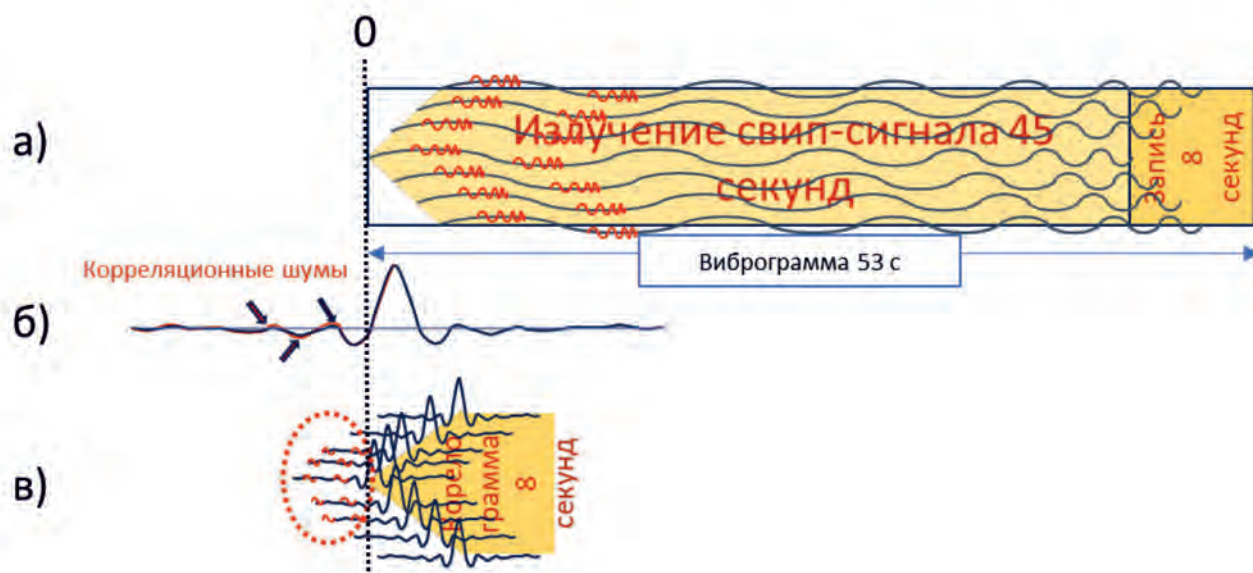
(Тсвип) плюс время записи (Тзап). Пример на рисунке приведён для свип сигнала, длительностью 45 секунд и времени записи 8 секунд (рис.11а).

Процедура взаимной корреляции, которая осуществляется непосредственно в сейсмостанции, формирует ФВК, длина которой составляет $3 \cdot T_{\text{свип}} + T_{\text{зап}}$, для нашего случая 143 секунды (рис.11б). Следующим этапом от ФВК отрезаются все отрицательные времена и все времена, больше времени записи. Остаётся отрезок ФВК, длиной 8 секунд, который называют коррелограммой (рис.11в).

Что же происходит с сигналом при наличии гармонических искажений? На рисунке 12 показан процесс формирования коррелограммы в присутствии корреляционных шумов, схематично

▼ Рис. 11. Формирование коррелограммы.





▲ Рис. 12. Формирование коррелограммы в присутствии корреляционных шумов.

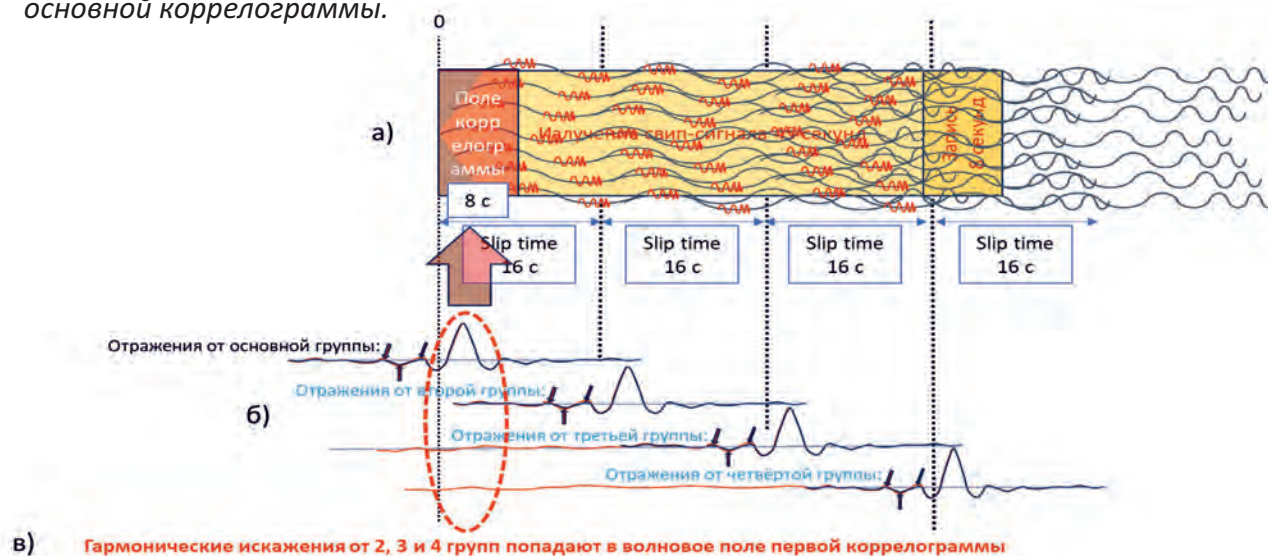
изображённых красным цветом (Рис. 12а). Как было показано выше, в каждой трассе коррелограммы, в процессе расчёта ФВК, гармоники смещаются в отрицательную область (Рис.12б). Поэтому при формировании коррелограммы они автоматически удаляются (Рис.12в). Это очень важный вывод, но... он справедлив только для методики работы с отдельной группой вибраторов!!! При работе с высокопроизводительными методиками (Slip Sweep или ISS) ситуация намного сложнее.

Гармонические искажения при использовании высокопроизводительных методик

Смоделируем виброграмму, при работе методикой Slip Sweep. На рисунке 13, в верхней части показана модель виброграммы с содержащимися в ней гармониками.

Режим Slip Sweep подразумевает непрерывную регистрацию, поэтому на волновое поле основной виброграммы, длиной 53 секунды, с периодичностью времени задержки запуска (в нашем случае Slip time = 16с), накладываются

▼ Рис. 13. Влияние гармоник последующих возбуждений на волновое поле основной коррелограммы.



отражения последующих виброграмм (Рис.13а). После процедуры взаимной корреляции (Рис.13б) образуются отражения от возбуждения 2, 3 и 4-й групп вибраторов с гармоническими искажениями в левой части. Так как обрезка левой части невозможна, в поле основной коррелограммы попадают гармонические искажения от всех четырёх коррелограмм. И хотя затем, времена больше 8 секунд удаляются из ФВК, гармоники всё равно присутствуют в теле коррелограммы.

Насколько критично наличие гармоник в волновом поле коррелограмм? В зависимости от условий возбуждения их амплитуда варьируется в весьма широких пределах и в некоторых случаях, интерферируя с соседними виброграммами, может достигать очень больших значений, сопоставимых с уровнем полезного сигнала. На рисунке 14а показан пример появления гармоник в диапазоне частот от 16 до 64 Гц, где своеобразная «полосатость» не позволяет осуществлять динамический анализ. Это не эффект «фут принта», когда полосы проходят через расстояние, равное расстоянию между профилями. Здесь шаг полос равен 1200м, в связи с интерференцией гармоник от цуга шести групп виброисточников.

Способы подавления гармонических помех

На сегодняшний день создано достаточное количество методик подавления, как зарубежных, так и российских. Перечислим некоторые из них:

1. Методика HPVA (Sercel);
2. Методика SHARP (Western Geco);
3. Методика статистического прогноза гармонических искажений (Repsol);
4. Методика адаптивного вычитания спрогнозированной помехи (ООО «Сей-

смотек»);

5. Методика «деконволюции» (ООО «Пургеофизика»);

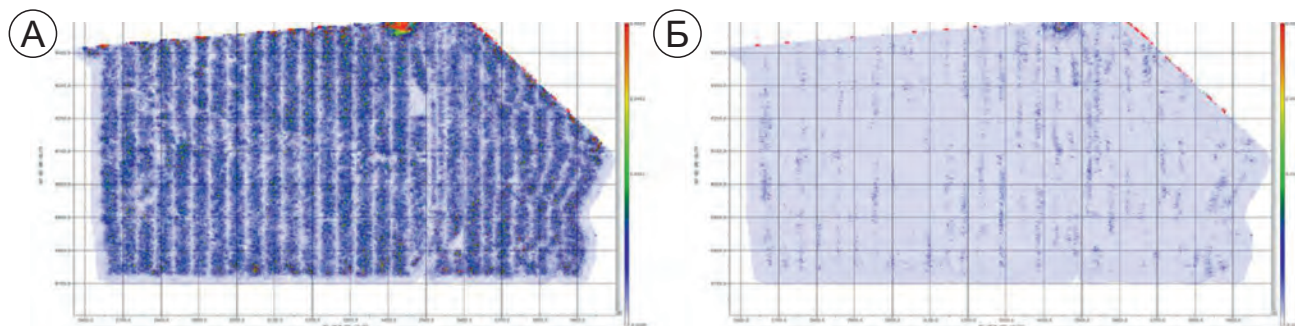
6. Метод следящей фильтрации (АО «Башнефтегеофизика»);

7. Рекурсивный метод удаления помех вторичных гармоник на основе пилотного свип-сигнала (АО «Башнефтегеофизика»)

Все зарубежные методики (п.1-3) требуют приобретения лицензии и достаточно большого объёма оперативной памяти. Российские технологии не уступают, а во многом даже превосходят зарубежные [4]. Как представитель АО «Башнефтегеофизика» вкратце расскажу о методах, применяемых в нашей компании.

Технология «Следящая фильтрация» использует полосовой фильтр по виброграммам с изменяющимися во времени граничными частотами фильтра [2]. Полоса пропускания должна полностью включать в себя времена прихода полезных отражений от всех целевых горизонтов. В результате большинство гармонических помех от соседних источников возбуждения, располагающихся в зоне подавления, гасятся. Кроме этого, следящая фильтрация давит шумы передвижения соседних групп вибраторов, промышленные помехи, треск льда и микросейсмы. После корреляции, уровень шумов и гармоник давится примерно на 90%. Метод запатентован.

Рекурсивный метод удаления помех вторичных гармоник на основе пилотного свип-сигнала. Потенциальным преимуществом методики является возможность целенаправленного подавления отдельных гармоник разного порядка и работы с ними по отдельности. Метод осуществляет выделение гармоник через взаимную корреляцию виброграмм с соответствующим свипом для каждого порядка. Затем, выделенные



▲ Рис. 14. Карта RMS амплитуд до (а) и после (б) шумоподавления Slip Time=16с по кубу ближних удалений (1500м) в частотном диапазоне 30-60 Гц.

гармоники поочерёдно вычитаются из первичной коррелограммы. Результат шумоподавления представлен на рисунке 14б.

Заключение

Любые вибрационные данные подвержены влиянию гармонических искажений. При стандартных методиках проведения полевых работ искажения не приносят негативного влияния на качество данных, так как соответствующие помехи находятся в отрицательных временах каждого из возбуждений;

Высокопроизводительная методика Slip-Sweep позволяет получить материал высокого качества, однако подвержена негативному влиянию помех (работа и движение вибрационных установок, влияние гармонических искажений пилотного свипа);

Минимизировать влияние гармонических искажений на данных Slip-Sweep возможно на этапе планирования полевых работ и опытно-методических работ, меняя параметры длины свип-сигнала;

Необходимо использование специальных подходов для подавления помех, вызванных вторичными гармониками, реализуя методики, в том числе разработанные в АО «Башнефтегеофизика».

Литература

1. Гафаров Р.М. Slip-sweep - метод высокопроизводительной сейсморазведки без потери качества получаемых данных в условиях центральной части России // Приборы и системы разведочной геофизики. 2012. № 1. С. 62-66
2. Гафаров Р.М. Применение следящей фильтрации при обработке данных Slip-sweep // Геофизика. 2012. № 4. С. 47-53
3. Ягудин И.Р., Гафаров Р.М., Сираев И.А., Ахтямов Р.А. Влияние нелинейных искажений на качество полевых данных в вибрационной сейсморазведке // Геофизика. 2022. № 4. С. 58-63
4. Акуленко А.С., Гафаров Р.М., Сираев И.А. Анализ эффективности технологий подавления эффектов наложения гармонических искажений, возникающих при выполнении полевых сейсморазведочных работ // Приборы и системы разведочной геофизики. 2023. № 01(76). С. 15-27

ПОСТ-РЕЛИЗ КОНФЕРЕНЦИИ «Встречи на Волге 2025»: профессиональный диалог, технологии и живая практика

С 16 по 19 сентября 2025 года в Саратове прошла научно-практическая конференция «Встречи на Волге 2025», собравшая ведущих специалистов геофизической отрасли, производителей оборудования и представителей научного сообщества. Форум вновь подтвердил статус ключевой площадки для профессионального общения, обмена опытом и демонстрации новейших технологий в области геологоразведки.



Главная идея конференции в этом году была отражена в её слогане: «*Эффективные технологии – залог успешной геологоразведки*». Программа форума стала насыщенной платформой для обсуждения актуальных вызовов отрасли, внедрения цифровых решений и представления передовых технологических разработок. Среди ключевых тем — локализация отечественного оборудования, современ-

ные программные комплексы для обработки данных, новые методы геофизического мониторинга и применение оптоволоконных технологий.

Впервые в программе конференции работала отдельная секция, посвящённая **промысловой геофизике и ГТИ**, что позволило расширить профессиональную аудиторию и углубить дискуссию по практическим вопросам отрасли.



Особое внимание участников привлек **второй день конференции**, который стал настоящим событием. В «Парке покорителей космоса» имени Ю.А. Гагарина прошла масштабная полевая демонстрация сейсморазведочного, электроразведочного и промыслового оборудования. Свои разработки представили компании **«Сейстех»**, **«Геофизмаш»**, **«Вега»**, **«Сигма-ГЕО»**, **«СКБ СП»**, **«Геоспейс»**, **X-Port Group**, **«Компания Т8»**, **«Новый ВостокГео»**, а техническую основу испытаний обеспечил холдинг **«Геосейс»** с импульсным источником «Геотон-15».

В организации полевой части и других мероприятий активное участие приняли **студенты-геологи**, которые не только помогали команде организаторов, но и получили уникальную возможность познакомиться с современными технологиями и практикой их применения.

Помимо деловой программы, участников ждали и культурные мероприятия: экскурсия по Парку покорителей космоса, тематический «космический» фуршет, а в завершение конференции — традиционная теплоходная прогулка по Волге, ставшая ярким финалом насыщенных рабочих дней.

Воронцов В.В., директор компании **«Геоспейс»**, генеральный спонсор конференции:

«Для нас 2025 год особенный — компании «Геоспейс» исполнилось 35 лет. За это время мы прошли путь от совместного предприятия, созданного в 1990 году на базе Уфимского завода «Геофизприбор» при участии японских и американских партнеров, до российского производителя геофизического оборудования с опытом поставок по всему миру.

Нам близок формат конференции «Встречи на Волге». Он сочетает содержательную деловую программу с возмож-



Воронцов В.В.

ГЕОСПЕЙС
Решения, создающие будущее

ностью неформального общения между производителями и заказчиками оборудования, исследователями, молодыми специалистами. Это важная площадка для обмена опытом, налаживания партнерства и развития профессионального сообщества.

Мы приняли решение стать генеральным спонсором конференции, поскольку считаем её проведение значимым для всей отрасли. На наш взгляд, у «Встреч на Волге» большой потенциал. В будущем конференция могла бы стать масштабным межрегиональным проектом, сохраняя свою концепцию, но проводясь ежегодно в разных городах — там, где работают геофизические предприятия, научные организации и образовательные центры.

Такой формат позволит активнее вовлекать регионы, укреплять профессиональные связи и развивать отечественную геофизическую школу. Мы уверены, что у этой инициативы — большое будущее».

Горбачев С.В., старший научный сотрудник ФГБУН ИФЗ им. О.Ю. Шмидта РАН, отметил особую атмосферу конференции:

«В современных реалиях, когда множество конференций становятся похожими друг на друга, теряется дух событий. “Встречи на Волге 2025” — это было интересное и по-настоящему душевное мероприятие, позволившее не только услышать содержательные доклады, но и пообщаться с коллегами, найти новые идеи для сотрудничества и развития. Конференция, организованная коллективом журнала «Приборы и системы разведочной геофизики», эффективно представляет актуальные разработки рынка и способствует развитию отрасли в целом. Хочу выразить огромную благодарность всем участникам за их вклад в организацию и содержательную работу форума».



Горбачев С.В.

Архипов А.А., генеральный директор ООО «НПП Геошельф»:

«С моей точки зрения, конференция “Встречи на Волге 2025” удалась! Высокий уровень докладов, активные дискуссии, вовлечённость аудитории, новые профессиональные знакомства — всё это создало особую атмосферу. Отдельная благодарность организаторам за тёплый приём и достойный уровень подготовки. Рост числа участников и качества выступлений внушает уверенность в дальнейшем развитии и перспективах конференции. Ждём продолжения!»



Архипов А.А.

Дагаев И.Л., геолог РИТЭК, подчеркнул насыщенность программы и уникальный формат полевых испытаний:

«Программа охватила широкий круг тем — от проектов ГИН и оцифровки материалов до технологий полевых исследований, обработки и интерпретации данных. Заметно расширился круг участников — к работе подключились студенты и преподаватели вузов. Полевые испытания оборудования в Парке Покорителей космоса имени Ю.А. Гагарина стали отличным решением. После демонстраций участников ждала экскурсия по этому сакральному месту и “космический” фуршет. Кто не побывал на полевых испытаниях в сентябре 2025 года, могут лишь пожалеть об упущенном. Все дни прошли в динамичной работе: интересные доклады, грамотное расписание, обмен знаниями и опытом. Отдельно хочу отметить дружескую атмосферу и тепло долгожданных встреч с коллегами. И, конечно, традиционная теплоходная прогулка по Волге стала прекрасным финалом. Огромное спасибо организаторам за этот праздник — с нетерпением ждём «Встреч на Волге 2026»!».



Дагаев И.Л.

Трофимов А.В., главный геофизик Дирекции геофизических работ АО «Росгеология»:

«Встречи на Волге 2025» — отличная площадка для встреч и обмена опытом. Конференция собрала лучших специалистов со всей страны. Дружественная атмосфера, насыщенные дискуссии, широкий спектр тем — от современных методов разведки и цифровизации производственных процессов до развития отечественного приборостроения и вопросов импортозамещения. Деловая и выставочная части были организованы на высоком уровне, а неформальное общение способствовало установлению новых профессиональных связей. Конференция вновь подтвердила статус значимой платформы, объединяющей исследователей, инженеров и представителей отрасли. Большое спасибо организаторам и спонсорам за проведение такого масштабного мероприятия».



Трофимов А.В.

Махортов П.Р., генеральный директор ООО «Новый ВостокГео», подчеркнул практическую направленность конференции:

«Наша компания во второй раз приняла участие во “Встречах на Волге” в качестве спонсора и благодарит организаторов за высокий уровень мероприятия. Программа предоставляет всесторонний обзор вопросов геологоразведочных работ — от производителей оборудования до заказ-

чиков, что помогает лучше понять потребности отрасли. Особого внимания заслуживает демонстрация оборудования в Парке Покорителей космоса с использованием импульсного источника. Быстрая предварительная обработка и презентация результатов уже на следующий день показали реальные возможности техники. Мы надеемся на дальнейшее развитие конференции и с нетерпением ждём следующего форума».

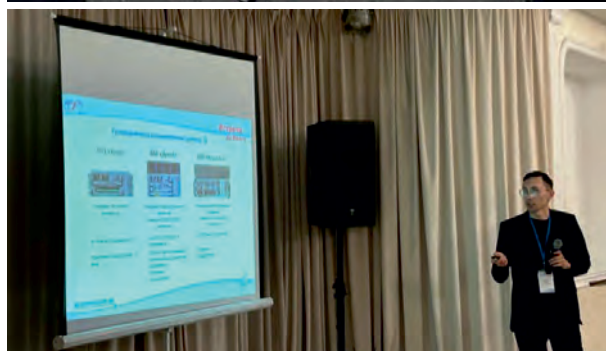


Махортов П.Р.

Георгий Ашкар, группа компаний Т8:

«Для нас участие во “Встречах на Волге 2025” стало важным шагом для развития нового продуктового направления — оптоволоконная система DAS в наземной сейсморазведке была представлена не как предмет научных изысканий, а как решение для выполнения определенных задач геологоразведки. Особую ценность придала возможность показать участникам сейсмический материал, полученный в ходе полевой демонстрации, прямо в рамках конференции, что вызвало живой интерес у представите-

лей разных направлений отрасли. Именно такие встречи профессионалов способствуют продвижению новых идей и технологий и помогают ускорять их внедрение на практике».



Георгий Ашкар.

Тарасов Н.В., исполнительный директор АО «СКБ СП»:

«Одной из ключевых особенностей конференции “Встречи на Волге 2025” стала её насыщенная практическая программа. Для профессионалов геофизической отрасли крайне важно не только обсуждать технологии в теории, но и видеть их реальное применение. Возможность вживую наблюдать работу самого разнообразного оборудования — сейсморазведочного, электроразведочного и промыслового — в реальных полевых условиях даёт участникам уникальный опыт, который невозможно заменить ни презентациями, ни стендовыми демонстрациями.

Формат полевых испытаний позволяет сравнивать решения разных производи-

телей на одной площадке, обмениваться практическими наблюдениями, обсуждать результаты прямо “в поле” и мгновенно получать обратную связь от коллег. Это не только повышает уровень профессиональной дискуссии, но и способствует более осознанному выбору технологий для реальных проектов.

Мы высоко оцениваем подход организаторов, которые уделили этой части программы особое внимание. Подобные демонстрации превращают конференцию в настоящую рабочую лабораторию под открытым небом и делают её особенно ценной для инженеров, производителей и исследователей».



Тарасов Н.В.

Капустин Дмитрий, разработчик ПАК «Геотом», соучредитель компании «Сейстех»:

«Конференция “Встречи на Волге 2025” собрала всю отрасль — здесь были специалисты-практики из множества компаний, работающих в сфере разведочной геофизики. Это профессиональная аудитория, которая прекрасно понимает реальные производственные задачи и может объективно оценить технологии “в поле”.

Мы постарались достойно представить нашу разработку — российскую бескабельную телеметрическую систему ПАК “Геотом”. За полдня силами всего пяти человек было развернуто более 400 каналов по 4-м приёмным линиям, получен кондиционный сейсмический материал и продемонстрированы возможности удалённого управления системой.

Формат мероприятия и состав аудитории таковы, что здесь не получится



Капустин Дмитрий.



приукрасить — всё видно и оценивается по реальным результатам. И именно это делает участие в «Встречах на Волге» особенно ценным: это площадка, где отечественные технологии могут проде-

монстрировать свою эффективность на деле, перед глазами профессионалов отрасли. Этим мы и воспользовались в полной мере»



Встречи на Волге

г. Саратов
16–19 сентября 2025 г.

Конференция «Встречи на Волге» продолжает объединять профессиональное сообщество, создавая пространство для обмена знаниями, демонстрации технологий и развития отрасли. Участники отмечают не только высокий профессиональный уровень, но и атмосферу открытого диалога, благодаря которой событие остаётся уникальным в геофизическом календаре страны.





27–28 ноября 2025 года в Москве состоялось юбилейное XV Всероссийское совещание «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии», организованное подведомственной организацией Роснедр — ФГБУ «ВНИГНИ» при поддержке Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации и Федерального агентства по недропользованию (Роснедра).

За годы проведения Совещание утвердилось в статусе одной из ведущих отраслевых площадок, объединяющей представителей научного сообщества, органов государственной власти и крупнейших компаний нефтегазового комплекса страны.

В 2025 году ключевым вопросом дискуссий стала тема **«Приоритетные регионы нефтегазопроисковых работ и прогноз прироста запасов углеводородов»**.

В рамках научной программы были рассмотрены следующие направления:

- результаты региональных геологоразведочных работ на углеводородное сырьё, выполненных за счёт средств федерального бюджета, включая ВИПР и федеральный проект «Геология. Возрождение легенды»;
- прогноз нефтегазоносности слабои-

зученных и перспективных территорий;

- вопросы взаимодействия государства и недропользователей при реализации геологоразведочных проектов;
- оценка прогнозных ресурсов нефти и газа;
- стадийность геологоразведочных работ на нефть и газ.

В двухдневной работе Совещания приняли участие **более 500 представителей** академической науки, нефтегазовых и сервисных компаний, а также руководители и ведущие специалисты подведомственных Роснедрам организаций.

В первый день с приветственным словом к участникам обратился **руководитель Федерального агентства по недропользованию Олег Владимирович Казанов**. В своём выступлении он подчеркнул, что выбранная тематика



▲ Рис. 1. Выступление генерального директора ФГБУ «ВНИГНИ» П. Н. Мельникова.

отражает как современные вызовы отрасли, так и накопленный научно-практический потенциал, сформированный в том числе благодаря системной работе ВНИГНИ совместно с Роснедрами.

Было отмечено, что государство продолжает активно инвестировать в поисковые и региональные геологоразведочные работы, в том числе в рамках федерального проекта **«Геология. Возрождение легенды»**, при этом долгосрочное развитие отрасли возможно только при консолидации усилий государства и недропользователей.

Научную программу первого дня открыл доклад **«Приоритетные регионы ГРР на УВС — территории открытий будущего»**, с которым выступил генеральный директор ФГБУ «ВНИГНИ» Павел Николаевич Мельников. В докладе были представлены итоги региональ-

ных геологоразведочных работ и обозначены наиболее перспективные направления дальнейших исследований.

Во второй день Совещания с докладом **«Оснащённость российской сейсморазведки: вызовы времени и технологические тренды»** выступил Д. Н. Слонов, главный редактор журнала «Приборы и системы разведочной геофизики».

В выступлении была обозначена проблема утраты технологических и кадровых компетенций в разведочной геофизике, а также представлен программно-аппаратный комплекс «Геотом» — отечественная сейсморегирующая система, продемонстрированная как успешный пример решения задач импортозамещения.

Юбилейное XV Всероссийское совещание подтвердило свой статус ключевой профессиональной площадки для обсуж-

дения актуальных вопросов недропользования и развития нефтяной отрасли России — от фундаментальной геологии и экологии до современных технологий и экономических аспектов.

Доклады участников и фотоматериалы Совещания доступны на официальном сайте и в Telegram-канале ВНИГНИ: <https://vnigni.ru>



ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ
РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

Сейсморегистрирующее оборудование

Sercel 408+428	Sercel 508	Sercel WTU-508	I/O, ARAM	RT-2	UNIC	Allsets	Геотом	СКБ СП	ИТОГО
771 000	209 100	8 000	86 000	35 200	40 000	23 000	15 000	8 000	1 199 300
64,29%	17,44%	0,67%	7,17%	2,94%	3,34%	1,92%	1,25%	0,67%	100,00%

НЕ ПОДДЕРЖИВАЕТСЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ В РОССИИ

Износ оборудования – более 80%

Потенциал отрасли оценивается
в 250–350 тыс. каналов,
удовлетворяющих требованиям заказчиков

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ
РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

Российские технологии - российским геофизикам



Система управления
виброисточниками GDS



Виброисточники
«БАТЫР» и «ГЕОСВИП»

Электро-импульсные
источники
«Енисей», «Абакан»,
«Геотон», ЭМИ

Сейсморегистрирующие
системы
ПАК «Геотом» и СКАУТ-НТ

- сейсмоприемники (геофоны);
- секции телеметрического кабеля;
- разъемы и аксессуары для полевых сейсморазведочных работ.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ В ОТРАСЛИ на 2026 г.

Дата и Место	Название	Организатор
26 февраля 2026, г. Москва	«Современные технические средства управления траекторией скважин; Каротаж в процессе бурения LWD. Развитие ГТИ с внедрением цифровых технологий; Комплексирование ГТИ и LWD. Новые отечественные разработки аппаратуры и оборудования для ГИС (в рамках программы импортозамещения)»	АИС, ЕАГО
2-5 марта 2026, Москва, МВЦ «Крокус Экспо»	Нефтегаз 2026 Международная выставка оборудования и технологий для нефтегазового комплекса	Экспоцентр
с 9 по 12 марта 2026, Норвегия, Ставангер , MEETT Toulouse Exhibition and Convention Centre	EAGE 2026 - конференция и выставка Европейской ассоциации геологов и инженеров	EAGE
26 — 27 марта 2026, Азербайджан, г. Баку	Международная научно-практическая конференция «Новое в геологии, геофизике и сейсмологии: тенденции, технологии, прогнозы»	AGEOS 2026
31 марта - 4 апреля 2026, г. Москва, МГРИ	IX Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2026. Геологоразведочные технологии - наука и бизнес»	ГеоЕвразия, МГРИ, МПР
14-17 апреля, 2026. г. Москва	XV Международной научно-практической конференции «Научно-методические основы прогноза, поисков, оценки месторождений алмазов, благородных и цветных металлов»	ФГБУ «ЦНИГРИ», МПР
20-23 апреля 2026. г. Санкт-Петербург	МЕЖДИСЦИПЛИНАРНЫЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ КЛАСТЕР КОНФЕРЕНЦИЙ И ВЫСТАВКИ АГГИ Единый регистрационный взнос на все мероприятия. Одна площадка и уникальные выставочные возможности	АГГИ
20-23 апреля 2026, г. Санкт-Петербург	«Геонауки: от современных вызовов до решений, открывающих будущее» XII Международной геолого-геофизической конференции	Геомодель и АГГИ
20-23 апреля 2026, г. Санкт-Петербург	Горизонтальные скважины 2026	Геомодель и АГГИ
20-23 апреля 2026, г. Санкт-Петербург	Инженерная и рудная геофизика 2026	Геомодель и АГГИ
27-29 Апреля 2026, г. Сочи	Научно-практическая конференция «ГеоПотенциал-2026». Актуальные проблемы геологии и геофизики	ГеоЕвразия
21-24 Апреля 2026, г. Москва	19-я Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»	РГГУ им.Губкина
8 - 10 апреля 2026 г. Атырау, Казахстан	Выставка Atyrau Oil & Gas	Iteca
12-14 мая 2026, Узбекистан, Ташкент, CAEx Uzbekistan	28-я Международная Выставка и Конференция «Нефть и Газ Узбекистана - OGU 2026»	OGU, Узбекнефтегаз

Май, г. Санкт-Петербург	Технологический день ГПН ГЕО	Газпром нефть
26-29 мая 2026, г. Уфа	Газ. Нефть. Технологии 2026 - международная выставка и Российский нефтегазохимический форум	ВК Экспо
17-19 июня 2026, г. Саратов	Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия 2026 - международная выставка-форум	ВК «Экспо-Волга»
14-17 июля 2026, Подмосковье	«Геофест – 2026»	Фирма Геосейс
4 - 7 августа 2026	Интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой отрасли 2026 7-я научно-практическая конференция	Геомодель, АГГИ
17 - 21 августа 2026, г. Иркутск	Байкал-Гео'26. Восточносибирская научно-практическая конференция	Геомодель, АГГИ
26-28 августа 2026, г. Казань	Международная нефтегазохимическая выставка в рамках Татарстанского нефтегазохимического форума	Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан, АНО «Казань Экспо»
8 - 11 сентября 2026, г. Геленджик	Геомодель 2026 28-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа	Геомодель, АГГИ
20-23 сентября 2026, г. Сургут	Нефть и Газ Сургут 2026 - выставка нефтегазовой промышленности	АО "ОВЦ "Югорские контракты"
30 сентября - 1 октября, г. Алматы, Казахстан КЦДС "Атакент"	30-я Казахстанская Международная Технологическая Конференция "Нефть и Газ" – KIOGE 2026	KIOGE
Октябрь 2026, г. Москва	Российская отраслевая энергетическая конференция (РОЭК)	Геомодель, АГГИ
Октябрь-ноябрь, г. Красноярск	Ежегодная научно-практическая конференция «Сейсмика в Сибири и за ее пределами»	КрасноярскНИПИ, Роснефть
г. Тюмень	«Геологоразведка на нефть и газ» – тренды, вызовы, решения	ТННЦ
Ноябрь, г. Москва	«Проблемы геологии нефти и газа»	ФГБУ «ВНИГНИ»

СЕЙСМОСИСТЕМА СКАУТ-НТ

 СДЕЛАНО
В РОССИИ



СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ
SKBSPRU



14÷17 | Геофизики
июля на одной волне

Ваши заявки на участие
в научно-практической
конференции ГЕОФЕСТ-2026
ждем на info@geofest.net

ГЕОФЕСТ

Проводится с 2009 года



МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ГЕОЕВРАЗИЯ 2026»

с 31 марта
по 4 апреля
2026 года

→ gece.moscow/2026

Приглашение к участию в выставке инноваций и технологий ГРР

Тема мероприятия
**Стимулирование развития
минерально-сырьевой
базы РФ**

Место проведения
**Москва, МГРИ
ул. Миклухо-Маклая, 23**

Приглашаем вашу компанию принять участие в специализированной выставке **(с 31 марта по 2 апреля)** в рамках международной конференции «ГеоЕвразия-2026» — ведущей платформы для профессионального общения, обмена опытом и презентации передовых решений в сфере геологоразведочных работ и недропользования.

ПОЧЕМУ СТОИТ УЧАСТВОВАТЬ

- **Прямая коммуникация с лидерами отрасли.** Более 1200 специалистов и руководителей компаний — ваши потенциальные партнёры и клиенты.
- **Высокий статус события.** Конференцию традиционно посещают представители профильных ведомств и руководители ведущих предприятий.
- **Бесплатное участие делегатов.** Это гарантирует рекордный охват и широкую целевую аудиторию.
- **Возможность заявить о себе.** Презентуйте инновационные технологии, продемонстрируйте оборудование, укрепите имидж компании.

Форматы участия

Стандартный стенд	Выставочное место + стендовая презентация/ полевая демонстрация	180 000 ₽ (при оплате до 01.02.2026 — скидка 30 000 ₽)
Видео-демонстрация	Рекламный ролик на экранах в фойе и кофе-зоне	30 000 ₽
Рекламный баннер	Размещение в зонах повышенного внимания	30 000 ₽

Спонсорские пакеты

Генеральный партнёр	Эксклюзивный статус, приоритетное упоминание, стенд в выставочной зоне	500 000 ₽
Партнёр конференции	Стенд, поддержка ключевых сессий, включение материалов в пакеты участников	300 000 ₽
Спонсор кофе-зоны	Брендинг зоны обеспечит постоянный визуальный контакт с участниками	150 000 ₽

Станьте частью главного профессионального события года, представьте ваши достижения и укрепите позиции на рынке геологоразведки.

→ **Для участия и бронирования стендов:** Координатор выставки «ГеоЕвразия – 2026»,
информационный партнёр – журнал «Приборы и системы разведочной геофизики»:

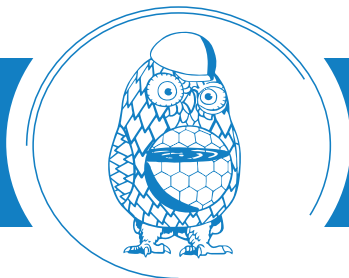
Матвеев Сергей | +7-987-822-68-37 | psrgeo@mail.ru



Общественный
совет
при Роснедрах



**ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ
РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ**
ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ



21–22 октября 2025 года Молодежным советом нефтегазовой отрасли при Министерстве энергетики Российской Федерации и Губкинским университетом при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации и ПАО «Газпром» состоялась VII Международная интеллектуальная игра среди молодежи нефтегазовой отрасли «Нефтяная сова».



БОРИС БЕЛОЗЕРОВ

Ведущий интеллектуальной игры
Обладатель «Хрустальной совы» телеигры «Что? Где? Когда?», член
Молодежного совета нефтегазовой отрасли при Министерстве
энергетики Российской Федерации

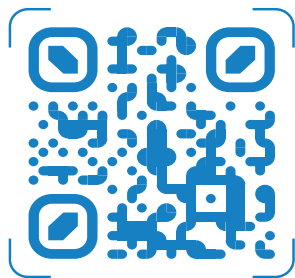
В этом году участие в интеллектуальной игре, организованной на базе и при поддержке Губкинского университета, **приняли участие 137 команд из компаний нефтегазовой отрасли, университетов России и стран ближнего зарубежья – Беларуси и Казахстана.**

По итогам VII Международной интеллектуальной игры среди молодежи нефтегазовой отрасли «Нефтяная сова»:

- 1 МЕСТО – «ИНКОгнито» (ООО «Иркутская нефтяная компания»)**
- 2 МЕСТО – «Джентльмены удачи» (АО «НК «Нефтиса»)
- 3 МЕСТО – «Баррель молодости» (ООО «Транснефть – Дальний Восток»)



УЗНАТЬ ОБ ИГРЕ:



ОФИЦИАЛЬНЫЙ САЙТ

“ Команда молодых специалистов «Нефтисы» впервые приняла участие в интеллектуальной игре «Нефтяная сова». Считаю, что для первого раза мы показали неплохой результат. Интеллектуальная игра была организована на высоком уровне. Здорово, что благодаря «Нефтяной сове» у молодых специалистов со всей России и стран ближнего зарубежья есть возможность почувствовать себя единым профессиональным сообществом, познакомиться с коллегами, узнать больше о деятельности других предприятий нефтегазовой отрасли, – рассказывает капитан команды, заместитель начальника управления оптимизации производственных процессов АО «НК «Нефтиса» Игорь Измаилов.

”



Генеральным партнером турнира выступило ПАО «Газпром». Информационными партнерами выступили Российское газовое общество и Издательский дом «Губкин», ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», ООО «Издательский дом «Энергетика и промышленность», Онлайн-журнал об энергетике «Энергия +», АО «НК «Нефтиса».

pts64.ru



ooo.pts64@mail.ru

ПРОМТЕХСЕРВИС

ДЕФЕКТОСКОПИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

ООО ЛНК «ПромТехСервис» - услуги дефектоскопии

Неразрушающий контроль – это способ проверки объекта, при котором проверяется его соответствие требованиям и сохраняется целостность и пригодность к использованию после проверки. Наша лаборатория имеет официальное свидетельство об аттестации, которая позволяет проводить дефектоскопию большинства объектов. Наша компания сотрудничает уже более чем с 20-ю организациями.

Объем выполняемых работ и преимущества:



500-600 сварных швов в день.
Диаметр - до 159 мм включительно



Документы в электронном виде на следующий день



Оригиналы документов через два-три дня (в зависимости от удаленности)



Доступные цены за услуги

Область аттестации:

Виды (методы) неразрушающего контроля:

- Визуально - измерительный (ВИК);
- Радиографический контроль (РК).

Наименование оборудования (объектов):

- Объекты котлонадзора;
- Системы газоснабжения (газораспределения);
- Оборудование нефтяной и газовой промышленности.

ООО «ПромТехСервис».

г. Саратов, 410019, г. Саратов, ул. Крайняя, дом 129.

+7 (967) 504-54-06



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

A cinematic photograph of two men in a misty, wooded setting. The man in the foreground wears a brown flat cap and a tweed jacket, holding a smoking pipe. The man behind him has a beard and wears a dark coat. The background is a soft-focus forest with bare trees.

– Что это за красные огни на болотах, Берримор?

– ГЕОТОМы, сэр



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



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

