ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ЯНВАРЬ-МАРТ

1/2026

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

Экономика и риски ГЕОЛОГОРАЗВЕДКИ



ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Российские технологии сейсморазведки в стратегии ГРР

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

ЛУЧШИЕ В МИРЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РОССИЙСКОЙ ГЕОФИЗИКИ!



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

НОВЫЙ ВОСТОКГЕО
NEW EASTGEO Co. Ltd

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)

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

ТЕМА НОМЕРА:
«Экономика и риски геологоразведки»

СОДЕРЖАНИЕ:

Наши партнеры 5

КОЛОНКА РЕДАКТОРА
Главный редактор Слонов Д.Н. 6

ТЕМА НОМЕРА
Российские технологии сейсморазведки в стратегии ГРР
Гурьев С.В., Камалтдинов Р.Р. 8

Экономические риски ГРР и ответственность недропользователя: возможности применения МОГТ-3D на поисковом этапе
Логовской В.И., Слонов Д.Н. 14

Российское происхождение как конкурентное преимущество: зачем производителю оборудования нужен реестр Минпромторга
Слонов Д.Н. 21

Почему оборудование для сейсморазведки от компании «Геоспейс» становится выгодной и надежной альтернативой импорту
Воронцов В.В. 25

Магнитотеллурическое зондирование как инструмент оптимизации геологоразведки небольших объектов
Самсонов М.Б. 31

Производственная безопасность как фактор эффективности современной сейсморазведки: практический опыт ТНГ-Групп»
Хайруллин А.Ф. 38

Переобработка данных - ключ к сокращению затрат и сроков
Латыпова А.Р., Кибальчич А.С., Захаров Ю.М. 43

Современный граф-обработки сейсморазведкочных данных 3D: обзор
Бекешко П.С., Глотов А.А., Жуков С.Е., Пархоменко О.М, Шабакаев Д.Д., Лаптев Я.В. 53

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
Особенности применения БПЛС с использованием искусственного интеллекта в геофизических проектах
Жгенти Н.С. 66

Основные результаты обработки сейсмических данных в Тинровском осадочном бассейне (Охотское море)
Грушевская О.В., Казанин А.Г., Литвачук А.В., Онищенко А.Н. 70

Способ снижения мешающего влияния вторичных высокоскоростных помех, формируемых в верхней части разреза при сейсмических наблюдениях 2D
Кострыгин Ю.П., Урмонов А.Х. 76

ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОФИЗИКА

Опыт определения зон фильтрации в теле грунтовой плотины водохранилища методами электроразведки и сейсморазведки
Молдаков В.В., Романов В.В., Кауркин М.Д., Иванов А.А. 80

Результаты комплексных инженерно-геофизических исследований на территории поста наблюдения за мерзлотными условиями автодороги р-297 «Амур»
Кауркин М.Д., Андреев Д.О., Романов В.В., Кауркин В.Д. 86

К вопросу о сезонности проведения сейсморазведочных работ для целей сейсмического микрорайонирования в районах распространения многолетнемерзлых грунтов
Кауркин М.Д., Андреев Д.О., Кауркин В.Д., Фаргиев И.И., Воробьев М.А. 93

Уточнение категории карстовой опасности участков строительства Московской агломерации методами инженерной сейсморазведки
Романов В.В., Кауркин М.Д., Андреев Д.О., Судоплатова А.А. 100

Картирование структуры подземной выработки методами наземной сейсморазведки на примере исследования Девятовской каменоломни (Новомосковский административный округ)
Романов В.В., Кауркин М.Д., Андреев Д.О., Иванов А.А. 105

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИДЕИ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Опыт оценки перспектив нефтегазоносности осадочного чехла юго-востока Волго-Уральской НГП и сопредельной территории на основе технологий ВЛП и GEOARRHENIUS
Меркулов О.И., Титаренко И.А., Сизинцев С.В. 113

Уточнение граничного значения T2CutOff для повышения достоверности выделения коллекторов по данным ядерно-магнитного резонанса на примере Среднеботуобинского месторождения
Воронов К.А., Воронова Л.А., Абдуллин Р.Н. 128

Механизмы горообразования в различных геодинамических теориях
Череповский А.В. 134

ОБРАЗОВАНИЕ

Принципы построения диаграммы псевдоакустического каротажа по данным ВСП
Тихонов А.А. 142

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.
Кауркин М.Д.
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:
23.03.2026

Дата выпуска:
31.03.2026

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

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

Организатор журнала:
Турлов П.А.

Уважаемые коллеги!

Представляем вашему вниманию первый номер 2026 года. Тема текущего номера журнала — «Экономика и риски геологоразведочных работ». В современных условиях геологоразведка рассматривается не только как комплекс геологических и геофизических исследований, но и как инвестиционный процесс с высокой неопределённостью, значительными затратами и длительными сроками реализации проектов. Эффективность геологоразведочных программ во многом определяется способностью компаний вовремя оценивать перспективы новых технологий, повышающих экономическую эффективность, снижающие операционные риски проектов.

Материалы номера посвящены вопросам оценки эффективности разведочных проектов, оптимизации затрат на геофизические исследования, управлению неопределённостью и внедрению новых технологий. Представленные материалы с разных сторон отражают современные подходы к повышению результативности геологоразведочных работ и снижению рисков на этапе поиска перспективных объектов разработки.

Мы выбрали данный вопрос темой номера после яркого осеннего события – конференции «ПроГРРесс-2025», где выступающие активно обсуждали состояние отрасли, делая анализ сложившейся стуации, давая свои прогнозы развития событий. Несколько ярких выступлений форума превратились в статьи этого номера.

В статье «Российские технологии сейсморазведки в стратегии ГРР» С. В. Гурьев и Р. Р. Камалтдинов анализируют ключевые вызовы, с которыми сегодня сталкивается российская геофизическая отрасль: сокращение объёмов геологоразведочных работ, износ технической базы и риск утраты профессиональных компетенций. Авторы рассматривают современные российские технологические решения как важный фактор повышения эффективности геологоразведки, напрямую влияющий на капитализацию нефтегазовых компаний. Авторы отмечают технологические преимущества программно-аппаратного комплекса «Геотом» позволяющие работать быстрее без потерь качества работ.

В редакционной статье, подготовленной совместно с авторитетным экспертом Логовским В. И. «Экономические риски ГРР и ответственность недропользователя: возможности применения МОГТ-3D на поисковом этапе» рассматриваются экономические риски геологоразведочных работ и роль недропользователя в их управлении. Оценивая принятые в отрасли рекомендации по стадийности ГРР, показывается, что доминирование двумерной сейсморазведки на ранних поисковых этапах может приводить к накоплению системных геологических и инвестиционных рисков. На основе анализа геологической природы неопределённости и экономических последствий выбора методики исследований обосновывается целесообразность применения трехмерной сейсморазведки уже на поисковом этапе в качестве инструмента повышения достоверности геологических моделей и снижения вероятности неэффективных инвестиций.

О возможностях метода МТЗ на ранних поисковых этапах рассказывают специалисты компании ВЕГА, акцентируя внимание читателей на экономической стороне геологоразведочного проекта. Авторы предлагают осуществлять раннюю локализацию перспективных зон на площади исследований, что по их мнению позволит переходить к дорогостоящим сейсмическим исследованиям лишь получив информацию о перспективных зонах лицензионного участка, концентрируя сейсмические изыскания именно на выявленных элек-

трораздедкой аномалиях.

В статье «Современный граф обработки сейсморазведочных данных 3D: обзор» (П.С. Бекешко и др., ООО «ГеоПрайм») рассматриваются ключевые изменения в технологиях обработки 3D-сейсмических данных, произошедшие за последние годы. Авторы сопоставляют обобщённые графы обработки 2018 и 2025 годов, иллюстрируя переход к более высокоразмерным алгоритмам (3D–5D), расширение процедур подавления помех, внедрение современных методов регуляризации, моделирования кратных волн и уточнения глубинно-скоростных моделей, включая FWI. Отдельное внимание уделено росту вычислительной сложности и объёмов данных, сопровождающему внедрение новых подходов.

Вопросам повышения эффективности геологоразведочных работ за счёт переобработки архивных сейсмических данных посвящена статья А.Р. Латыповой, А.С. Кибальчич и Ю.М. Захарова. Авторы рассматривают возможности применения современных методов обработки для повышения информативности ранее полученных материалов без проведения повторных полевых работ. Показано, что при достаточном качестве исходных данных переобработка позволяет существенно увеличить объём извлекаемой геологической информации, значительно сократить затраты и сроки выполнения работ, а также снизить риски при принятии решений в рамках ГРР.

В 2026 году в журнале открывается новая рубрика — «Инженерные изыскания», посвящённая применению геофизических методов при решении практических задач инженерной геологии, строительства и мониторинга природно-технических систем. Рубрика ориентирована на публикацию работ, демонстрирующих возможности сейсморазведки, электроразведки и других геофизических технологий при исследовании грунтовых массивов, оценке геологических рисков, изучении мерзлотных условий и картировании подземных объектов.

Не оставляем без внимания и тему образования. В статье А. А. Тихонова представлены теоретические основы и практические принципы построения диаграммы псевдоакустического каротажа по данным вертикального сейсмического профилирования. Работа носит выраженный научно-методический характер и посвящена вопросам согласования данных скважинной и наземной сейсморазведки в рамках единой эффективной модели физических свойств разреза. Материал статьи будет полезен также и при подготовке студентов, молодых специалистов в области ВСП.

К сожалению, не все авторы, заявившиеся при подготовке номера успели представить свои материалы. Возможно, в следующем номере мы продолжим обсуждение поднятых вопросов. Тема второго номера - «Сделано в России», несомненно, найдет отклик аудитории журнала. Приглашаем авторов принять в нем участие, представив свои разработки и проекты. Второй номер планируется к выходу в июне, срок подачи материалов – до 10 июня.

А пока – интересного вам прочтения №1 журнала «Приборы и системы разведочной геофизики», с темой номера «Экономика и риски ГРР».



Главный редактор журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики»,



Слонов Дмитрий Николевич

Российские технологии сейсморазведки в стратегии ГРР

- Гурьев С.В., холдинг ГЕОСЕЙС, г. Москва
- Камалтдинов Р.Р., ООО «ТСГК», г. Тюмень

Геологоразведка — ключевой фактор ресурсной устойчивости отрасли

Капитализация нефтегазовых компаний определяется прежде всего величиной и качеством ресурсной базы. Объемы текущей добычи, особенно в условиях нестабильности рынка сбыта углеводородов, для стоимости компании – вторичны.

Подтверждённые запасы и перспективные ресурсы формируют основу инвестиционной привлекательности геологоразведочного проекта, определяют долгосрочную устойчивость недропользователя. Под этим углом геологоразведка является не вспомогательной функцией, а стратегическим инструментом развития компании, да и отрасли в целом.

По мере истощения эксплуатируемых месторождений, значение геологоразведочных работ неизбежно возрастает. Сохранение стабильных уровней добычи невозможно без постоянного восполнения запасов и вовлечения в разработку новых объектов.

Именно эффективность разведки сегодня во многом определяет возможности добычи завтра.

Энергетическая стратегия России до 2050 года ставит перед отраслью масштабную задачу — обеспечить в течение ближайших 25 лет уровень добычи 640 млн. тонн нефти ежегодно.

А это требует постоянного прироста запасов и ресурсов. При этом надо учитывать, что запасы становятся все более труднодоступными, что делает необходимым развитие новых технологий для их разведки и добычи.

Таким образом, инвестиции в геологоразведку — это не расходная статья, а фундамент будущей капитализации нефтегазовой отрасли и энергетической безопасности страны.

Однако именно в тот момент, когда роль разведки становится критически важной, сама геофизическая отрасль сталкивается с системным снижением потенциала, потерей компетенций и технологическими ограничениями.

И если сегодня не остановить этот процесс, завтра наступит ситуация, когда задачи энергетической стратегии выполнять просто некому и нечем.

Снижение потенциала геофизической отрасли, критические потери компетенций

Снижение объёмов заказов сегодня является главным фактором упадка рынка геофизических услуг в России. За последние пять лет рынок наземной сейсморазведки в денежном выражении сократился кратно. Это уже не цикличеcкий спад, а системное сжатие отрасли, которое напрямую влияет на производственный потенциал и технологический уровень геофизики.

Последствия уже видны. Сокращаются ресурсы геофизических компаний. При этом требования заказчиков растут: отрасли нужны более плотные широкоазимутальные съёмки и более точные геофизические данные без существенного роста стоимости проектов. Такая ситуация формирует парадокс: требования повышаются, а производственный потенциал отрасли сокращается из года в год.

Критическим становится потеря компетенций, включающая, в первую оче-

редь, квалифицированных специалистов. Каждая закрытая партия — это потеря многолетнего опыта слаженной работы в трудных условиях. Геофизика — отрасль длинного цикла обучения, где подготовка квалифицированного специалиста занимает годы. Потеря кадров сегодня означает рост затрат и технологических рисков завтра.

Ограниченный доступ к иностранному оборудованию и специализированным компонентам повышает износ действующего парка систем и снижает возможности обновления технологий. Как результат, сохраняется высокая зависимость отрасли от зарубежного программного обеспечения и оборудования.

Дополнительным фактором ослабления геофизической отрасли является недостаточный объём инвестиций в разработку новых технологий и оборудования.

Сокращение числа заказов на проведение геологоразведочных работ вынуждает сервисные компании проводить жёсткую оптимизацию затрат, направляя имеющиеся ресурсы прежде всего на поддержание текущей производственной деятельности. В этих условиях расходы на научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы (НИОКР) значительно сокращаются или полностью исключаются из бюджетов предприятий.

Следует учитывать, что оборудование сейсморазведочных партий эксплуатируется в крайне сложных природно-климатических условиях — в районах Крайнего Севера, в труднодоступных регионах с резкими температурными колебаниями, высокой влажностью и значительными транспортными нагрузками. Такие условия эксплуатации неизбежно приводят к ускоренному физическому износу техники и снижению её надежности. В результате значительная часть формально числящегося оборудования фактически не может использоваться в полном объёме или требует серьёзного ремонта и модернизации.

По нашим оценкам к относительно современному и работоспособному оборудованию можно отнести не более ста виброисточников и порядка 250–300 тысяч каналов регистрации. С учётом технического состояния оборудования это соответствует возможностям формирования примерно 15–20 полноценных сейсморазведочных партий для проведения работ формата 3D.

Отсутствие острого дефицита производственных ресурсов на текущий момент объясняется существенным снижением объёмов выполняемых работ. Так, в зимнем полевом сезоне 2025–2026 годов в России работает около 30 сейсморазведочных партий. При этом две трети

▼ *Рис. 1 Экстремальные условия эксплуатации ускоряют износ геофизического оборудования.*





из них выполняют проекты 2D, для которых требуется значительно меньшее количество каналов регистрации и источников возбуждения.

В последние годы в России сформирован ряд собственных технологических решений, успешно применяемых на практике. На многих геологоразведочных проектах подтверждена работоспособность отечественных виброисточников «Геосвип» и «Батыр», импульсных источников «Геотон» и «ЭМИ», а также буровых станков российского производства. Например, линейка станков УБГМ, УБШМ на различных транспортных базах, адаптированные для работы в любых сейсмогеологических условиях. Эти решения демонстрируют возможность создания полноценной технологической базы для проведения наземной сейсморазведки с опорой на отечественные разработки.

Сохранение и развитие геофизических компетенций становится важным фактором технологической и ресурсной безопасности страны. Особенно это актуально с учётом задач Энергетической стратегии России до 2050 года, предусматривающей масштабное восполнение ресурсной базы и устойчивое развитие минерально-сырьевого комплекса. Реализация этих задач потребует увеличения объёмов геологоразведочных работ уже в ближайшие годы.

ПАК «Геотом» как фактор технологического суверенитета и повышения эффективности сейсморазведки

Сегодня очевидно, что отрасли необходим переход к цифровым, автономным и высокоавтоматизированным системам регистрации, позволяющим выполнять большие объёмы исследований при ограниченных ресурсах и мень-

Рис. 2. ПАК «Геотом» используется на сейсморазведочных проектах в России. Фото предоставлено пресс-службой компании «Газпром нефть».



шей зависимости от внешних технологических факторов.

Именно в этой логике был разработан программно-аппаратный комплекс «Геотом». Основой концепции стала модель «лёгкой сейсморазведочной партии» — мобильной, технологически гибкой и экономически более эффективной организации полевых работ.

Использование автономных цифровых блоков регистрации, беспроводной передачи данных и систем удалённого контроля позволило сократить объём полевой инфраструктуры и уменьшить численность обслуживающего персонала с сохранением качества регистрируемых данных. Такая архитектура упрощает развертывание партий, ускоряет подготовку работ и снижает эксплуатационные затраты.

Разработка ПАК «Геотом» изначально ориентировалась на практические задачи российских геофизических компаний. Система создавалась как промышленное решение, адаптированное к реальным условиям эксплуатации — сложному рельефу, труднодоступным районам, ограниченной инфраструктуре, природоохранным зонам, условиям промышленной застройки и необходимости высокой автономности оборудования, - везде, где использование традиционных кабельных систем существенно усложняется.

Переход от опытных образцов к промышленной эксплуатации был завершён в 2024 году. Уже в первые два сезона система была применена на производственных проектах сейсморазведки 3D в ЯНАО и 2D в Якутии. Российская телеметрическая система обеспечила выполнение более 70 тысяч физических наблюдений. В сезоне 2025-26 оборудование используется в полном объёме на проектах 3D в Западной Сибири. Работа в



▲ *Рис. 3. ПАК «Геотом» на ведущих отраслевых событиях.*
Фото предоставлено пресс-службой компании «Газпром нефть».

различных сейсмогеологических условиях и с различными источниками возбуждения подтвердила не только работоспособность комплекса, но и его технологическую эффективность.

ПАК «Геотом» формирует новую экономическую модель проведения геологоразведочных работ. Повышается производительности партий, появляется возможность расширять геофизические программы. Для вертикально интегрированных нефтяных компаний это означает возможность увеличивать объёмы геологоразведки и ускорять прирост ресурсной базы при контролируемых капитальных затратах, что напрямую влияет на долгосрочную стоимость активов и инвестиционную привлекательность проектов.

Доразведка зрелых месторождений с развитой инфраструктурой

Одним из перспективных направлений применения современных бескабельных систем регистрации является доразведка зрелых месторождений с развитой промышленной инфраструкту-



▲ *Рис. 4. ПАК «Геотом» помогает работать на урбанизированных территориях.*

рой. На таких объектах проведение традиционных сейсморазведочных работ часто осложняется наличием трубопроводов, дорог, линий электропередачи, кустовых площадок, объектов подготовки нефти и газа и других элементов производственной инфраструктуры.

В то же время именно на зрелых месторождениях возникает необходимость уточнения геологического строения залежей. Современные задачи доразведки включают детальное картирование остаточных запасов, выявление неразбуренных блоков и линз коллекторов, уточнение положения тектонических нарушений, а также подготовку участков под бурение боковых стволов и эксплуатационных скважин. Дополнительной задачей является уточнение строения залежей в районах плотной сетки скважин, где ранее выполненные сейсмические исследования имеют недостаточное разрешение.

Использование кабельных систем в подобных условиях требует значительных трудозатрат, ограничивает размещение регистрирующего оборудования и увеличивает сроки подготовки работ. Прокладка кабельных линий также может создавать дополнительные риски для действующих производственных объектов.

Бескабельные системы регистрации позволяют оптимизировать организацию полевых работ на таких территориях. Компактные автономные регистраторы могут устанавливаться непосредственно вблизи объектов инфраструктуры, не требуя прокладки протяжённых кабельных линий. Это обеспечивает большую гибкость размещения наблюдательной сети и позволяет получать более плотное покрытие территории исследования.

Почему важно сохранять отраслевые компетенции для стабильности экономики

Для компаний, выполняющих геологоразведочные работы, ключевое значение имеет не только текущий экономический результат проектов, но и устойчивость всей технологической цепочки — от производства оборудования до сервисного сопровождения. Наличие отечественных разработок и сервисной инфраструктуры внутри страны снижает зависимость от иностранных поставщиков, сокращает сроки ремонта и технического обслуживания оборудования и повышает предсказуемость долгосрочных инвестиционных программ в сфере разведки и добычи углеводородов.

Важным фактором экономической эффективности становится также производительность сейсморазведочных работ. Использование современных российских решений, таких как программно-аппаратный комплекс «Геотом», позволяет значительно повышать объёмы выполняемых исследований в течение одного полевого сезона.

Это имеет прямое экономическое значение для нефтяных компаний. Ускорение проведения сейсморазведочных работ позволяет быстрее получать геологическую информацию, вводить новые участки в стадию оценки и подготовки к бурению, а значит — ускорять процесс постановки запасов на государственный баланс и их последующую разработку.

Заключение

Приоритетной задачей становится обновление технической базы и сохранение профессиональных компетенций отрасли.

Практика последних лет показала, что значительную часть технологической цепочки наземной сейсморазведки уже можно обеспечивать отечественными решениями.

Использование современных систем регистрации, таких как ПАК «Геотом», позволяет формировать сейсморазведочные партии с высокой долей российского оборудования, повышать производительность полевых работ и снижать зависимость от зарубежных поставщиков.

Расширение применения отечественных цифровых технологий формирует спрос на новые инженерные компетенции и позволяет сохранять профессиональные коллективы геофизиков. Комплекс уже используется в образовательных программах профильных вузов, формируя основу подготовки специалистов, работающих с современными системами регистрации и управления геофизическими данными.



▲ *Рис. 5. ПАК «Геотом» готов к новым работам.*

Таким образом, ключевой задачей ближайших лет становится не только обновление оборудования, но и формирование устойчивой отечественной технологической экосистемы полевой сейсморазведки.

Экономические риски ГРР и ответственность недропользователя: возможности применения МОГТ-3D на поисковом этапе

Логовской В.И., Слонов Д.Н.

Аннотация: *В статье рассматривается экономическая эффективность и риск-ориентированная роль трехмерной сейсморазведки (МОГТ-3D) при геологоразведочных работах на углеводороды. Показано, что традиционная этапность ГРР, основанная на доминирующем применении двумерной сейсморазведки на ранних стадиях, в современных геологических и экономических условиях приводит к накоплению системных рисков и росту совокупных инвестиционных потерь. На основе анализа стадийности ГРР, особенностей геологической среды и практических примеров обосновывается целесообразность применения 3D-сейсморазведки уже на поисковом этапе как инструмента управления экономическими рисками.*

Ключевые слова: *геологоразведочные работы, экономика ГРР, геологические риски, сейсморазведка 3D, поисковый этап.*

Экономика ГРР и значение стадийности

Геологоразведочные работы на углеводороды традиционно относятся к видам деятельности с высоким уровнем неопределенности и рисков. При этом именно на ранних стадиях формируется информационная основа, от которой в дальнейшем зависят объемы инвестиций, эффективность бурения, параметры разработки и конечная экономическая отдача проекта.

ГРР организуются по этапно-стадийному принципу. Суть стадийности заключается в том, что начало каждого этапа и каждой стадии определяется результатами предыдущих работ. Этапы и стадии различаются по масштабу изучаемых объектов, характеру задач, видам применяемых методов и требованиям к конечным результатам. Данный принцип имеет не только методическое, но и выраженное экономическое содержание: на каждом этапе принимаются решения, влияющие на уровень геологических и инвестиционных рисков.

Принято выделять три основных этапа геологоразведочных работ на углеводороды.

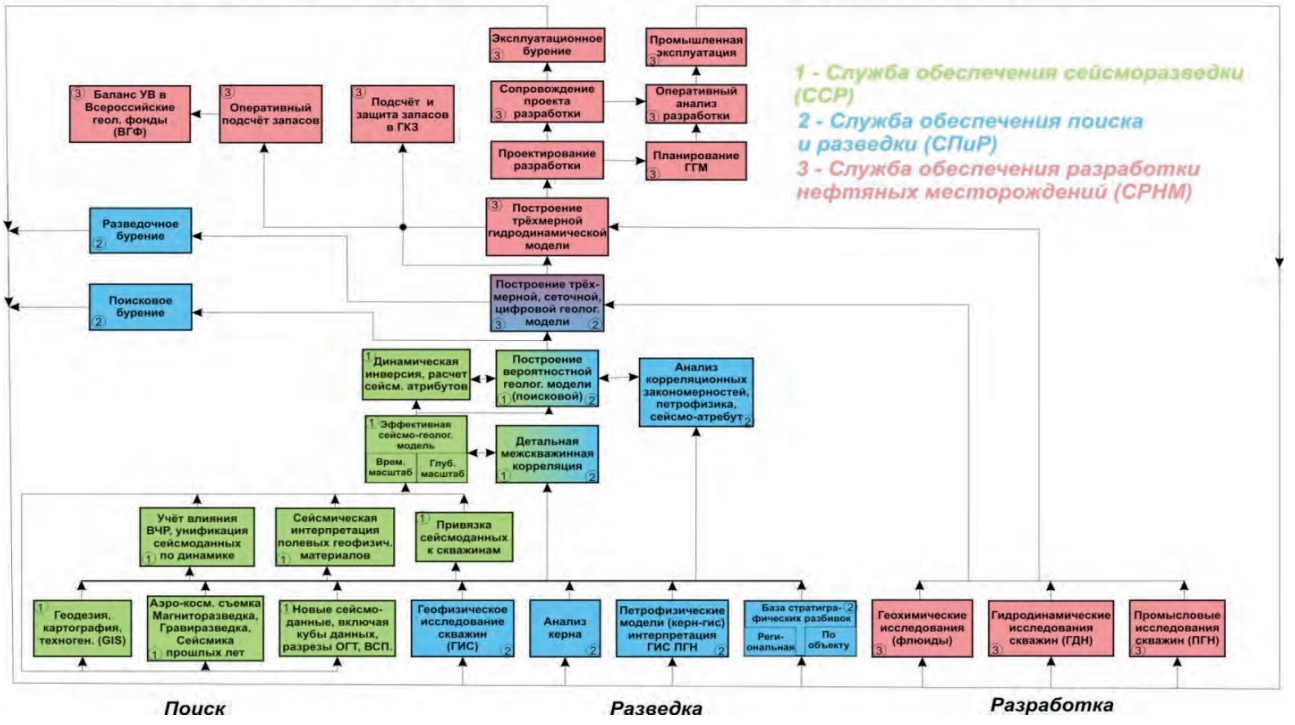
Региональный этап направлен на изучение общих закономерностей геологического строения слабо изученных осадочных бассейнов, их частей и литолого-стратиграфических комплексов, а также на предварительную оценку перспектив нефтегазоносности. В его рамках формируется общее представление о нефтегазоносных системах, условиях генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Поисково-оценочный этап ориентирован на выявление локальных объектов и обнаружение новых месторождений либо залежей на ранее открытых площадях, а также на оценку их промышленной значимости. Именно на этом этапе принимаются ключевые инвестиционные решения, определяющие дальнейшую судьбу лицензионного участка.

Разведочный этап предназначен для детального изучения выявленных месторождений и залежей с целью подготовки технологических схем разработки и подсчета запасов с требуемой степенью достоверности.

Каждый из этапов подразделяется на стадии, отражающие постепенное повышение детальности и требований к

Место сейсморазведки в едином технологическом цикле нефте-газоразведочных работ.



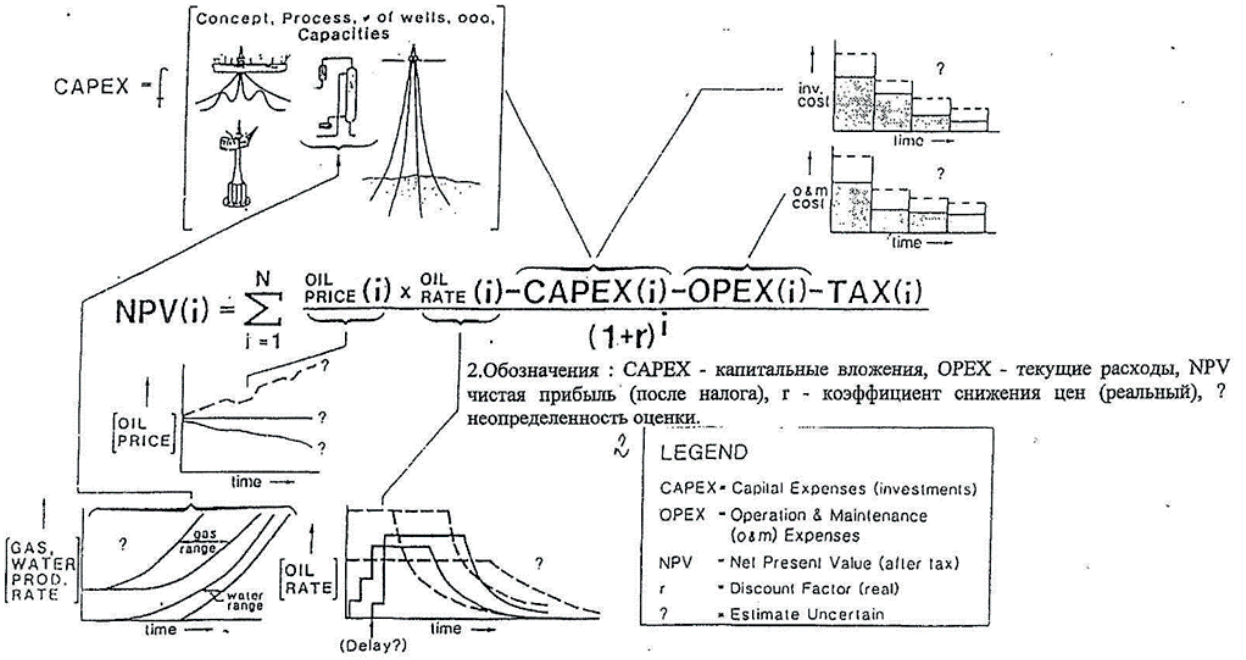
информации. Границы между стадиями условны и зависят от масштабов работ, ранга объектов и геолого-экономических условий. В ряде случаев стадии могут совмещаться или выполняться параллельно.

Главное предназначение инноваций в области геологоразведки — снижение геологических рисков и повышение точности определения перспективных объектов.

Главное предназначение инноваций в области геологоразведки заключается в снижении геологических рисков и повышении точности определения перспективных объектов, что напрямую влияет на эффективность последующей разработки месторождений углеводородов. Современные технологические решения позволяют получать более достоверные геологические данные, оптимизировать параметры проектирования и тем самым повышать экономическую устойчивость проектов.

К ключевым задачам нефтяной геологии в тесной взаимосвязи с экономическим анализом относятся обеспечение оптимального проектирования разработки и добычи, прогнозирование будущих темпов добычи с высокой степенью точности, достижение максимального коэффициента нефтеотдачи и наивысшей чистой прибыли, а также снижение капитальных и эксплуатационных затрат. Решение этих задач направлено на формирование устойчивой модели освоения месторождений, обеспечивающей баланс между технологической эффективностью и экономической целесообразностью.

Окончательное решение о вводе конкретного месторождения в разработку принимается прежде всего на основе экономических критериев. До начала бурения, строительства инфраструктуры или прокладки трубопроводов необходимо убедиться в положительном значении чистой приведённой стоимости проекта (NPV), которая отражает совокупный экономический результат реализации проекта с учётом фактора времени.

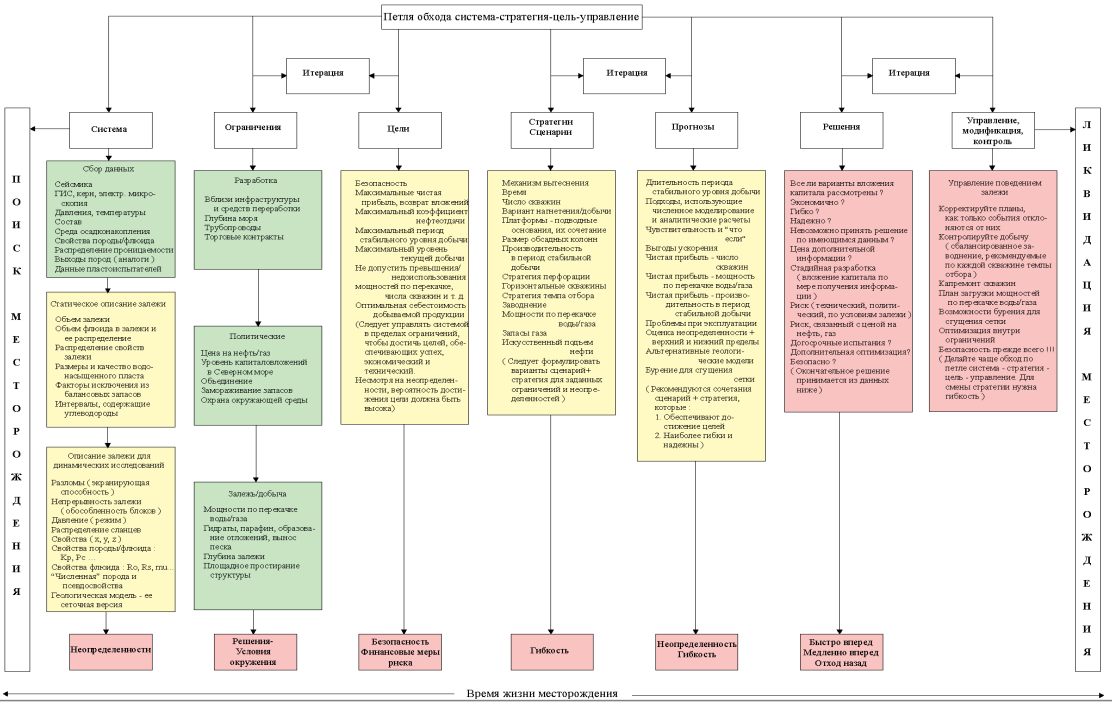


▲ *Рис. 1. Уравнение чистой прибыли*
*где **Oil Rate(t)** - темп добычи; **Oil Price(t)** - цены на нефть, (**r** – коэффициент снижения цен); **CAPEX(t)** - капитальные затраты; **OPEX(t)** - текущие расходы; **TAX(t)** - налоги; **MISC(t)** - прочие расходы, все это является функцией времени» [6].*

Показатель NPV определяется как накопленный дисконтированный денежный поток за расчётный период и рассчитывается по соответствующей формуле (рис. 1).

Положительное значение NPV свидетельствует об экономической эффективности проекта и целесообразности его реализации, тогда как отрицательное значение указывает на необходимость пересмотра технических параметров разработки или экономических условий проекта.

Сейсморазведка 3Д - как раз тот инновационный вид исследований в составе ГРР, который позволяет, порой в разы,



снизить уровень капитальных затрат (CAPEX(t)) (по сравнению с существующим) в нефтегазовом производстве.

Геологическая среда и природа рисков

Реальная геологическая среда по своей природе является трехмерной и, как правило, не обладает симметрией ни в плане, ни по разрезу. Конфигурация отражающих горизонтов, распределение скоростей, характер тектонических нарушений и литологических неоднородностей изменяются произвольно во всех трех направлениях.

Применение двумерной сейсморазведки в таких условиях неизбежно приводит к искажениям изображения геологической среды. Эти искажения носят системный характер и проявляются в ошибках интерполяции между профилями, недостаточной латеральной дискретизации, невозможности корректного учета сейсмического сноса и боковых отражений. На поисковом этапе подобные искажения часто не воспринимаются как критические, однако в дальнейшем они трансформируются в существенные экономические потери.

Особенно значимыми становятся ошибки при изучении малоразмерных, тектонически осложненных и неструктурных ловушек, которые в настоящее время составляют основу поискового фонда. В этих условиях вероятность пропуска перспективных объектов или их неверного оконтуривания при использовании 2D-сейсморазведки существенно возрастает.

Экономические последствия выбора методики сейсморазведки

Сравнительный анализ результатов сейсморазведки 2D и 3D, выполненных в пределах одних и тех же территорий, наглядно демонстрирует различия не только в геологической, но и в экономической эффективности. Применение объемных наблюдений обеспечивает кратное увеличение плотности информации и позволяет более надежно выявлять и оценивать локальные объекты.

Практика показывает, что при использовании даже наиболее плотных сетей 2D удается подготовить значительно меньшее количество структур по сравнению с 3D-сейсморазведкой. При этом принципиально важным эффектом является возможность раннего распознавания и исключения из дальнейших работ экономически нерентабельных объектов. Тем самым снижается вероятность неэффективного бурения и оптимизируется распределение инвестиций.

Следует подчеркнуть, что стоимость сейсморазведки в структуре общих затрат нефтегазовых проектов относительно невелика и, как правило, не превышает 8–10 %. В то же время на бурение и исследования скважин приходится до 70–75 % всех расходов. Таким образом, увеличение доли затрат на высококачественную 3D-сейсморазведку позволяет управлять существенно большей частью инвестиционного риска.

Роль 3D-сейсморазведки на этапах и стадиях ГРР

Экономическая целесообразность применения 3D-сейсморазведки особенно отчетливо проявляется при анализе ее вклада в решение задач различных этапов и стадий ГРР (Табл.1.).

Таким образом, эффект от применения 3D-сейсморазведки, выполненной на поисковом этапе, распространяется на все последующие стадии работ и позволяет избежать дублирования полевых исследований.

Этап и стадия ГРР	Основные задачи	Ключевые риски	Эффект применения МОГТ-3D
Региональный этап (оценка перспектив)	Выделение нефтегазоперспективных зон	Ошибочная региональная модель	Повышение достоверности структурных и палеоструктурных построений
Поисково-оценочный этап (подготовка объектов)	Выявление локальных ловушек	Пропуск или неверное оконтуривание объектов	Существенное снижение риска «пустого» бурения
Поиск и оценка залежей	Подсчет запасов, выбор точек бурения	Завышение/занижение запасов	Более точная оценка размеров и свойств объектов
Разведочный этап	Подготовка к разработке	Ошибки проектирования	Оптимизация схем бурения и разработки

▲ *Табл. 1.*

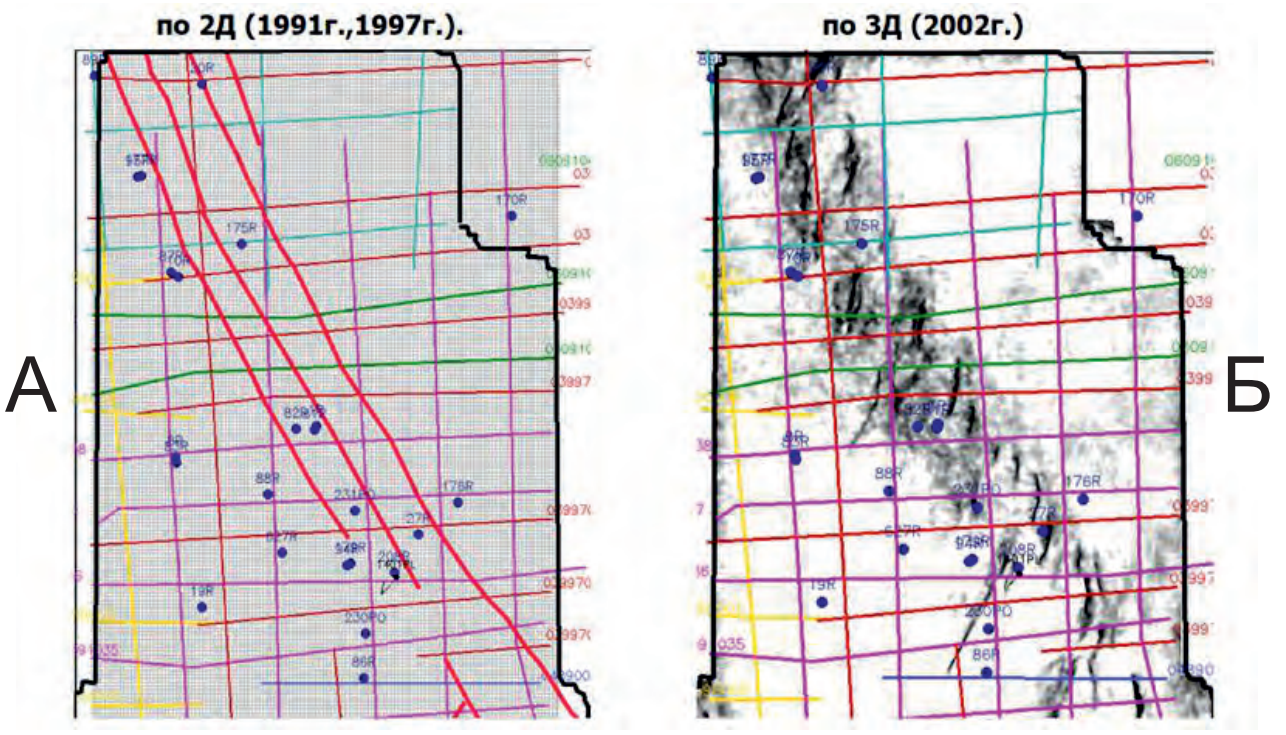
Роль недропользователя и распределение ответственности за риски

В условиях действующей системы недропользования ключевая ответственность за эффективность геологоразведочных работ и управление рисками лежит на недропользователе. Именно он выступает связующим звеном между государством как собственником недр, сервисными геофизическими компаниями и инвесторами, принимая на себя как финансовые, так и репутационные последствия принятых решений.

Недропользователь, формируя программы ГРР и выполняя лицензионные обязательства, фактически определяет качество информационной базы, на основе которой в дальнейшем принимаются решения о бурении, разведке и разработке (Рис.2.). Формальное выполнение требований лицензии при использовании заведомо недостаточных по информативности методов приводит к накоплению скрытых геологических и экономических рисков, которые проявляются на более поздних стадиях в виде неэффективного бурения, пересмотра запасов и удорожания проектов. На рисунке 2 показана кардинальная корректировка геологической модели, построенной по сети редких профилей 2D после выполнения площадной съемки на следующем этапе проекта.

Особую проблему представляет ситуация, когда лицензионные обязательства ориентированы на количественные показатели (погонные километры 2D, площадь работ), а не на достижение заданного уровня достоверности геологической модели. В таких условиях недропользователь оказывается перед выбором: либо минимизировать текущие затраты, следуя формальным требованиям, либо инвестировать в более информативные методы, снижая совокупные риски проекта. С экономической точки зрения второй путь является более рациональным, однако он требует пересмотра устоявшихся управленческих и нормативных подходов.

Применение МОГТ-3D на поисковом этапе позволяет недропользователю перейти от формального исполнения лицензионных условий к осознанному



▲ *Рис. 2. Ограниченность методики 2D для определения пространственной разрешенности сложных геологических структур:*
А - Съемка 2D 1991г., 1997г. с размерами полигонов сети профилей 2D (~1,5-2,5км). Плотность: 1-3 км/кв.км или 40-120 точек (трасс ОТГ)/кв.км.
Б - Съемка 3D 2002г. с размерами бина 25×25м. Плотность: 1600 точек (трасс ОТГ)/кв.км.

управлению рисками. Получение единого, высококачественного объемного волнового поля создает информационную основу, которая может многократно использоваться и уточняться на последующих стадиях без повторения дорогостоящих полевых работ. Тем самым недропользователь снижает вероятность принятия ошибочных решений и повышает экономическую устойчивость проекта в целом.

Фактор времени и управление инвестиционными рисками

Помимо снижения геологических рисков, важнейшим экономическим эффектом раннего применения 3D-сейсморазведки является выигрыш во времени. Более достоверные геологические модели позволяют ускорить переход от поиска к разведке и разработке, сократить сроки ввода месторождений в эксплуатацию и раньше начать получение выручки.

С учетом дисконтирования денежных потоков выигрыш во времени в пределах одного–полутора лет может быть сопоставим с эффектом от прямого снижения капитальных затрат. В этом смысле 3D-сейсморазведка на поисковом этапе выступает как инструмент стратегического управления инвестициями.

Заключение

В современных условиях геологоразведочных работ на углеводороды минимизация начальных затрат не может рассматриваться как самостоятельная цель. Ключевой задачей становится управление совокупными геологическими и экономическими рисками на всем жизненном цикле проекта.

Применение сейсморазведки МОГТ-3D уже на поисковом этапе позволяет

существенно повысить достоверность геологических моделей, снизить вероятность неэффективного бурения, оптимизировать объемы последующих инвестиций и сократить сроки ввода месторождений в разработку. С экономической точки зрения стоимость 3D-сейсморазведки должна оцениваться не по абсолютной величине затрат, а по эффекту снижения потерь экспоненциально возрастающих инвестиций последующих стадий ГРР.

Литература:

1. Воскресенский Ю.Н. Построение сейсмических изображений. М.: РГУНиГ им. И.М. Губкина, 2006.

2. Купров С.В., Логовской В.И., Павловский Ю.В. и др. Влияние аляйсинг-эффекта на точность структурных построений. Тюмень, 2006.

3. Назаров В.И., Калист Л.В. Риски в системе управленческих решений при освоении углеводородных ресурсов. Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2007.

4. Лаптев В.В. Проблемы государственной политики России в сфере нефтегазового сервиса. Геофизика, №3, 2007.

5. Haldorsen H.H. et al. Reservoir Management into Next Century. New Mexico Tech Centennial Symposium, Socorro, NM, October 16 – 18, 1989. Перевод В.А.Хазова.

6. By W.K.AYLOR? Amoko Production Co. Houston, Texas. «Business performance and value of exploitation 3-D seismic» «Бизнес результативность и стоимость применения 3D сейсмических работ» The Leading Edge июль 1995 г.

Подробнее об авторах



Логовской В.И.



Слонов Д.Н.

Российское происхождение как конкурентное преимущество: зачем производителю оборудования нужен реестр Минпромторга

Слонов Д.Н., Редакционная статья, главный редактор ПриС.

Аннотация. *В статье показывается значение реестра российской промышленной продукции Минпромторга России как инструмента подтверждения российского происхождения приборов и оборудования. Рассматриваются изменения в системе национального режима закупок, связанные с применением Постановления Правительства РФ № 719, а также механизмы запретов, ограничений и преимуществ при закупках по 44-ФЗ и 223-ФЗ. Особое внимание уделено практике применения реестра в приборостроении и разведочной геофизике, включая закупочные, налоговые и экспортные эффекты. Показано, что реестровая запись является важным элементом устойчивого развития производителей технологического оборудования в современных условиях.*

Ключевые слова: *реестр российской промышленной продукции, национальный режим закупок, геофизические приборы, приборостроение, радиоэлектронная продукция, импортозамещение, государственные закупки, локализация производства, налоговые льготы.*

Введение

В последние годы система государственных и корпоративных закупок Российской Федерации претерпела существенные изменения. В условиях санкционных ограничений, трансформации логистических цепочек и курса на технологический суверенитет государство последовательно усиливает требования к подтверждению происхождения промышленной продукции. Для производителей приборов и систем разведочной геофизики подтверждённое российское происхождение продукции становится не формальным признаком, а фактором конкурентоспособности, влияющим на доступ к рынкам, финансированию и мерам государственной поддержки.

Ключевым инструментом такого подтверждения является реестр российской промышленной продукции, формируемый Минпромторгом России в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 719 от 17.07.2015. Включение продукции в реестр сегодня является базовым условием применения национального режима закупок, получения налоговых и финансовых преференций, а также участия в программах поддержки экспорта и НИОКР.

Национальный режим закупок и роль реестра

Государственная политика поддержки отечественных производителей реализуется через механизм национального режима закупок, включающий запреты, ограниче-

Рис. 1. Технологичное оборудование, производимое в России, может иметь рыночные преференции.



ния и преимущества при осуществлении закупок по 44-ФЗ и 223-ФЗ. С 2020 года действуют Постановления Правительства РФ № 616 и № 617, установившие запреты и ограничения на закупку отдельных видов импортной промышленной продукции.

При этом для геофизического оборудования важно подчеркнуть принципиальный момент: включение продукции в реестр Минпромторга не является универсальным запретительным требованием для заказчиков. Большая часть геофизической аппаратуры в настоящее время не включена в перечни прямых запретов, а закупки по 44-ФЗ в данном сегменте носят ограниченный характер и осуществляются преимущественно научными и проектными организациями.

Даже при отсутствии прямых запретов в закупках широко применяются механизмы ограничений и преимуществ. Наиболее распространено правило «третий лишний», при котором заявки с иностранной продукцией отклоняются при наличии не менее двух заявок с подтверждённой российской продукцией. Для радиоэлектронной продукции действует более жёсткий механизм «второй лишний» (ПП РФ № 878).

Для геофизического приборостроения это особенно актуально, поскольку значительная часть продукции относится к радиоэлектронной: цифровые регистрирующие станции, измерительные модули, блоки сбора и первичной обработки данных, электронные датчики и преобразователи. Такая продукция часто классифицируется по кодам ОКПД2 группы 26 и может включаться одновременно в реестр промышленной и радиоэлектронной продукции.

Дополнительно применяется механизм ценового преимущества: при оценке заявок ценовое предложение участника с российской продукцией условно снижается на 15%, что существенно повышает вероятность победы в конкурентных процедурах.

Порядок применения мер национального режима в государственных закупках

Мера национального режима	Нормативная сущность меры	Условия применения	Последствия для заявки с иностранным товаром	Нормативное основание
Запрет	Полный запрет на допуск товаров иностранного происхождения к участию в закупке	Закупаемый товар включён в перечень товаров, в отношении которых установлен запрет	Заявка на участие в закупке, содержащая предложение о поставке товара иностранного происхождения, подлежит отклонению	Приложение 1 к соответствующему постановлению Правительства РФ (например, ПП РФ № 616)
Ограничение	Ограничение допуска иностранных товаров при наличии российских аналогов	В закупке подана и признана соответствующей требованиям извещения заявка с товаром российского происхождения	Все заявки с предложением о поставке товаров иностранного происхождения подлежат отклонению («правило второй/третьей лишний»)	Приложение 2 к соответствующему постановлению (например, ПП РФ № 617, ПП РФ № 878)
Преимущество	Предоставление ценового преимущества товарам российского происхождения	Закупаемый товар не включён в перечни запрета и ограничения	При ранжировании заявок ценовое предложение с российским товаром условно уменьшается на 15%; при закупке права заключения контракта — увеличивается на 15%	Постановление Правительства РФ № 1875

◀ *Табл. 1.*

**Подтверждением российского происхождения является исключительно реестровая запись Минпромторга, сформированная по ПП № 719. При отсутствии такой записи продукция считается иностранной независимо от фактического места производства.*

Помимо закупочных механизмов включение продукции в реестр Минпромторга открывает доступ к налоговым и фискальным инструментам поддержки. Для производителей это выражается в возможности применения пониженных ставок налога на прибыль в рамках региональных программ, ускоренной амортизации оборудования, освобождения от налога на имущество при создании новых производственных мощностей, а также освобождения НДС по отдельным видам НИОКР. Реестровый статус продукции нередко является обязательным условием для получения таких льгот.

Для заказчиков реестр также имеет экономическое значение, поскольку закупка российской техники позволяет использовать программы льготного лизинга, субсидирования процентных ставок и снижает совокупную стоимость владения оборудованием за счёт доступности сервиса.

Процедура включения продукции в реестр

Процедура подтверждения российского происхождения включает регистрацию в ГИСП, размещение продукции в каталоге, подготовку конструкторской и технологической документации, экспертизу в Торгово-промышленной палате и итоговую проверку в Минпромторге России.

Практика показывает, что данный процесс часто выявляет критические импортные зависимости и стимулирует развитие кооперации с российскими поставщиками компонентов.

Геофизическое оборудование в Постановлении № 719: раздел XXIX

Раздел XXIX реестра Минпромторга посвящён оборудованию для геологоразведочных работ и включает 27 позиций геофизической аппаратуры, сгруппированных по пяти функциональным направлениям: наземная и морская сейсморазведка, скважинная геофизика, электро- и магниторазведка, лабораторное оборудование. Для всех позиций установлена единая закупочная преференция в размере 25% при требованиях к локализации от 50 до 70%.

Особое место занимает скважинная геофизика как критически важный сегмент разведки и разработки месторождений. До 2022 года более 75% такой аппаратуры поставлялось международ-



Рис. 2. Порядок подтверждения российской промышленной продукции. Источник: https://цифровые-закупки.рф/

ными сервисными компаниями. Ограничение поставок, сервисного обслуживания и обновления программного обеспечения привело к ускоренному развитию отечественных производителей.

Важно подчеркнуть, что российская геофизическая аппаратура уже сегодня является конкурентоспособной по ключевым параметрам. Отечественные геофоны фактически стали отраслевым стандартом и поставляются в США и Европу для применения в нодальных системах, донных станциях и буксируемых косах. Российские производители каротажной и сейсморазведочной аппаратуры осваивают экспортные поставки в страны СНГ и Ближнего Востока. В этом контексте реестр Минпромторга не создаёт конкурентоспособность искусственно, а институционально закрепляет уже достигнутый уровень технологического развития.

Заключение

В современных условиях российское происхождение продукции — это формализованный и проверяемый статус, подтверждённый через реестр Минпромторга. Для производителей приборов и систем разведочной геофизики он становится ключевым конкурентным преимуществом, обеспечивающим доступ к закупкам, мерам поддержки, налоговым льготам и экспортным возможностям. Включение продукции в реестр — стратегическое решение, определяющее долгосрочную устойчивость предприятия и его положение на рынке.

Почему оборудование для сейсморазведки от компании «Геоспейс» становится выгодной и надежной альтернативой импорту

Воронцов В.В., ООО "Геоспейс Технолоджис Евразия", г. Уфа.

Сейсморазведка остается основным методом поиска нефтегазовых месторождений. Несмотря на стратегическое значение отрасли для государства, большая часть используемого оборудования все еще является импортным, по разным оценкам его доля доходит до 97-98%.

Уход с российского рынка большей части зарубежных производителей и прекращение поддержки поставило перед отраслью задачу поиска надежных отечественных решений.

Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2050 года прямо предусматривает увеличение доли отечественных высокотехнологичных товаров и услуг за счет обеспечения отрасли геологоразведочным оборудованием российского производства.

За последние годы в России уже проделана большая работа по созданию собственного оборудования для сейсморазведки. В 2024 году была подписана дорожная карта развития направления «Оборудование для геологоразведки» до 2030 года. Она охватывает 27 направлений на суше и шельфе. Часть разработок находится на стадии испытаний и опытной эксплуатации, но значительное количество ключевых видов оборудования уже доведено до серийного производства.

Существующие меры государственной поддержки делают закупку российского оборудования не только более надежным, но и экономически рациональным решением для геологоразведочных компаний.

Российские геофоны и полевое оборудование: от серийного выпуска к новым разработкам

Производство ключевых полевых компонентов является не менее важной задачей, чем разработка и выпуск отечественных систем регистрации данных и вибрационных источников.

Срок службы полевого оборудования существенно меньше, чем у электронной части сейсмостанций.

Возможность сервисного обслуживания и замены геофонов и приемных линий позволяет продлить жизненный цикл используемых сейсмостанций до насыщения рынка отечественными системами.

Серийное производство геофонов освоено ограниченным кругом предприятий в мире: Sercel, INOVA и ряд китайских производителей. В России данной компетенцией обладает компания «Геоспейс Технолоджис Евразия», осуществляющая полный цикл производства геофонов GS-20DX, низкочастотных геофонов серии GS-ONE и всенаправленных геофонов для донных станций. Качество продукции подтверждается экспортными поставками для американской корпорации Geospace Technologies, которая до 2024 года владела российским предприятием и после ухода с российского рынка продолжает закупку этой продукции.

В настоящее время Геоспейс является на 100% российской компанией. На предприятии полностью локализован выпуск «американских» геофонов и при поддержке Минпромторга ведется разработка новых продуктовых линеек,



учитывающих в первую очередь потребности российских заказчиков.

Помимо геофонов, на предприятии выпускается телеметрический кабель ST+, сейсмокабели в сборе для сейсмостанций Sercel 428XL / 508XT, а также различные виды комплектующих для приемных линий и полевого оборудования.

Предприятие активно сотрудничает с российскими разработчиками сейсморазведочного оборудования для обеспечения совместимости и надежности элементов российских систем регистрации.

Конкуренция с Китаем и дополнительные преимущества российской продукции

После ухода западных компаний основными конкурентами российских производителей геофизического оборудования стали китайские поставщики. Их сильная сторона очевидна: низкая цена.



Именно поэтому китайская продукция часто воспринимается заказчиками как базовый ориентир для сравнения.

Недавние события показали, насколько быстро может меняться геополитическая и внешнеэкономическая ситуация. Еще недавно западные поставщики считались надежными партнерами, однако после их ухода российские заказчики столкнулись с прекращением поставок оборудования и его поддержки. В отношении Китая также нельзя полностью игнорировать внешние риски. В 2024 году сложности с проведением платежей в Китай на несколько месяцев серьезно затруднили импорт оборудования. И сегодня, несмотря на дружественный характер отношений, далеко не все китайские банки готовы принимать оплату за продукцию, связанную с санкционными рисками.

Иными словами, даже при привлекательной цене китайской продукции вопросы оплаты, сроков поставки и предсказуемости исполнения сделки остаются факторами неопределенности.

Российская продукция, выпускаемая Геоспейс, изготавливается преимущественно из российских материалов и в значительно меньшей степени подвержена рискам, связанным с международными платежами, логистикой и доступностью сервисного обслуживания.

Локализация производства и государственная поддержка промышленности позволяют Геоспейсу предлагать продукцию российского происхождения по ценам, сопоставимым с предложениями китайских поставщиков. При этом заказчик получает дополнительные преимущества, связанные с российским происхождением оборудования, в первую очередь возможность использования налоговых льгот и льготного финансирования.

Налоговые льготы

Использование российского оборудования поддерживается государством не только через промышленную политику, но и через конкретные экономические механизмы, которые дают заказчику дополнительный финансовый эффект при его приобретении. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 20.07.2023 № 1937-р утвержден перечень российского высокотехнологичного оборудования, расходы на приобретение которого могут учитываться при формировании первоначальной стоимости основного средства с применением коэффициента 2. Говоря простыми словами, это означает следующее. В бухгалтерском учете оборудование отражается по фактической цене закупки, а повышающий коэффициент применяется для целей налогового учета. За счет этого увеличивается сумма амортизации, которая относится на расходы при расчете налога на прибыль. В результате уменьшается налогооблагаемая прибыль и снижается сумма налога на прибыль. При действующей общей ставке налога на прибыль 25% дополнительный эффект от применения коэффициента 2 может составить до 25% от цены покупки оборудования за период его срока службы. При этом важно понимать, что речь идет именно о налоговом учете. Балансовая прибыль по данным бухгалтерского учета не снижается.

Льготные механизмы финансирования закупок

Дополнительным преимуществом российского оборудования является возможность использования льготных механизмов финансирования его закупки. Для геологоразведочных компаний это особенно важно, поскольку полевое оборудование требует значительных



единовременных вложений, а экономический эффект от его использования распределяется на несколько сезонов работ.

При приобретении российского оборудования в лизинг возможно получение займа на уплату первоначального взноса по договору лизинга под **1% годовых.** Такой заем предоставляется в рамках мер государственной поддержки промышленности через **Фонд развития промышленности,** действующий при поддержке **Минпромторга России.**

Получение льготного займа под низкий процент может быть интересно и финансово устойчивым заказчикам, которые обычно используют для закупки собственные средства.

В условиях высокой ключевой ставки размещение собственных средств, зарезервированных на закупку оборудования, на банковском депозите позволяет получить дополнительный процентный доход.

Гарантийная и негарантийная сервисная поддержка

Для геологоразведочных компаний вопрос сервисной поддержки имеет особое значение из-за короткого полевого сезона. В случае неисправности или повреждения оборудования в период активных работ любая задержка с ремонтом или гарантийной заменой может привести к нарушению производственного графика и значительным финансовым потерям.

Преимущество локального производителя в том, что сервисная поддержка может быть организована быстро и с минимальным логистическим плечом. Наличие в России производственной площадки, запаса материалов, комплектующих и готовой продукции позволяет оперативно реагировать на обращения заказчика, проводить диагностику, выезжать в поле, заменять оборудование и устранять неисправности без длительного ожидания поставок из-за рубежа.

Реновация имеющегося оборудования

Значительная часть конкурсной документации на проведение геологоразведочных работ содержит жесткие требования к возрасту используемого оборудования. При этом основная часть сейсмостанций и полевого оборудования, эксплуатируемых сегодня в России, была поставлена еще в период активного присутствия на рынке западных производителей. В результате соблюдение формальных требований к возрасту оборудо-

вания во многих случаях становится затруднительным или невозможным, даже если оно сохраняет работоспособность и пригодность к эксплуатации.

Выходом из этой ситуации становится реновация оборудования в заводских условиях. Такой подход позволяет продлить срок службы имеющегося парка, привести его в соответствие с формальными требованиями конкурсной документации и одновременно снизить капитальные затраты заказчика. Реновация включает разборку оборудования, диагностику, замену кабелей, корпусов, разъемов и других изнашиваемых элементов, а также финальное тестирование готовой продукции.

Этот подход применим как к пассивному полевому оборудованию, так и к телеметрическим модулям систем типа **Sercel 428XL / 508XT** и кабельным звеньям. Объем выполняемых работ позволяет в необходимых случаях выполнить требования по локализации и достаточной доле переработки продукции, то есть выпустить обновленное оборудование с новой датой выпуска.

Стоимость реновации зависит от фактического состояния оборудования заказчика, но, как правило, составляет **около 50% от цены нового оборудования.**

Выводы

• Российское оборудование для сейсморазведки сегодня является не только инструментом импортозамещения, но и практическим способом снижения издержек геологоразведочных компаний.

• Российские производители в состоянии обеспечить цены, сопоставимые с продукцией китайских поставщиков.

• Приобретая отечественную продукцию, заказчик получает дополнительные преимущества за счет налоговых льгот, льготного финансирования, более предсказуемой логистики и оперативной сервисной поддержки.

• Наличие в России собственного производства геофонов, кабелей, комплектующих и средств реновации позволяет продлить срок службы уже используемого парка оборудования и снизить зависимость от внешних поставщиков.

• В совокупности это делает российскую продукцию не только более надежным, но и более экономически рациональным выбором для геологоразведочной отрасли.

Подробнее об авторе



Воронцов
Владимир Викторович

генеральный директор
ООО "Геоспейс
Технолоджис
Евразия"

ГЕОСПЕЙС
Решения, создающие будущее

до 5000 каналов

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

GSX



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

АРЕНДА



ПОДРОБНЕЕ:

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

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

Магнитотеллурическое зондирование как инструмент оптимизации геологоразведки небольших объектов

Самсонов М.Б., ООО «ВЕГА», г. Москва.

Компания ВЕГА предлагает «Сначала локализация физических аномалий — затем сейсморазведка»

Аннотация: *Сегодня острее, чем когда-либо встает вопрос экономической обоснованности выполнения поисковых работ. Стадийность геологоразведочных работ (ГРР) рекомендует в первую очередь поиск перспективных объектов «лёгкими» и сравнительно дешёвыми несейсмическими методами геофизики с последующим проведением площадной 3D-сейсморазведки только по перспективным участкам, а не по всей площади. Для небольших проектов, в которых потенциальная прибыль от эксплуатации небольших объектов сопоставима со стоимостью поискового этапа, принятие инвестиционных решений в условиях высокой геологической неопределенности сопряжено с существенными рисками.*

В статье рассматривается альтернативный сценарий организации работ на ранней стадии ГРР, основанный на применении магнитотеллурического зондирования (МТЗ) для решения структурных задач и изучения глубинного строения участка. На основе условного модельного примера показано, как использование МТЗ на первом этапе позволяет локализовать перспективные зоны, повысить достоверность геологической интерпретации и оптимизировать применение сейсморазведки.

Представленный подход демонстрирует возможности снижения инвестиционных рисков и повышения экономической эффективности геологоразведочных работ за счет комплексирования методов и возможностях комплекса «легких» несейсмических методов как инструмента снижения рисков проекта в целом.

Актуальность работ на малых и средних объектах

За последние десятилетия геологоразведка в нефтегазовой отрасли существенно изменилась. Крупные и хорошо изученные структуры в большинстве нефтегазоносных провинций страны уже разведаны, и основной прирост ресурсной базы всё в большей мере обеспечивается за счёт малых и средних объектов, доразведки ранее изученных территорий и ревизии накопленного фонда материалов.

На подобных проектах, как правило, имеется определенный информационный базис: старые сейсмические материалы, данные отдельных скважин, региональные геологические модели, сведения по соседним, более изученным участкам. Однако этих данных часто бывает недостаточно для обоснованного принятия решения о постановке бурения.

Тем не менее, многие недропользователи продолжают практиковать проведение дорогостоящей площадной 3D-сейсморазведки на всей площади лицензионного участка (ЛУ). Для перспективного участка с размером порядка 10×5 км в плане это может означать проведение

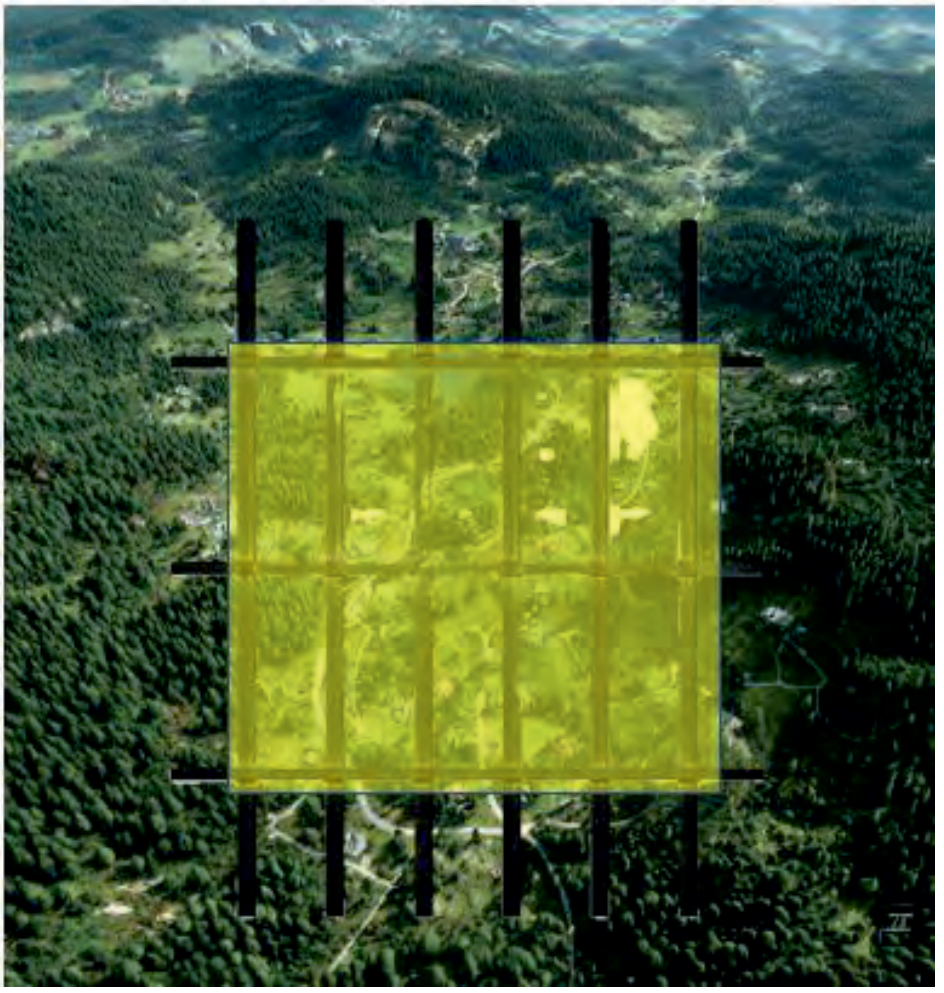


Рис. 1. Стандартный сценарий проекта геологического изучения недр (ГИН) предусматривает проведение сейсморазведочных работ 3D даже на небольших ЛУ.

работ на площади до 120–150 км² с учетом выносов пунктов приемных за пределы контура ЛУ для набора кратности. Стоимость такого проекта составляет сотни миллионов рублей, а полный цикл от полевых работ до окончательной интерпретации может занимать до восьми месяцев.

Ключевой риск при данном подходе заключается в том, что потенциальный объект может не оправдать подобных инвестиций. Согласно [Черников и др., 2020], включение несейсмических методов в комплекс геофизических работ увеличивает общую стоимость полевого этапа лишь на 1–6%, тогда как снижение геологической неопределённости по экспертным оценкам составляет 14–18%, что свидетельствует о высоком потенциале несейсмических методов на ранней стадии ГРР.

В этих условиях особую актуальность приобретает применение методов, позволяющих на ранней стадии снизить геологическую неопределенность и локализовать наиболее перспективные зоны до постановки дорогостоящих работ.

Принцип метода магнитотеллурического зондирования

Магнитотеллурическое зондирование относится к методам пассивной электроразведки. Метод основан на регистрации естественных вариаций электромагнитного поля Земли,

источниками которых являются процессы в ионосфере и магнитосфере, а также грозовая активность. Электромагнитные волны распространяются в земной коре и взаимодействуют с геологической средой. В зависимости от элек-

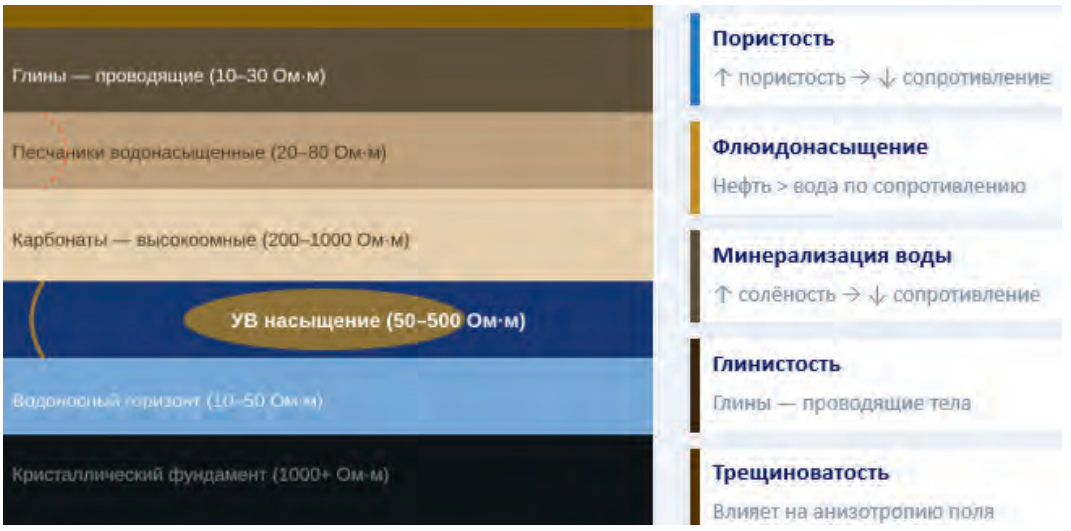


Рис. 2. Влияние геологии на электрические характеристики среды.

трических свойств пород происходит изменение амплитуды и фазового соотношения электрической (E) и магнитной (H) компонент поля.

Измеряя эти параметры на поверхности и анализируя их зависимость от частоты, можно определить импеданс среды Z = E/H, и, по результатам инверсии, построить модель распределения удельного электрического сопротивления (УЭС) от глубины.

Глубина проникновения сигнала (скин-глубина) определяется соотношением $\delta \approx 503\sqrt{(\rho/f)}$ м, где f — частота в Гц, а ρ – кажущееся сопротивление. Зондирование на низких частотах обеспечивает исследование на глубинах в первые км, тогда как высокочастотная часть спектра применяется для изучения верхних слоев разреза.

УЭС геологической среды определяется совокупностью факторов (рис. 2): минерализацией и характером флюидонасыщения пород, содержанием глинистых минералов, пористостью, трещиноватостью и степенью вторичных преобразований. Именно эта многофакторная зависимость УЭС и делает метод информативным при изучении геологического разреза.

Следует отметить, что пространственная разрешающая способность метода на глубинах порядка 1–2 км существенно ниже, чем у сейсморазведки. Мощность углеводородных коллекторов нередко составляет лишь 10–20 м, что значительно меньше характерной вертикальной разрешающей способности магнитотеллурического метода на указанных глубинах. В связи с этим магнитотеллурические данные не позволяют непосредственно фиксировать отдельные продуктивные пласты малой мощности на больших глубинах. Более корректно рассматривать МТЗ как метод, обеспечивающий информацию о структуре геологической среды в целом и о распределении электропроводности в более широких интервалах разреза. Выявляемые аномалии электрического сопротивления отражают интегральные изменения физических свойств пород, связанные с литологическими вариациями, тектоническими нарушениями, флюидонасыщением и другими факторами, формирующимися в пределах значительных интервалов геологического разреза.

Формирование залежей углеводородов может сопровождаться геологическими и геохимическими процессами, изменяющими электрические свойства вмещающих пород: замещение минерализованных вод углеводородами в коллекторе, вторичная сульфидная

минерализация (пиритизация), перераспределение минерализации поровых вод в зоне влияния залежи. Совокупность этих факторов способна формировать геоэлектрическую аномалию, охватывающую интервал разреза, превышающий мощность самого продуктивного пласта.

Выделение подобных аномальных зон может служить эффективным инструментом ранней геофизической «фильтрации» перспективных объектов и уточнения геологической модели территории.

Компетенции компании ВЕГА

Компания ВЕГА базируется в Санкт-Петербурге и Нижнем Новгороде и представляет собой научно-производственную геофизическую организацию, специализирующуюся на разработке и применении несейсмических методов для решения широкого круга геолого-геофизических задач, а также разработки и производстве аппаратно-программных решений для их выполнения. Особенностью компании является сочетание научных исследований, инженерных разработок и практического опыта выполнения полевых работ. Такой синтез науки и практики позволяет не только использовать существующие геофизические технологии, но и разрабатывать новые методические решения для исследования сложных геологических объектов.

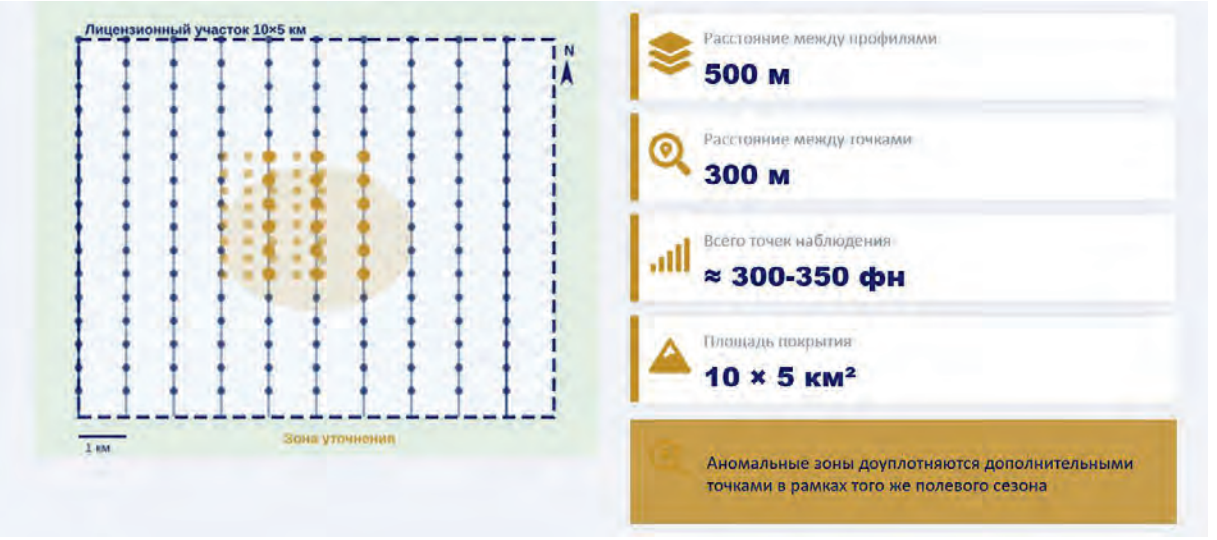
Деятельность компании охватывает полный цикл геофизических исследований — от разработки аппаратуры и проектирования полевых работ до обработки, интерпретации данных и подготовки геолого-геофизических отчётов. В составе коллектива работают специалисты в области электроразведки, методов потенциальных полей и комплексной интерпретации геофизической информации. Практический опыт компании включает решение широкого спектра задач, связанных с поисками и разведкой месторождений углеводородов и твердых полезных ископаемых, а также выполнением инженерно-геофизических и гидрогеологических исследований.

Важным направлением деятельности является разработка собственной геофизической аппаратуры и программного обеспечения.

Специалистами компании создан ряд технических решений для регистрации и обработки данных магнитотеллурического зондирования, включая магнитные индукционные датчики, системы регистрации электрического поля и специализированные программные комплексы для обработки и интерпретации геофизической информации. Наличие собственной приборной базы позволяет адаптировать технологии исследований под конкретные геологические условия и обеспечивать высокий уровень качества получаемых данных.

Помимо магнитотеллурических исследований, компания выполняет гравиразведку, магниторазведку, электротомографию, георадиолокацию и различные виды инженерно-геофизических работ. Использование комплекса несейсмических методов и их интеграция с геологической информацией позволяет эффективно решать сложные и нетривиальные задачи изучения строения геологической среды.

Сочетание научной школы, собственной приборной базы и практического опыта выполнения полевых работ формирует ключевую компетенцию компании ВЕГА — разработку и применение комплексных геофизических технологий для повышения достоверности геологоразведочных исследований и оптимизации геологоразведочных проектов.



▲ *Рис. 3. Схема полевой съемки МТЗ, включая уплотняющие съемки над аномалиями.*

Альтернативный сценарий изучения лицензионного участка малых размеров

Рассмотрим условный пример перспективного участка размером 10×5 км, расположенного в платформенной области. По данным архивных сейсмических материалов на глубине около 1,5 км выделяется перспективная толща мощностью порядка 100 м. Вблизи участка имеются несколько реперных скважин, однако их данных недостаточно для обоснованной локализации структурных ловушек.

В стандартном сценарии для уточнения геологического строения выполняется площадная 3D-сейсморазведка. Однако альтернативный подход предполагает проведение на первом этапе электроразведки методом МТЗ.

По участку закладывается сеть параллельных профилей с расстоянием между ними 500 м и шагом пунктов наблюдения 300 м. В результате формируется сеть примерно из 300 пунктов наблюдения. (рис. 3). В ходе полевых работ предусматривается дополнительное сгущение сети над выявляемыми аномалиями в пределах того же полевого сезона, что позволяет своевременно уточнить их конфигурацию без организации отдельного полевого этапа.

По результатам инверсии строятся карты удельного электрического сопротивления (УЭС) в интервале глубин, соответствующих перспективной толще, а также геоэлектрические разрезы по профилям. Выделяются контрастные зоны аномального УЭС, интерпретируемые с привлечением данных реперных скважин.

По результатам работ первого этапа выделяются наиболее перспективные зоны, требующие дальнейшего изучения. Следующим этапом может стать комплексная гравимагнитная интерпретация. А следующим этапом может стать постановка профильной 2D-сейсморазведки над выявленными аномальными участками. В типичном сценарии достаточно нескольких пересекающихся профилей общей протяженностью порядка 50 погонных километров. Сейсморазведка уточняет геометрическое строение структур: изгибы отражающих горизонтов, положение разрывных нарушений, мощности стратиграфических комплексов — информацию, которую метод МТЗ не предоставляет.

Такой подход позволяет существенно

Вариант работ	Стоимость, млн руб.	Срок результатов
Площадная 3D-сейсморазведка (120–150 км²)	200–250	до 8 мес.
МТЗ (~350 пунктов наблюдений, 10×5 км)	~20–25	3–4 мес.
Адресная 2D-сейсморазведка (~50 пог. км)	~45–55	3–4 мес.
МТЗ + 2D-сейсмика (итого)	~65–80	6–7 мес.

▲ *Табл. 1. Ориентировочное сравнение затрат и сроков для двух сценариев освоения малого ЛУ 10×5 км.*

повысить достоверность интерпретации за счет комплексирования методов.

МТЗ обеспечивает площадное картирование электрических свойств среды и локализацию зон аномального строения разреза, тогда как сейсморазведка уточняет геометрию структур в этих зонах. Совпадение структурных элементов по сейсмическим данным с зонами аномального УЭС по данным МТЗ существенно повышает обоснованность геологической интерпретации и снижает вероятность ложных целей при постановке поискового бурения [Агафонов и др., 2025].

Магнитотеллурическое зондирование обеспечивает картирование электрических свойств среды, а сейсморазведка позволяет уточнить геометрическое строение структур.

Совпадение структурных элементов и аномалий сопротивления существенно повышает вероятность выявления перспективных объектов и снижает вероятность ложных целей.

Экономическая эффективность

Сравнение типовых затрат по двум сценариям освоения малого ЛУ (10×5 км) представлено в табл. 1. Приведённые цифры являются ориентировочными и могут варьировать в зависимости от региона работ, условий производства и конъюнктуры рынка.

Суммарный бюджет двухэтапного подхода (МТЗ + профильная 2D-сейсморазведка) оказывается более чем в три раза ниже стоимости полного 3D-проекта. При этом к завершению первых двух этапов заказчик располагает значительно более обоснованной геологической моделью участка, поскольку в неё интегрированы данные двух независимых и взаимодополняющих методов.

Важна и опциональность подхода. Если по результатам двух этапов перспективность участка подтвердится, заказчик может принять решение о постановке 3D-сейсморазведки на локализованной площади (а не по всему ЛУ), что дополнительно сокращает бюджет. Если результаты окажутся отрицательными, сэкономленные средства многократно превысят стоимость всего первого этапа.

Заключение

Следует подчеркнуть, что реальные геологоразведочные проекты значительно сложнее рассмотренного схематичного примера. Геологическое строение участков может быть существенно более неоднородным, а влияние различных факторов на физические свойства пород — более сложным.

Тем не менее именно на ранних стадиях изучения территории особенно важно использовать комплекс геофизических методов, позволяющий снизить неопределенность геологической модели. Описанный двухэтапный подход является практически реализуемой схемой оптимизации поисковых программ: снижение инвестиционных рисков, сокращение сроков получения результатов и повышение обоснованности геологической интерпретации достигаются за счёт последовательного комплексирования взаимодополняющих методов [Горбачев и др., 2025].

Такой подход позволяет не только повысить достоверность интерпретации, но и значительно сократить объем неоправданных затрат.

В условиях растущей стоимости геологоразведочных работ и необходимости более взвешенного управления инвестициями комплексирование несейсмических и сейсмических методов становится одним из ключевых факторов успешной реализации поисковых проектов на малых лицензионных участках.

Литература

1. Черников К.С., Горбачев С.В., Голованов Д.Ю., Клещина Л.Н., Мазекина А.В., Ульянов Г.В., Мятчин О.М. Геологическая и экономическая эффективность применения гравиразведки и магниторазведки на разных стадиях геолого-разведочных работ // Геология нефти и газа. – 2020. – № 2. – С. 107–120. DOI: 10.31087/0016-7894-2020-2-107-120.

2. Агафонов Ю.А., Немцева Д.Б., Оцимик А.А., Мисюркеева Н.В., Селяев В.А. Комплексирование сейсморазведки и электроразведки – значимое повышение информативности и оптимизация затрат на полевые работы // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2025. – Спецвыпуск. – С. 38–48.

3. Горбачев С.В., Терёхина Я.Е., Токарев М.Ю., Соловьева М.А., Буланова И.А. О необходимости изучения верхней части разреза на начальных этапах геологоразведочных работ на шельфе Печорского моря с применением методики специальной обработки и интерпретации // Геофизика. – 2025. – № 3. – С. 11–19. DOI: 10.34926/geo.2025.41.26.002.

Подробнее об авторе



Самсонов
Михаил Борисович

Генеральный
директор ООО «ВЕГА»

Производственная безопасность как фактор эффективности современной сейсморазведки: практический опыт ТНГ-Групп

Хайруллин А.Ф., ООО «ТНГ Групп».

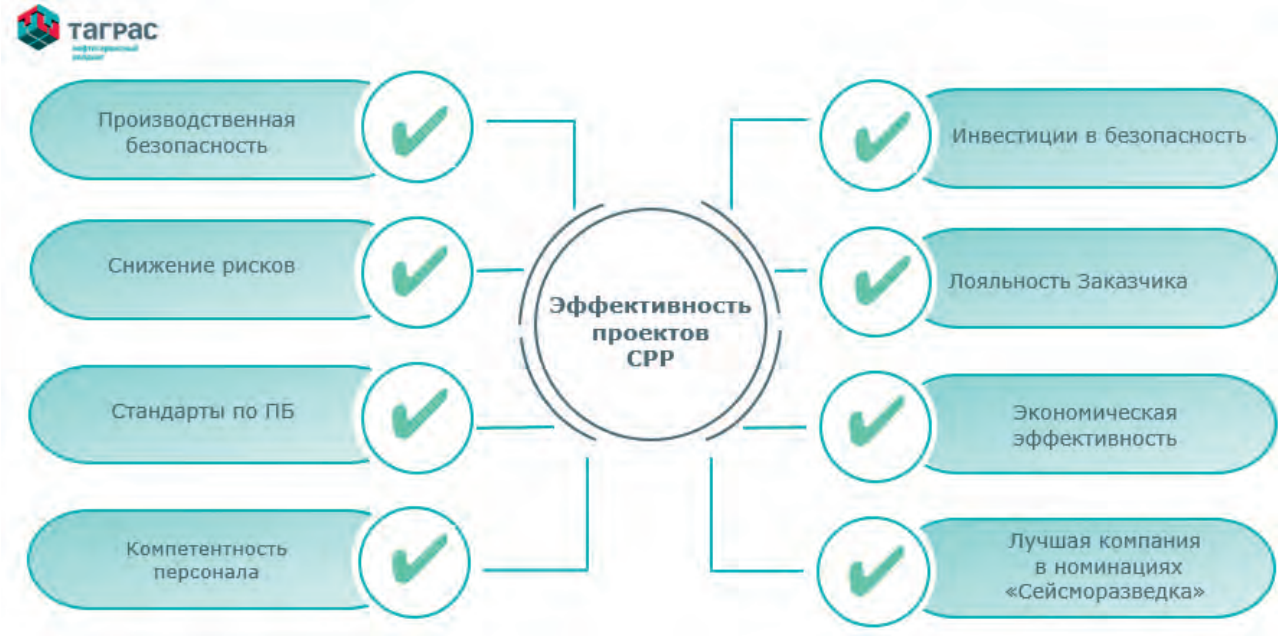
Аннотация. *Современная сейсморазведка относится к числу наиболее сложных и риск-ориентированных видов геологоразведочных работ. Освоение труднодоступных территорий, сезонность полевых работ, высокая капиталоёмкость проектов и ужесточение требований со стороны государства и заказчиков обуславливают необходимость системного подхода к производственной безопасности. В статье на основе практического опыта ТНГ-Групп рассматривается взаимосвязь уровня безопасности, управляемости рисков и экономической эффективности сейсморазведочных проектов. Показано, что затраты на формирование и развитие системы безопасного производства являются инвестициями, направленными на снижение простоев.*

Введение

Сейсморазведка занимает ключевое место в системе геологоразведочных работ и во многом определяет качество и достоверность исходных данных для принятия инвестиционных решений в нефтегазовой отрасли. В последние годы условия выполнения сейсморазведочных работ существенно усложнились: география проектов смещается в районы со сложным рельефом, суровыми климатическими условиями и ограниченной транспортной доступностью. Одновременно возрастает уровень требований к охране труда, промышленной и экологической безопасности.

Производственная деятельность в таких условиях сопряжена с повышенными рисками для жизни и здоровья персонала, сохранности оборудования и соблюдения сроков выполнения работ. Любые инциденты или внеплановые остановки напрямую отражаются на экономике проекта. В этих условиях производственная безопасность перестаёт быть исключительно социальной

Рис. 1. Комплексный подход к построению системы безопасного производства обеспечивает экономическую эффективность геофизической компании.



или регламентной функцией и становится важнейшим фактором эффективности сейсморазведки.

ТНГ-Групп, реализуя сейсморазведочные проекты в различных природно-климатических зонах, последовательно развивает проактивный подход к управлению безопасностью, основанный на предупреждении рисков, вовлечённости персонала и активной позиции руководства всех уровней.

Производственная безопасность и экономика сейсморазведочных проектов

Сейсморазведочные работы относятся к капиталоёмким видам деятельности, в которых значительная доля затрат приходится на содержание техники, оплату труда персонала, логистику и инфраструктуру полевых баз. Простой одной сейсморазведочной партии способен достигать пяти и более миллионов рублей в сутки без учёта косвенных потерь, связанных с нарушением договорных обязательств, сдвигом графиков и репутационными рисками.

Анализ практики показывает, что значительная часть подобных потерь связана не с технологическими факторами, а с управляемыми производственными рисками: несоблюдением регламентов, недостаточной подготовкой персонала, формальным подходом к инструктажам и низким уровнем культуры безопасности. В этом контексте затраты на систему безопасного производства следует рассматривать как инвестиции, направленные на снижение вероятности аварий, сокращение простоев и повышение предсказуемости хода проекта.

Экономический эффект от развития системы безопасности проявляется в снижении уровня травматизма, уменьшении количества внеплановых остановок, росте производительности труда и улучшении качества сейсмических данных за счёт стабильной работы персонала и оборудования.

▼ *Рис. 2. Ежедневный инструктаж перед началом опасных работ повышает ответственность и вовлеченность персонала.*



Роль руководства в обеспечении безопасности и эффективности

Ключевым фактором устойчивости системы производственной безопасности является активная позиция руководства. Вопросы безопасности затрагивают каждого работника, однако именно управленческие решения, приоритеты и личный пример руководителей формируют реальное отношение к безопасности в коллективах. Сохранение жизни и здоровья работников является безусловным приоритетом деятельности компании. Практика показывает, что даже среди опытных специалистов встречается излишняя самоуверенность и пренебрежение элементарными требованиями безопасности, что неизбежно приводит к инцидентам. Допущение формального отношения к таким ситуациям недопустимо, поскольку стратегической целью компании остаётся нулевой уровень смертельного травматизма и последовательное снижение тяжёлых несчастных случаев.

Опыт ТНГ-Групп подтверждает, что без активного участия руководителей всех уровней — от топ-менеджмента до линейных начальников полевых подразделений — цели в области безопасности недостижимы. Лидерская позиция руководителей во многом определяет уровень дисциплины, вовлечённости персонала и готовность работников участвовать в выявлении и предотвращении рисков.

Рис. 3. Участие руководителей всех уровней – важнейший элемент системы безопасного производства.



Формирование управленческого лидерства в области безопасности стало отправной точкой первой стратегической сессии ТНГ-Групп в 2019 году. В рамках первой стратегии безопасности акцент был сделан на обучение руководителей управлению рисками и развитию ответственности. В последующие годы работа была продолжена через переработку нормативных документов, развитие системы наставничества, цифровизацию процессов и снижение формализма в инструктажах.

Человеческий фактор остаётся одним из наиболее значимых элементов системы безопасности в сейсморазведке. Отрасль сталкивается с выраженным разрывом поколений: специалисты старшего возраста, обладающие уникальными практическими навыками, постепенно уходят из профессии, тогда как приток молодых кадров ограничен.

Недостаток опыта у молодых специалистов при отсутствии эффективной системы наставничества повышает вероятность ошибок, которые могут приводить к авариям, повреждению техники и увеличению сроков выполнения работ. Это напрямую отражается на экономических показателях проектов. В ТНГ-Групп реализуются программы наставничества и «парной работы», направленные на передачу практических знаний и снижение уровня производственных рисков.

Организационные факторы также оказывают существенное влияние на безопасность и эффективность. Разнородность требований заказчиков, отсутствие единых отраслевых регламентов для работ в экстремальных условиях и сложная логистика в удалённых районах требуют высокой степени координации и управляемости процессов. Несогласованность на этих этапах приводит к росту затрат и снижению устойчивости проектов.

Инструменты системного управления рисками

В ТНГ-Групп реализуется комплексный подход к управлению рисками, включающий проведение риск-сессий с участием линейных руководителей, разработку карт анализа и оценки рисков, а также регулярный контроль выполнения мероприятий по их снижению. Такой формат позволяет выявлять опасности на ранних этапах и предотвращать развитие аварийных ситуаций.

Существенную роль играет внедрение современных форм обучения и информирования персонала. Используются VR-тренажёры, мобильные приложения для фиксации опасных условий и действий, цифровые инструменты контроля инструктажей и тестирования знаний. Эти решения способствуют снижению формализма и повышению осознанности работников.

Особое значение для безопасности и производственной устойчивости имеет организация быта и логистики в полевых условиях. Комфортные условия проживания, наличие медицинского обеспечения, устойчивой связи и качественного питания напрямую влияют на работоспособность персонала и снижение уровня утомляемости.

Чёткое планирование поставок, формирование резервных запасов топлива, продовольствия и медикаментов позволяют минимизировать риски сбоев и обеспечить непрерывность производственного процесса, что особенно критично в условиях ограниченного полевого сезона.



▲ *Рис. 4. Комфортный быт в полевых условиях обеспечивает высокую ответсвенность персонала партии.*

▼ *Рис. 5. Вопросы системы безопасного производства – важнейший элемент стратегических ежегодных сессий компании «ТНГ-Групп».*





Заключение

Практический опыт ТНГ-Групп показывает, что производственная безопасность является не вспомогательной функцией, а одним из ключевых факторов эффективности современной сейсморазведки. Системный подход к управлению рисками, активная позиция руководства и вовлечённость персонала позволяют снизить аварийность, минимизировать простои и повысить экономическую устойчивость проектов.

Затраты на создание и развитие системы безопасного производства следует рассматривать как стратегические инвестиции, обеспечивающие снижение рисков, повышение качества сейсмических данных и устойчивое развитие сейсморазведочных компаний в условиях усложнения геологоразведочных задач.

Подробнее об авторе



Хайруллин
Артур Фанузович

Заместитель генерального директора по Разведочной геофизике ООО «ТНГ Групп»

Переобработка данных - ключ к сокращению затрат и сроков ГРР

- Латыпова А.Р., Кибальчич А.С., ООО «СЖЖ Восток», г. Москва.
- Захаров Ю.М., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь.

Аннотация: *Современные методы обработки архивных сейсмических данных позволяют повысить их информативность без проведения повторных полевых работ — при условии достаточного качества исходных материалов. Практика показывает: переобработка, в большинстве случаев, позволяет получить прирост геологической информации, сокращает затраты в десятки раз, а сроки выполнения работ — примерно вдвое. В результате ускоряются геологоразведочные работы (ГРР), снижаются риски и обеспечивается высокое качество конечных результатов.*

Ключевые слова: *переобработка, современные методы обработки, архивные сейсмические данные, экономическая эффективность.*

Введение

Сейсморазведочные работы в цикле геологоразведочных работы (ГРР) представляют собой многостадийный процесс, включающий полевой этап, обработку и интерпретацию данных, а также принятие решений о бурении. Нередко возникает потребность пересмотреть ранее полученные результаты: ограничения исходных сейсмических материалов, применение устаревших технологий обработки, неполнота интерпретации, расхождения между прогнозами бурения и фактическими данными, а также появление новых целей проекта.

Традиционным способом повышения качества сейсмической информации в таких случаях считается проведение повторных полевых съёмок. Однако данный подход связан со значительными финансовыми, временными затратами и несёт дополнительные риски. В условиях роста стоимости полевых работ, усложнения логистики и ужесточения регуляторных требований всё большую значимость приобретает рациональное использование уже имеющихся данных.

Перспективной альтернативой становится переобработка архивных сейсмических данных современными методами. Её ключевое преимущество — возможность существенно повысить качество материалов без проведения новых полевых съемок, сократить сроки и расходы, повысив геологическую освещённость и достоверность.

В ходе изучения вопроса переобработка рассматривается не только как технологическое решение, но и как инструмент управления экономикой и рисками ГРР. Цель статьи — оценить эффективность переобработки, условия её применения и влияние на качество геологической информации для планирования последующих этапов работ.

Переобработка архивных данных: технологические возможности

Переобработка архивных сейсмических данных ориентирована на решение конкретных геологических задач: она запускается при наличии целевого запроса на уточнение строения определённых объектов либо при необходимости улучшить качество сейсмического изображения в конкретных интервалах разреза. Основная идея заключается в том, чтобы с помощью современных алгоритмов и оптимизированного графа обработки повысить качество сейсмического изображения, тем самым получив больше информации о строении разреза без проведения новых полевых съёмок. Дополнительным стимулом выполнения

переобработки является появление новой скважинной информации, способной оптимизировать многие процедуры обработки.

Наибольший эффект достигается при комплексном подходе ко всем ключевым этапам: построению детальной модели верхней части разреза, шумоподавлению, регуляризации данных, подавлению кратных волн, построению и уточнению ГСМ, постмиграционной обработке. Согласованное применение этих процедур вместе с поэтапным контролем качества позволяет повысить информативность архивных данных и улучшить возможности их интерпретации в дальнейшем.

В качестве примера более детально рассмотрим переобработку 3D-сейсмических данных одного из месторождений Республики Коми. Геологическое строение, прогнозируемое по результатам обработки и интерпретации 2017–2018 гг., не подтвердилось в районе новых скважин. Поэтому одной из основных целей являлось уточнение структурного плана. Помимо этого, были поставлены новые задачи – улучшение прослеживаемости сложных геологических объектов.

В последнее время все больший фокус внимания геологов и геофизиков направлен на выявление и картирование палеорусел и речных палеодолин, в которых могут встречаться породы-коллекторы с улучшенными ФЕС и высокими эффективными мощностями. Все это послужило основанием для пересмотра как отдельных этапов обработки, так и общего подхода к формированию итогового сейсмического изображения.

Одним из ключевых направлений переобработки стало уточнение модели верхней части разреза (ВЧР). ВЧР содержит много неоднородностей и ее детальное построение способно помочь нивелировать их влияние. В архивной версии обработки модель ВЧР строилась преимущественно на основе томографии. В новой версии для получения наиболее достоверного результата использовалась вся имеющаяся информация и выполнялось комплексирование подходов к построению ВЧР.

Построение модели состояло из трех шагов:

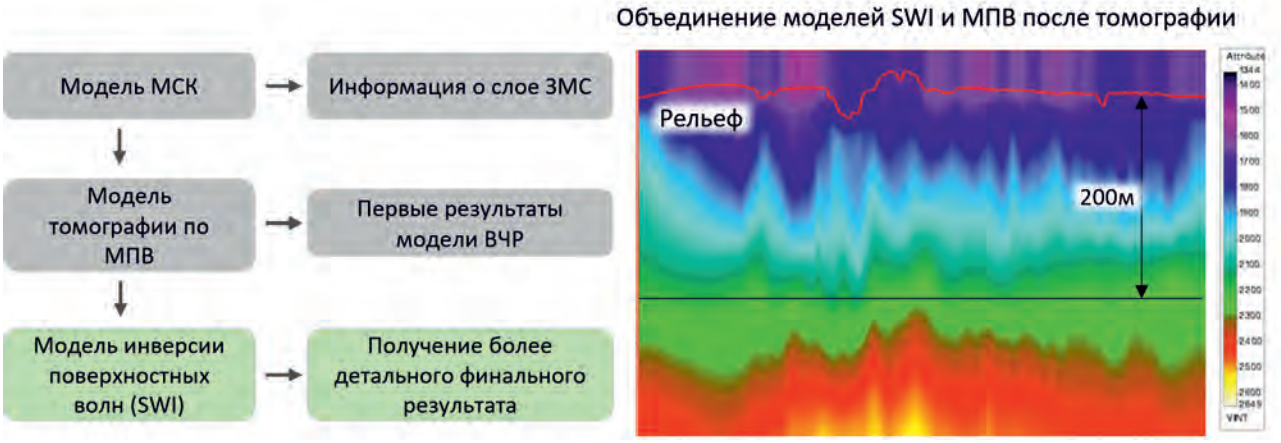
- построение модели МСК, из которой получили информацию о слое ЗМС;
- построение модели томографии методом преломленных волн (МПВ);
- построение модели методом инверсии поверхностных волн (SWI – surface wave inversion).

Использование данных МСК позволило получить информацию о самом вышележащем слое, который в дальнейшем был использован при построении модели ВЧР методом преломленных волн.

Далее на основе пикировки первых вступлений выполнялось построение модели методом МПВ. На основе пикировки первых вступлений и информации из МСК была получена начальная модель, которая в дальнейшем уточнялась в несколько итераций с помощью томографии по преломленным волнам.

Заключительным шагом являлось построение модели методом SWI. Такой метод позволяет еще лучше уточнить строение верхней части разреза, особенно в зонах, где преломленная волна не может образовываться (зонах мерзлоты) и где отсутствовали данные МСК.

Комплексирование этих трех методов – МСК, МПВ и SWI, позволило сформировать более детальную и устойчивую модель ВЧР, которая впоследствии была использована при построении глубинно-скоростной модели. Что привело к повышению точности и улучшению качества итогового изображения (Рис. 1).

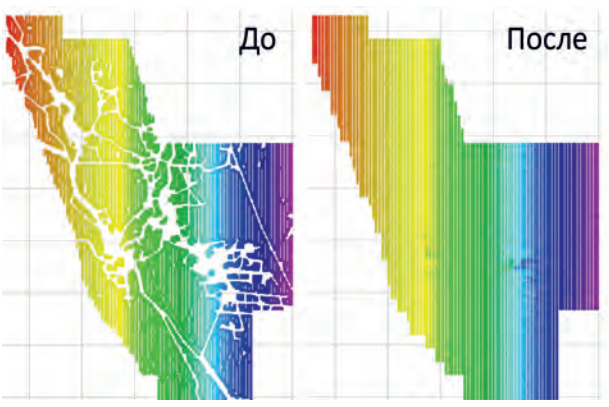


▲ *Рис. 1. Схема получения комплексной модели ВЧР (слева) и финальная модель (справа).*

Значительные изменения были внесены и в блок шумоподавления. В новой версии обработки применялся расширенный набор методов подавления шумов различного генезиса, что позволило более эффективно расчистить данные, сохраняя при этом полезную сигнальную составляющую. Повышение отношения сигнал/шум создало условия для оптимизации параметров деконволюции, включая уменьшение шага предсказания без потери качества данных. В результате была повышена детальность волнового поля, улучшена когерентность отражений и их прослеживаемость в пределах целевого интервала.

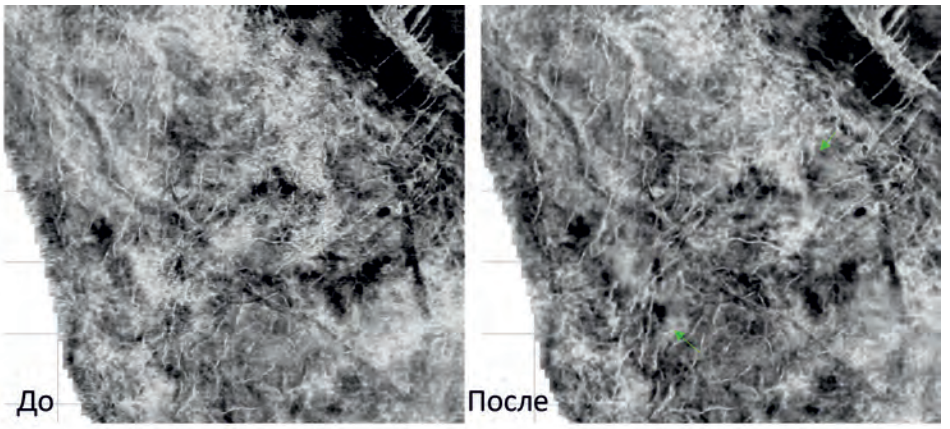
На площади работ присутствовало большое количество обходов, что создавало свои трудности на этапе сигнальной обработки. Дополнительный прирост информации был достигнут за счёт пересмотра подхода к регуляризации данных. Вместо использовавшейся ранее 3D-регуляризации в новой версии обработки была применена 5D-регуляризация, позволившая компенсировать зоны пропусков (Рис. 2) и повысить равномерность восстановления кратности до номинального значения по площади. Это особенно важно при работе с архивными материалами, где геометрия наблюдений часто далека от оптимальной.

▼ *Рис. 2. Положение ПВ до и после 5D-регуляризации.*



Особое внимание при настройке параметров регуляризации уделялось сохранению детальности мелкоразмерных палеоруслового объектов, что являлось одной из ключевых задач переобработки. Важно отметить необходимость тестирования параметров регуляризации в 3D режиме, для чего был выбран фрагмент площади работ, где наиболее полным образом представлены геологические и поверхностные особенности территории. Оценка результатов регуляризации по контрольным линиям не позволяет выявить возможные негативные эффекты, особенно хорошо проявляющиеся на седиментационных срезах куба (Рис. 3).

Актуальной задачей обработки сейсмических данных является борьба с кратными волнами – помехами. В волновом поле кратная волна может быть ложно



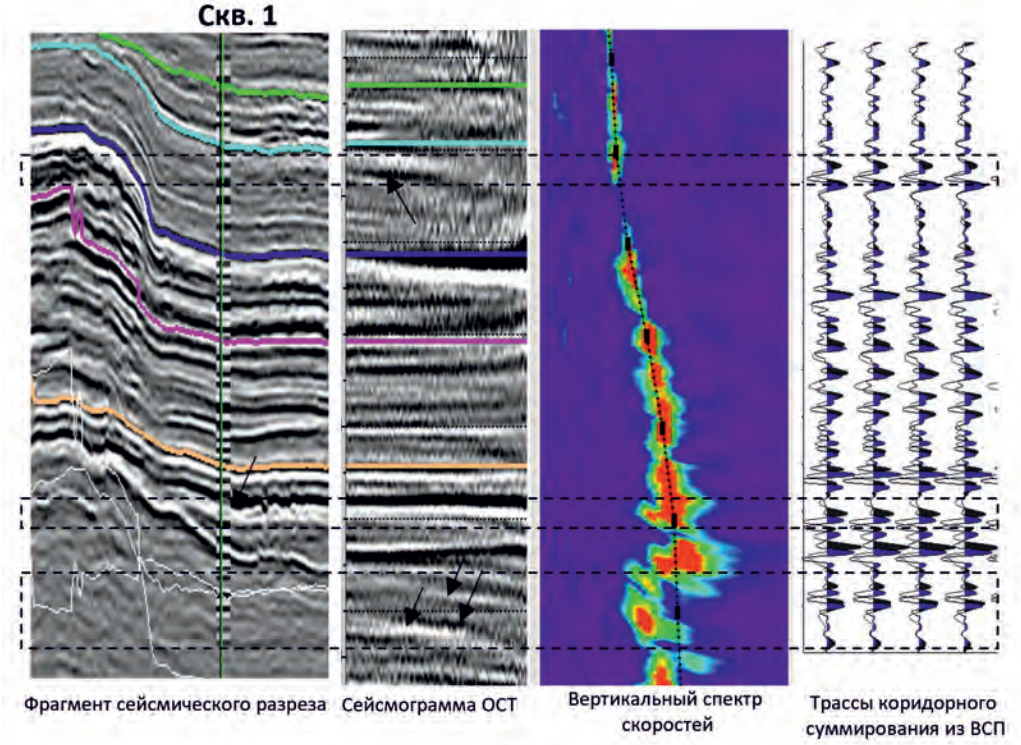
▲ *Рис. 3. Пример контроля сохранности русловых объектов до и после регуляризации.*

идентифицирована как полезная, результатом данной ошибки может стать искажение структурного плана и неверный расчёт динамических атрибутов сейсмической записи. Именно поэтому отдельное внимание в процессе переобработки уделялось подавлению кратных волн. Если в архивной версии обработки применялся только радон-фильтр как инструмент подавления кратных волн, то в новой версии выполнялся комплексный подход, включающий в себя несколько методов.

Первым шагом выполнялось подавление кратных от свободной поверхности методом LSRME (Land Surface-Related Multiple Elimination), что позволило убрать фон кратных без затрагивания сигнальной составляющей.

Далее для дополнительной идентификации остаточного фона кратных волн привлекалась информация по скважинам – трассы коридорного суммирования из ВСП (Рис. 4).

Использование дополнительной информации и детальный анализ позволил грамотно подобрать параметры подавления и максимально ослабить влияние кратных волн, сохранив и повысив детальность истинных однократных отражений.



◀ *Рис. 4. Пример использования ВСП для дополнительной идентификации кратных волн.*

Отдельное внимание уделялось глубинным построениям, так как одна из основных задач проекта – уточнение структурного плана. На основе ранее полученной модели ВЧР и скважинной информации была построена начальная модель, которая в дальнейшем уточнялась в изотропном приближении с помощью томографии по отраженным волнам. После выполнялось построение анизотропной модели и ее уточнение с помощью азимутальной томографии. Дополнительно стоит отметить, что финальная калибровка модели выполнялась с использованием всех имеющихся скважин, в том числе из нового фонда. Применение глубинной миграции на основе уточнённой глубинно-скоростной модели обеспечило дополнительный прирост детальности итогового изображения и повысило детальность проработки геологических объектов в пределах целевого интервала.

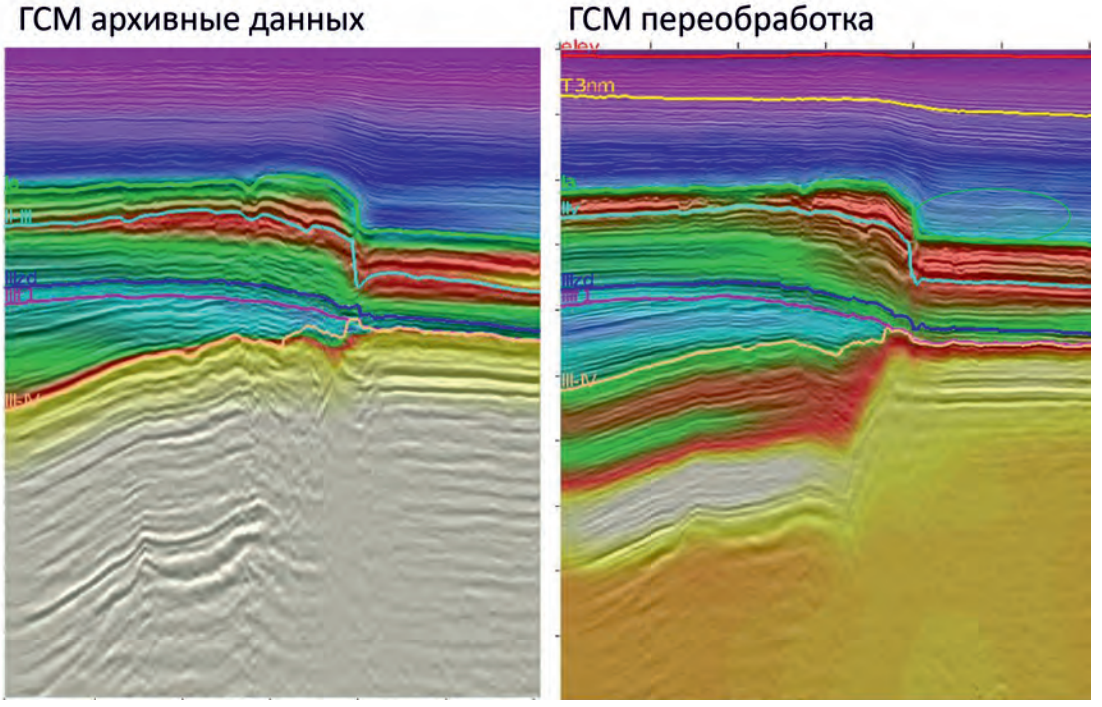
Контроль качества переобработки выполнялся путём сопоставления полученных результатов с архивной версией обработки. Основное внимание уделялось качеству изображения, прослеживаемости отражений и детальности геологических объектов. Сравнение показало, что внедрение современных методов обработки, их комплексирование и, в целом, пересмотр графа обработки позволяют существенно повысить качество архивных данных без проведения повторных полевых работ (Рис. 5,6).

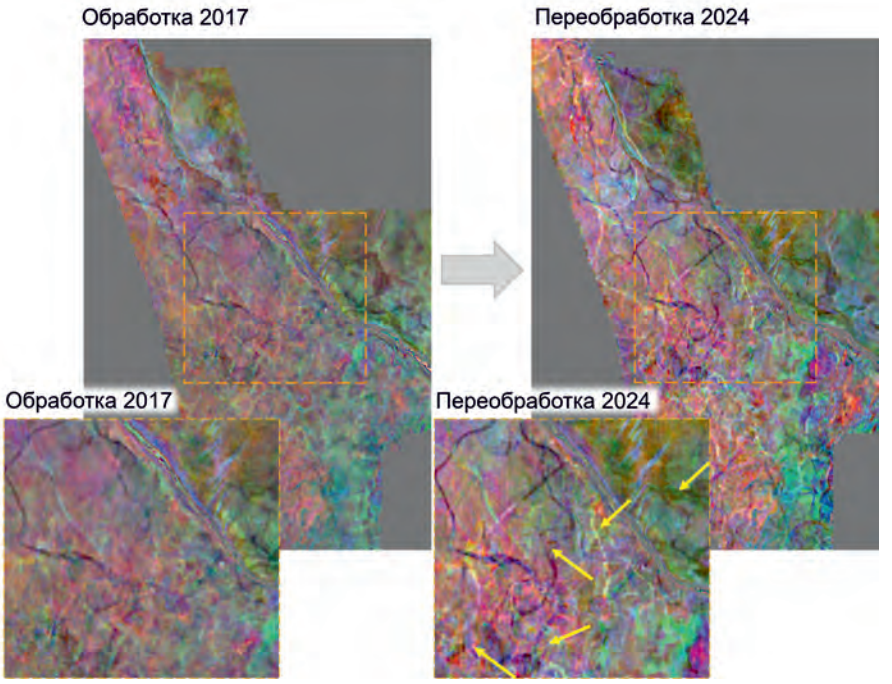
Примеры применения и экономическая эффективность переобработки архивных данных

Выше был детально рассмотрен один из практических примеров переобработки архивных сейсмических данных. Опыт выполнения аналогичных проектов показывает, что потенциал архивных материалов часто недооценён.

В числе таких примеров — переобработка архивных данных ещё одного из месторождений Республики Коми, проведённая целенаправленно под новый запрос на уточнение геологического строения отдельных участков разреза. Переобработка позволила детализировать сейсмофациальную зональность

Рис. 5. Сравнение архивной и финальной (после переобработки) модели ГСМ.



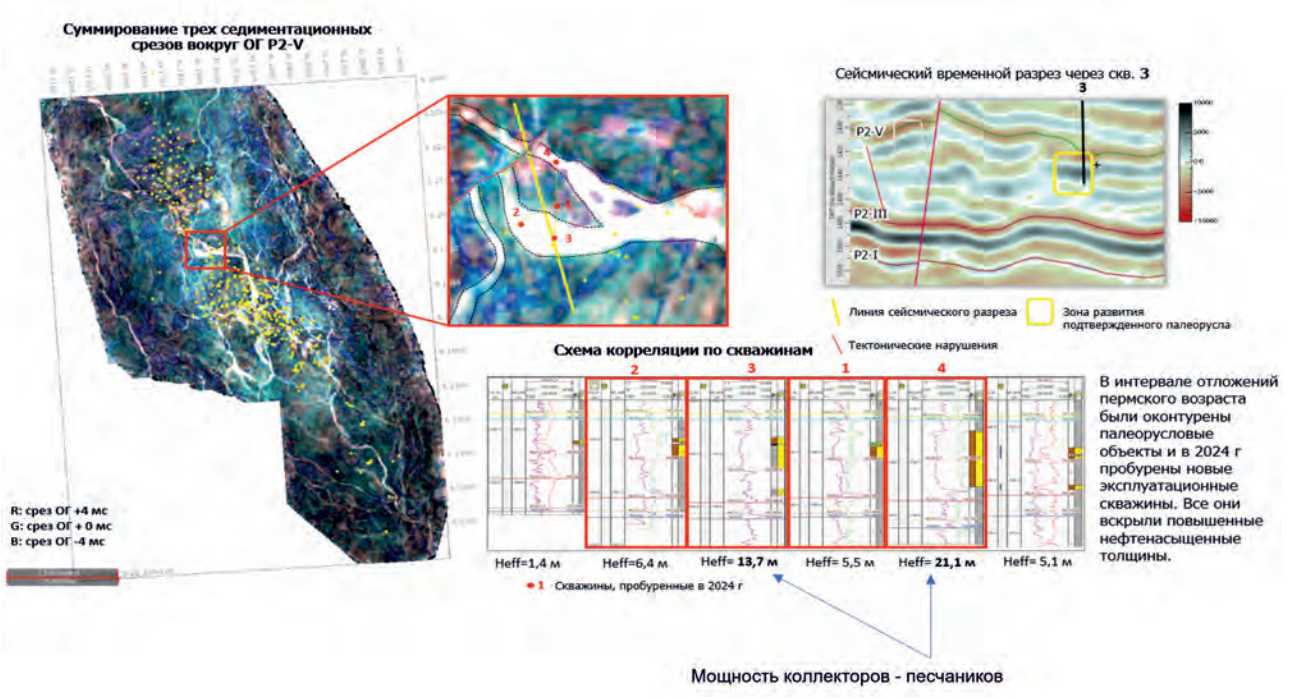


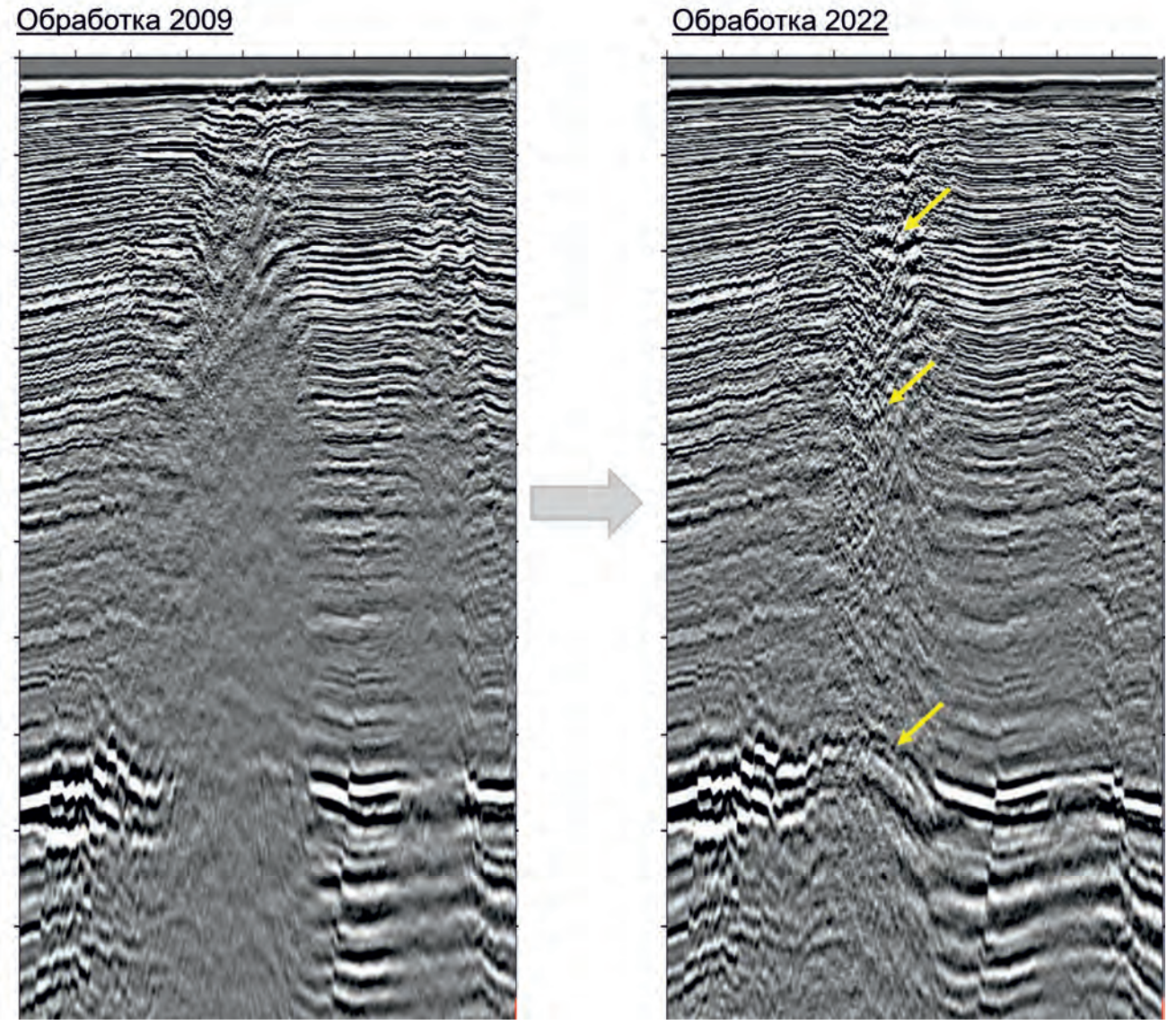
▲ *Рис. 6. Сравнение архивных и финальных данных на примере атрибута спектральной декомпозиции.*

в интервале пермских отложений, значительно улучшить прослеживаемость и повысить общую детальность изображения. Уточнённая глубинно-скоростной модель и повышенное качество миграции позволило оконтурить ранее невыраженные объекты палеорусел. Последующее бурение подтвердило наличие коллекторов с повышенными эффективными мощностями в пределах выделенных зон, что дополнительно подтверждает корректность обновлённой интерпретации и демонстрирует практическую ценность переобработки архивных материалов (Рис. 7).

Ещё один пример связан с объектом на

▼ *Рис. 7. Пример результатов переобработки месторождения Республики Коми.*



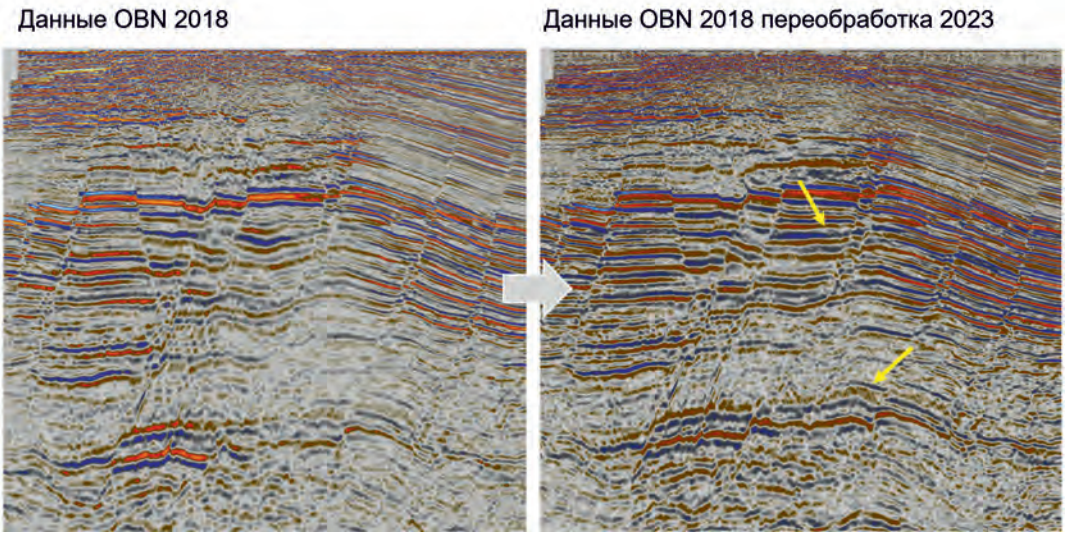


▲ *Рис. 8. Пример результатов переобработки месторождения на шельфе Охотского моря.*

шельфе Охотского моря, где архивная обработка была выполнена более десяти лет назад. Первоначальной задачей переобработки являлось восстановление сейсмического изображения в центральной части залежи. Данный участок осложнён наличием большого количества газонасыщенных осадков в верхней части разреза, которые оказывают влияние на отражения в целевой зоне. Применение современных алгоритмов обработки и уточнение скоростной модели позволили не только улучшить качество разрезов, но и пересмотреть структурный план залежи в целом. Для заказчика это означало снижение геологической неопределённости и повышение обоснованности решений при планировании бурения (Рис. 8).

Следующий пример относится к месторождению с продолжительной историей освоения.

В данном случае переобработка позволила получить высокодетальную глубинно-скоростную модель благодаря применению алгоритмов полноволновой инверсии, уточнить геометрию второстепенных газовых залежей и оконтурить зоны риска при бурении. При этом исходные полевые материалы оставались неизменными, а прирост информативности обеспечивался исклю-



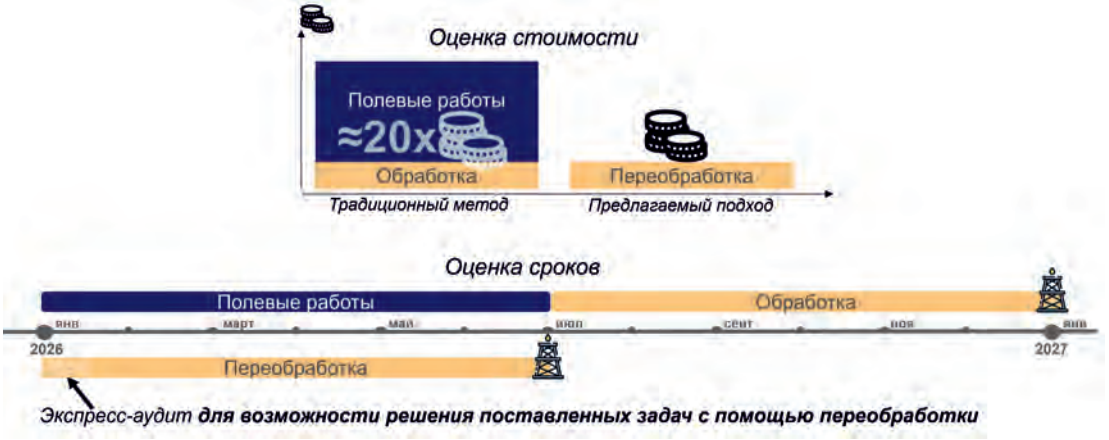
▲ *Рис. 9. Пример результатов переобработки месторождения с продолжительной историей освоения.*

чительно за счёт возможностей современной обработки (Рис. 9).

Обобщая приведённые примеры, можно отметить, что переобработка архивных данных особенно эффективна, когда исходные материалы обладают достаточным качеством наблюдений, а цели проекта включают уточнение геологической модели, повышение детализации разреза, поиск и оконтуривание перспективных геологических объектов.

На примере участка площадью около 500 км² можно сравнить два подхода — выполнение новых полевых работ и переобработку архивных данных (Рис. 10). Стоимость переобработки оказывается в десятки раз ниже, а сроки получения обновлённой геологической информации сокращаются примерно вдвое. При этом новые съемки неизбежно требуют последующей обработки и интерпретации, что фактически удваивают бюджет и увеличивают сроки. Переобработка позволяет заранее оценить качество существующих данных и определить, достаточно ли их для решения поставленных задач или требуется новая съёмка, обеспечивая более быструю и экономичную оценку по сравнению с классическим подходом, где сначала выполняются полевые работы, а затем - обработка и интерпретация.

▼ *Рис. 10. Сравнение стоимости и сроков двух подходов - новой полевой съемки и переобработки на примере 500 км².*



Сравнительный анализ рисков показывает, что каждый подход имеет свои ограничения. Для полевых работ это высокие финансовые затраты, сезонность, погодные условия, логистика и регуляторные требования.

Для переобработки - качество исходных данных и ограничения системы наблюдений. При пригодности материалов именно переобработка позволяет снизить экономические риски проекта за счёт сокращения временных, финансовых ресурсов и поэтапного уточнения геологической модели.

Заключение

Анализ практических примеров подтвердил, что переобработка архивных сейсмических данных позволяет получать дополнительную информацию, сопоставимую с результатами новых полевых съёмок, при этом существенно сокращаются сроки выполнения ГРР. В исследованных проектах экономический эффект достигает 10–20 раз по сравнению с повторными полевыми работами, а сроки реализации задач сокращаются примерно вдвое.

Особую актуальность имеет переобработка данных, полученных в сложных геологических условиях: тектонические нарушения, сложная ВЧР, экранирующие объекты и т.д. Важно отметить, что переобработка не является универсальной заменой полевых работ. Её эффективность напрямую зависит от качества исходных данных, параметров системы наблюдений и соответствия архивных материалов поставленным геологическим задачам. При недостаточном диапазоне удалений или критически низкой кратности - проведение новой съёмки остаётся необходимым.

Практический опыт показывает, что целесообразное применение архивных сейсмических материалов позволяет повысить детализацию геологической модели без привлечения дополнительных полевых ресурсов. В условиях роста стоимости ГРР переобработка выступает как технологический инструмент и механизм повышения надёжности решений, обеспечивая высокую прикладную ценность для недропользователей и сервисных компаний.

Литература

1. Poole, Gordon. 5D data reconstruction using the Anti-Leakage Fourier Transform // Conference Proceedings, 72nd EAGE International Conference & Exhibition, Expanded Abstracts

2. Wang, J. and Shaowu Wang. 2013. Practical strategies for data-driven land multiple attenuation. Society of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts, p.4101-4105.

3. Валькова Е.В., Корнев А.С., Барков А.Ю., Демонов А.П., Марков С.Ю., Ершов Н.А.. Применение полноволновой инверсии (FWI) для детализации зон низкоскоростных газовых аномалий // 10-я юбилейная научно-практическая конференция «Геонауки: Время перемен, время перспектив» (Санкт-Петербург, 17-20 апреля, 2023г.). - 2023.

4. Канищев Г., Рыков А., Голушко А., Ильин С., Барков А., Цветухин И., Кочетков Д.. Применение результатов полноволновой инверсии в качестве начального приближения при сейсмической инверсии для газовых залежей // Научно-практическая конференция «ГеоСочи – 2024. Актуальные проблемы геологии и геофизики» (Сочи, 22-26 апреля 2024 г.). – 2024.

5. Кирзелёва О.Я., Кирьянова Т.Н.. 2021. Палеорусла и палеореки в сейсмических данных (на примере продуктивного пласта Ю3-4 тюменской свиты одного из месторождений Западной Сибири).

6. Латыпова А.Р., Кибальчич А.С., Захаров Ю.М.. Возможности переобработки архивных сейсмических материалов с целью улучшения прослеживаемости геологических объектов на примере месторождения в Республике Коми // 27-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений «Геомодель 2025» (Геленджик, 8-11 сентября 2025). – 2025.

7. Латыпова А.Р., Кибальчич А.С., Матусевич А.В., Захаров Ю.М., Кирьянова Т.Н.. Переобработка данных - ключ к сокращению затрат и сроков ГРР. 4-я международная научно-практическая конференция «ПроГРРесс'25: Ресурсная база как основа» (Москва, 24-25 ноября 2025 г.). – 2025.

Подробнее об авторах



Латыпова
Алия Рафисовна

ведущий геофизик
ООО «СЖЖ Восток»



Кибальчич
Анна Сергеевна

руководитель группы
наземной обработки
ООО «СЖЖ Восток»



Захаров
Юрий Михайлович

ведущий геофизик
ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг»

Современный граф-обраоботки сейсморазведочных данных 3D: обзор.

Бекешко П.С., Глотов А.А., Жуков С.Е., Пархоменко О.М, Шабакаев Д.Д.., Лаптев Я.В., ООО «ГеоПрайм», г. Москва.

Аннотация: *В статье приведен локальный срез графа обработки сейсморазведочных данных 3D, актуальный к концу 2025 и началу 2026 года. Проведена попытка сравнить на качественном и на количественном уровне основные изменения, которые произошли за последние 8 лет, и, что в большей или меньшей степени повлияло на эти изменения. Проиллюстрированы примеры успешных реализаций части современных подходов для обработки ретроспективных съемок 3D.*

Введение

Для начала авторам статьи хотелось бы отметить, что в нефтегазовом сервисе существует положительная тенденция: выполнять переобработку данных каждые 5-7 лет, модифицируя граф-обработки. Причин этому огромное множество: от плохого качества первичной обработки пионерами отрасли или по причинам, которые не принято обсуждать публично, до неподходящего набора процедур в рамках конкретного региона и заканчивая ограниченными технологическими возможностями графа-обработки прошлых лет, о котором будет сказано ниже. Основными драйверами перманентной эволюции подходов обработки данных СРР является неустанная конкуренция между сервисными компаниями и растущими требованиями нефтегазовых компаний к качеству результирующего материала. Это побуждает сервисные компании копить опыт, находить новые пути реализации стандартных подходов, оптимизировать, усложнять, делать их более эффективными и внедрять новые алгоритмы и процедуры, что в свою очередь положительно сказывается на окончательные результаты. Безусловно, всё это происходит «с колёс», то есть в моменте выполнения проекта, что, в свою очередь, создает риски срыва сроков, повышение нагрузки на исполнителей и прочие возможные последствия как для проекта, так и для сервисной компании.

Сравнение

Как было сказано выше, граф-обработки меняется перманентно и нет возможности провести однозначное сравнение «было-стало». По этой причине авторы работы приводят пример обобщённого графа-обработки 2018 года в сравнении с обобщённым графом 2025 года.

При оценке таблицы 1 можно увидеть закономерность в увеличении отдельных элементов каждого из этапов, что говорит об общем изменении объема вычислений, количества объектов, появляющихся в процессе работы, а также смещении большинства процедур в сторону увеличения пространственной размерности, т.е. перехода от 2D процедур к 3D, от 3D процедур к 5D.

Для большей наглядности предлагается оценить изменения графа-обработки не только на качественном уровне, но и на количественном. Фактически, существует несколько базовых показателей, которые можно использовать для сравнения: количество машинного времени (CPU/час), использованного в рамках выполнения проекта, и количество объема информации. Оценка первого тяжело интерпретируема по ряду причин: различия в качестве исходных данных, повышение эффективности вычис-

Табл. 1. (Начало).

Обобщённый граф 2018 года	Обобщённый граф 2025 года
Загрузка данных Расчет априорных статических поправок по первым вступлениям: линейная инверсия, послойная томография, сеточная томография	Загрузка данных Расчет априорных статических поправок по первым вступлениям: линейная инверсия, послойная томография, сеточная томография **по поверхностным волнам**
Ослабление помех перед деконволюцией ОПВ или в сортировке кросс-спред: Случайные высокоамплитудные помехи (медианная фильтрация)	Ослабление помех перед деконволюцией **в сортировке кросс-спред**: Случайные высокоамплитудные помехи (медианная фильтрация)
Когерентные помехи: поверхностная волна, преломленные (FXY/SWAMI)	Когерентные помехи: поверхностная волна, преломленные (FXY/**SWAMI до пяти моделей**)
Адаптивное вычитание моделей Поверхностно-согласованная деконволюция Ослабление помех после деконволюцией: Случайные высокоамплитудные помехи (медианная фильтрация)	**Одновременное адаптивное вычитание нескольких моделей когерентных волн-помех** **Использование алгоритмов интерполяции с защитой от наложения зеркальных частот для моделирования когерентных помех** Поверхностно-согласованная деконволюция **+ дополнительная подготовка данных** Ослабление помех после деконволюцией: Случайные высокоамплитудные помехи (медианная фильтрация)
Когерентные помехи: поверхностная волна, преломленные (FXY/SWAMI)	Когерентные помехи: поверхностная волна, преломленные (FXY/**SWAMI**)
Адаптивное вычитание моделей	**Одновременное адаптивное вычитание нескольких моделей когерентных волн-помех**
Случайные слабоамплитудные помехи (FXY-деконволюция)	Случайные слабоамплитудные помехи (5D преобразования)
Регуляризация 3D в классах удалений или OVT	**Регуляризация 5D с уплотнением ЛПП и ЛПВ (+ ПП/ПВ)** **Поверхностно-согласованная деконволюция** **Частотно-зависимая поверхностно-согласованная коррекция амплитуд**
Дополнительное шумоподавление:	Дополнительное шумоподавление:
Случайный шум	Случайный шум
Ослабление кратных волн (2D радон Преобразование)	**Ослабление кратных через (3D SRME с дополнительной 5D интерполяцией)** Ослабление кратных волн (**3D радон преобразование**)
Миграция временная или глубинная в классах удалений или OVT с сохранением информации об азимутах	Миграция временная или глубинная в OVT с сохранением информации об азимутах
Построение и уточнение глубинно-скоростных моделей	Построение и уточнение глубинно-скоростных моделей:
Послойная когерентная инверсия	**FWI** **Высокоплотная томографии по отраженным волнам** **Глубинно-скоростные модели типа TTI, TOR**
Обработка после миграции:	Обработка после миграции:
Остаточная кинематика	Остаточная кинематика

Остаточная азимутальная кинематика и оценка анизотропии	Остаточная азимутальная кинематика и оценка анизотропии
Ослабление фона кратных волн и когерентных помех	Ослабление фона кратных волн и когерентных помех (**3D**)
Остаточные фазовые сдвиги	Остаточные фазовые сдвиги (**сдвиг в сторону более устойчивых алгоритмов)**
Ослабление следов расстановки по кубу Пространственная балансировка АЧХ по кубу или частично-кратным кубам	Ослабление следов расстановки Пространственная балансировка АЧХ по кубу или частично-кратным кубам

▲ *Табл. 1. (Окончание).*

лительных алгоритмов, рост производительности и объема вычислительных мощностей может давать неоднозначный результат на уровне даже одинаковых этапов для 2018 и 2025 годов. Оценка же второго более показательна и, как следствие, влияет на первый показатель ввиду прямой зависимости. Ниже приведена сравнительная характеристика объема данных, создаваемых на проекте в 2018 и 2025 году за время производственных заданий, и не включающая различные тестовые реализации. Для удобства в таблице приведены множители в зависимости от исходного объема данных. Как итог подобной оценки можно сказать, что общий объем производственных заданий в 2018 году формировал 11 первоначальных объемов данных. В случае 2025 года, этот показатель вырос почти в 5 раз и составил 50 объемов.

Ключевые изменения и их причины

Большинству участников рынка обработки данных СРР тяжело осознано принимать необходимость всех происходящих изменений, так как существует некоторая потребность в статичном унифицированном графе обработки.

Все же авторам статьи хотелось бы помочь вовлеченным участникам рынка разобраться в первопричинах основных изменений и положительных последствиях от этих изменений. Для этого потребуется апеллировать к таблице 2.

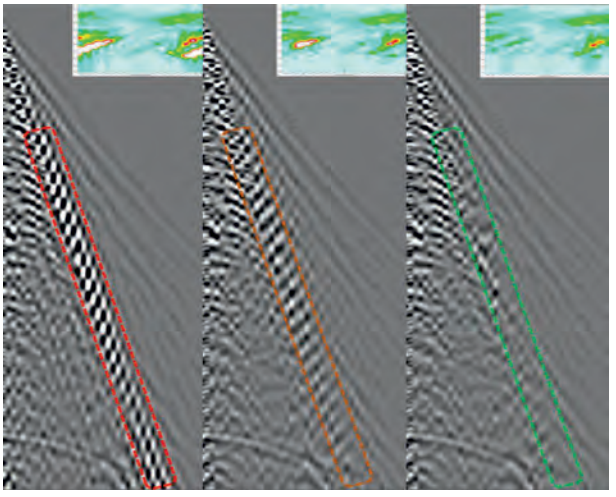
Ослабление когерентных помех

Можно видеть, что на этапе моделирования когерентных волн-помех произошло увеличение объема данных в 2.5 раза. Это связано с общей концепцией, которая стала доступной благодаря тому, что появилась возможность моделировать преломленные и поверхностные волны [12] на основе реального пространственного положения ПП и ПВ и латерально-переменных кинематических характеристик с последующим одновременным адаптивным вычитанием всех рассчитанных моделей. Стоит отметить, что поверхностные волны имеют несколько особенностей: модальность, наличие регулярной и рассеянной составляющих. Последняя особенность в ряде случаев может создавать сложные формы поведения волновой картины в сейсмической записи [13] и не может быть аккуратно ослаблена стандартными процедурами фильтрации (FK, FX, Radon), требуя независимого процесса моделирования. Как итог, в руках геофизика-обработчика появляются несколько моделей когерентных помех и инструмент для их одновременного адаптивного вычитания.

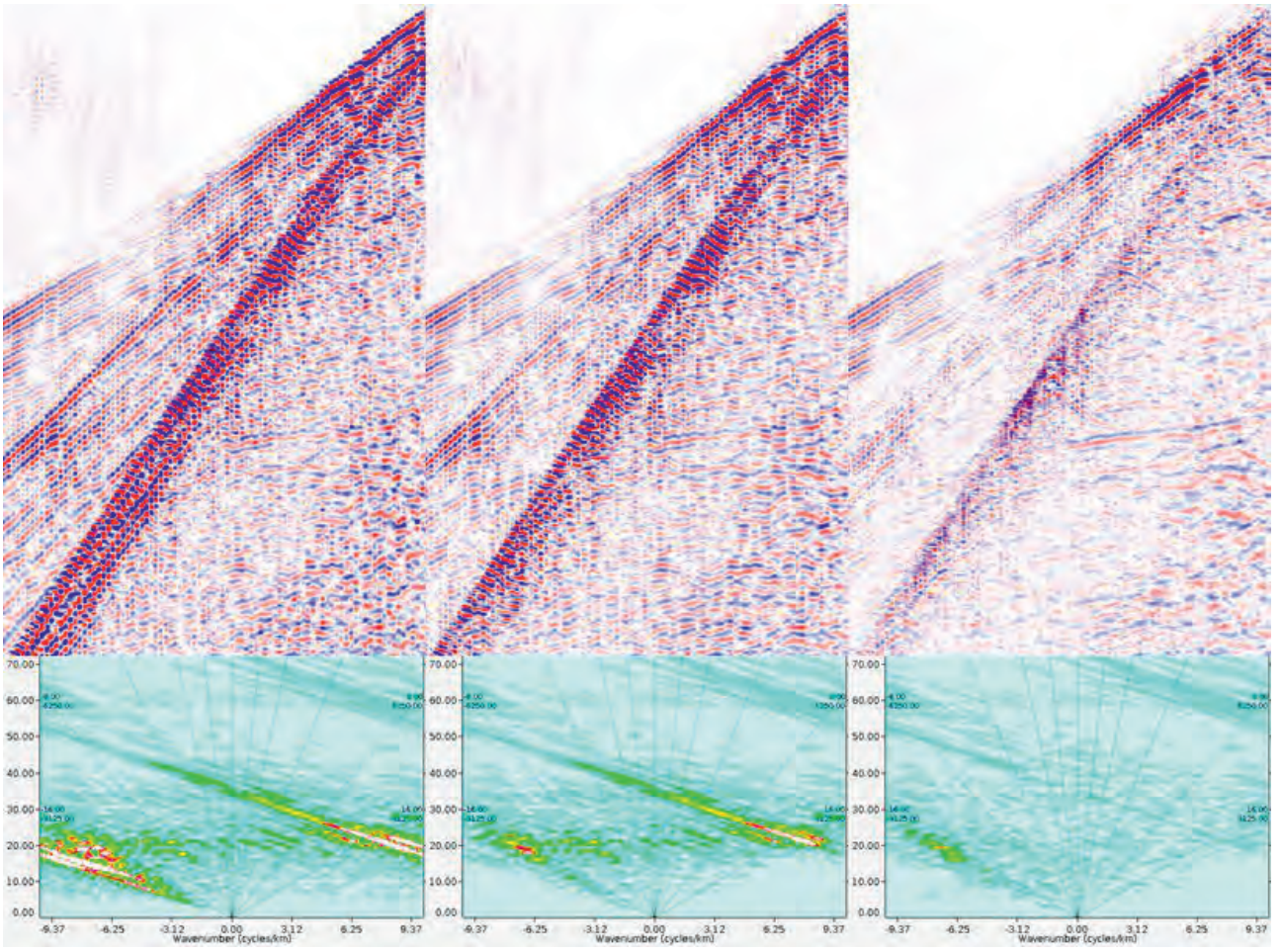
Этап	Объем проекта на 2018	Объем проекта на 2025
Исходный набор	1x	1x
Моделирование когерентных помех	1x	2.5x
Если необходима интерполяция для ослабления шумов		1x
Ослабление случайных помех	1x	1x
Деконволюция	1x	1x
Шумоподавление после деконволюции	2x	2x
Подготовка данных к регуляризации	1x	1x
Регуляризация	0.7x -- 3D	**4x**/8x/16x -- 5D
Подготовка данных к 3D SRME		**10x**
Модель после 3D SRME		**4x**
Результат вычитания 3D SRME		**4x**
Подготовка данных к миграции	0.7	**4x**
Миграция и построение глубинно-скоростной модели	2.1	4x + 13TB (для целей уточнения ГСМ)
Обработка после миграции	1.4	12x
Итог	11.2x	50.5x/**22x**

▲ *Табл. 2.*

▼ *Рис. 1. Пример моделирования и вычитания поверхностной волны с помощью FX-преобразования (в центре) и с помощью моделирования на основе фазовых скоростей (справа). Исходная сейсмограмма ОПВ (слева).*



В ряде случаев у когерентных волн-помех существует вероятность возникновения пространственного наложения зеркальных частот в силу редкого шага по ПП и ПВ. Для этого требуется предварительная 3D-интерполяция данных в сейсмограммах для целей уплотнения шага между ПП и ПВ, при этом требуется учитывать все особенности волнового поля и выбирать корректный алгоритм интерполяции. Всего их два: первый основан на Фурье-преобразовании, второй — на Радон-преобразовании [8]. Первый простой и быстрый, но имеет ограничение по своим возможностям. Второй простой и медленный, но разрешает любой пространственный алиасинг.



▲ *Рис. 2. Пример использования интерполяции перед моделированием и вычитанием когерентных волн-помех. Исходные — слева, результат ослабления без предварительной интерполяции — центр, с интерполяцией справа. Внизу соответствующие FK-спектры.*

В итоге подход для решения этой задачи сводится к следующей последовательности: интерполяция, моделирование когерентной помехи с заданными параметрами, адаптация модели, удаление интерполированных трасс и вычитание итоговой модели из исходных данных (рисунок 2).

Деконволюция

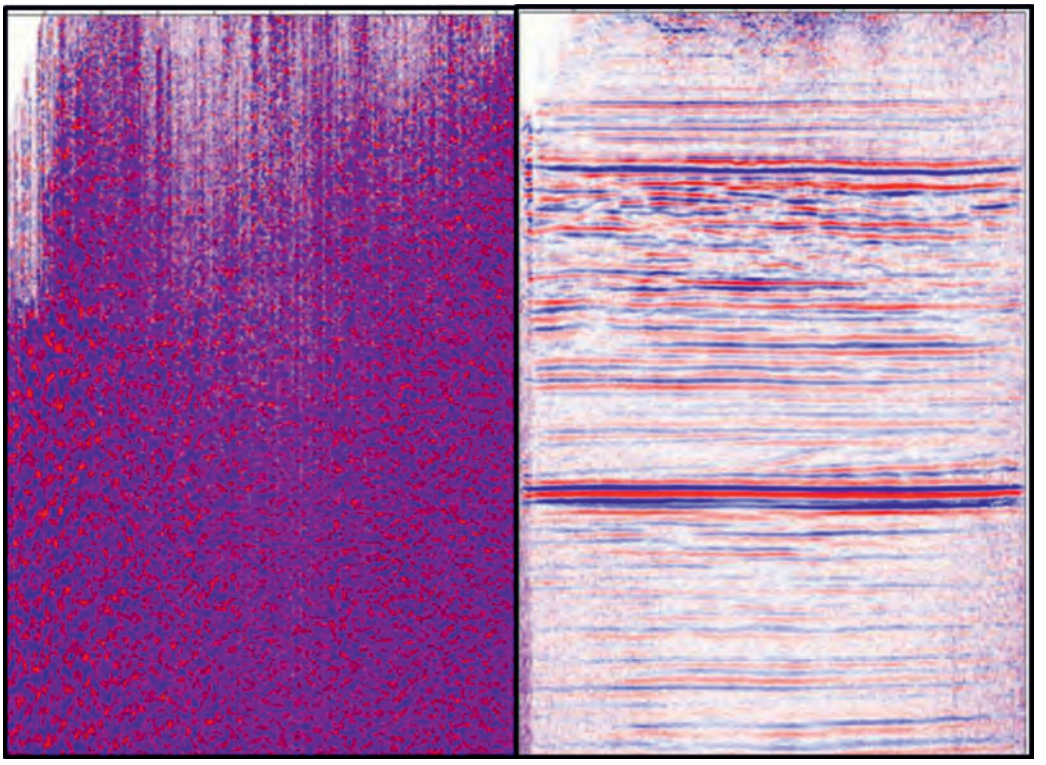
На этапе деконволюции принципиально ничего не поменялось, кроме ряда устоявшихся подходов:

• Выполнение более агрессивного ослабления помех для расчёта операторов деконволюции. Например, с использованием пятимерного ослабления шумовой составляющей.

• Учёт фазового и амплитудного поглощения частотного состава средой (Q-компенсация) для стабилизации формы импульса с увеличением времени.

• Уменьшение количества тестов для подбора оптимальных параметров деконволюции до: перебора интервала предсказания и уровня белого шума. Остальные параметры почти не влияют на финальный результат, если заранее выбраны исходя из логических умозаключений участниками проекта на основании существующей фактуры.

• Развитие модельной работы с импульсом, для которого требуется учёт различных инструментальных факторов (отклика сейсмоприемника и сейсмической станции), а также априорная информация об отношении сигнал/шум, фоновом значении поглощения и необходи-



▲ *Рис. 3. Пример возможности извлечения полезного сигнала из данных низкого качества с использованием современных алгоритмов ослабления помех. Сечение куба во временной области до ослабления помех (слева) и после (справа).*

мым детерминистическом извлечении импульса на основании скважинной информации для контроля его формы.

• Повсеместное внедрение подхода ввода и последующего вывода операторов деконволюции для целей более аккуратного решения задач расширения частотного состава сейсмического импульса на поздних этапах, где данные имеют более высокие пространственные значения отношения сигнал/шум на всех частотах.

Регуляризация

Следующим важным этапом, положительно влияющим на конечный результат, является 5D-регуляризация, после которой наблюдается существенное увеличение объема данных. Благодаря развитию алгоритмической базы и расширению возможностей последующей обработки, данная процедура получила широкое распространение во всех сервисных компаниях. Ключевые плюсы использования 5D-регуляризации при обработке 3D-данных:

1) Более естественная размерность для площадных систем наблюдений, так как они имеют пять пространственных координат: Xs, Ys, Xr, Yr, Время.

2) Возможность перехода с исходной системы наблюдения на уплотнённую с сохранением исходного распределения азимутальности. Это может быть уплотнение ПП и/или ПВ, ЛПВ и/или ЛПП. Создание радиальных систем наблюдения, где существует регулярное распределение азимутов и удалений в рамках одной сейсмограммы ОСТ.

3) Использование внешних весовых функций для защиты данных от потери латеральных особенностей волнового поля в процессе уплотнения ПП и ПВ, что дает уменьшение пространственного бина и позволяет сохранить [7]: разломы, шнурковые тела и стенки русел рек.

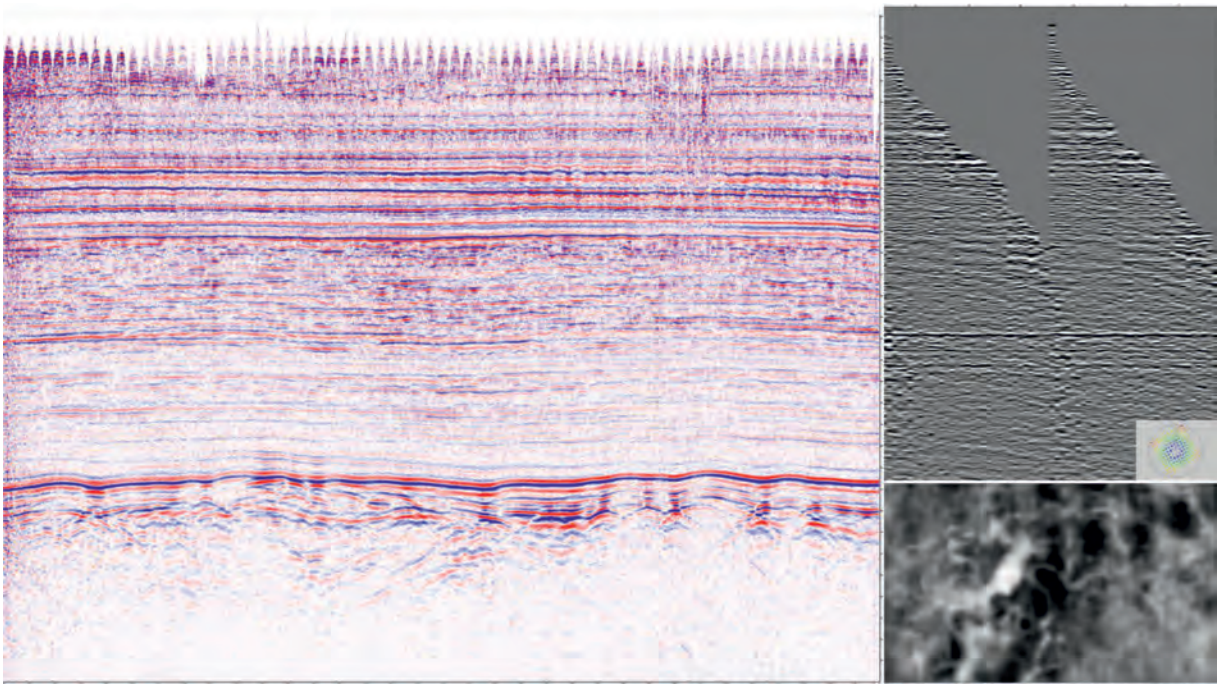


Рис. 4. Вертикальное сечение куба, сейсмограммы ОСТ и горизонтальное сечение куба до 5D-регуляризации.

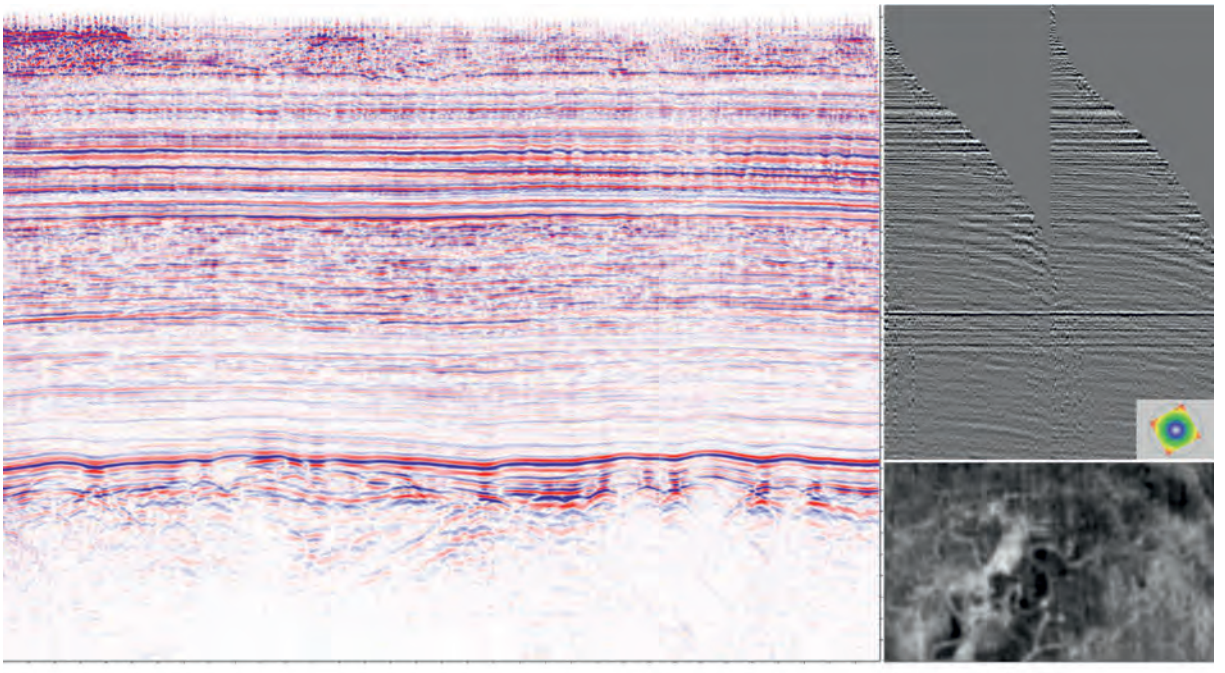


Рис. 5. Вертикальное сечение куба, сейсмограммы ОСТ и горизонтальное сечение после 5D-регуляризации.

4) Ослабление случайного шума благодаря восстановлению только регулярной составляющей волнового поля из пятимерного пространства, где случайный шум имеет более высокое случайное распределение и не формирует выраженных составляющих образов, как когерентный сигнал.

Среди сервисных компаний до сих пор существуют небольшие противоречия в подходах к регуляризации, но они больше носят творческий характер, и, в большинстве случаев, все сходятся на необходимости использовать только 5D-регуляризацию, с помощью алгоритмов с защитой от пространственного наложе-

ния зеркальных частот и спектральных утечек [10].

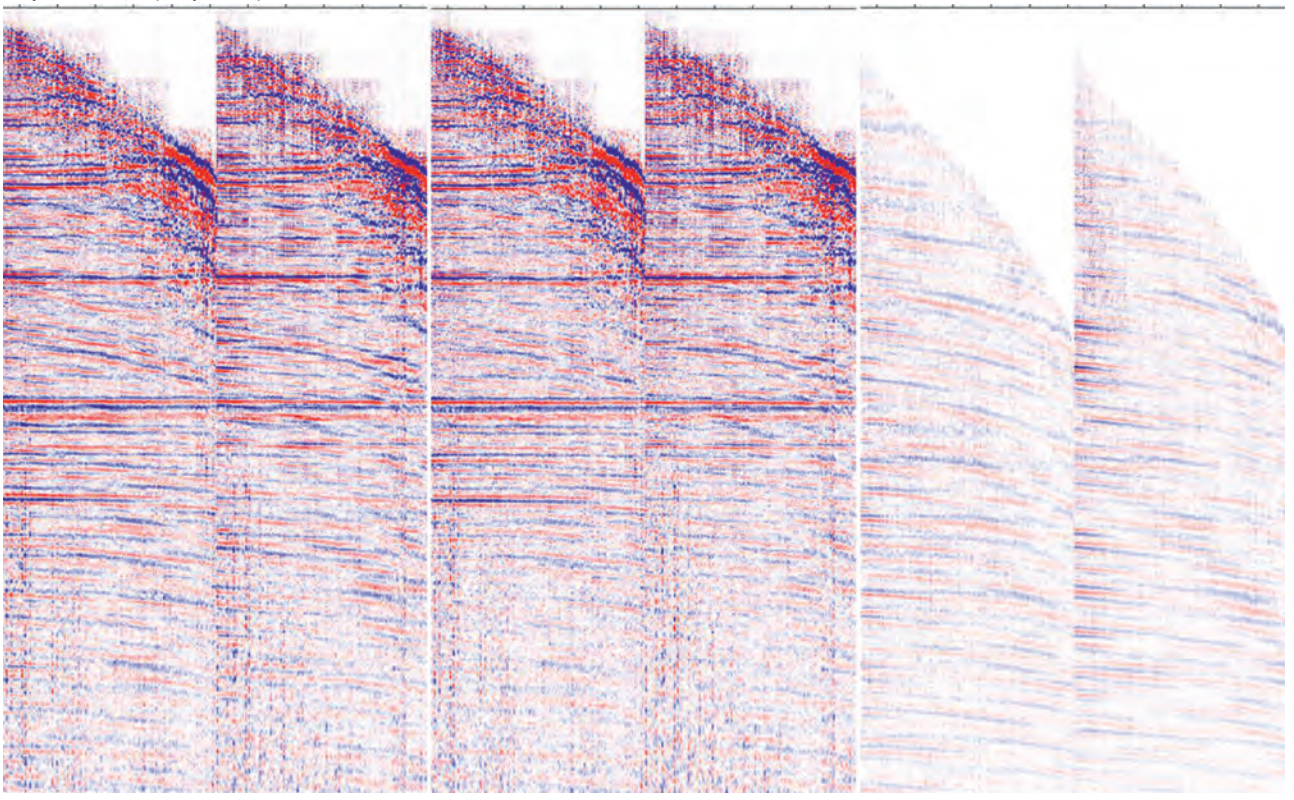
Моделирование и вычитание кратных волн

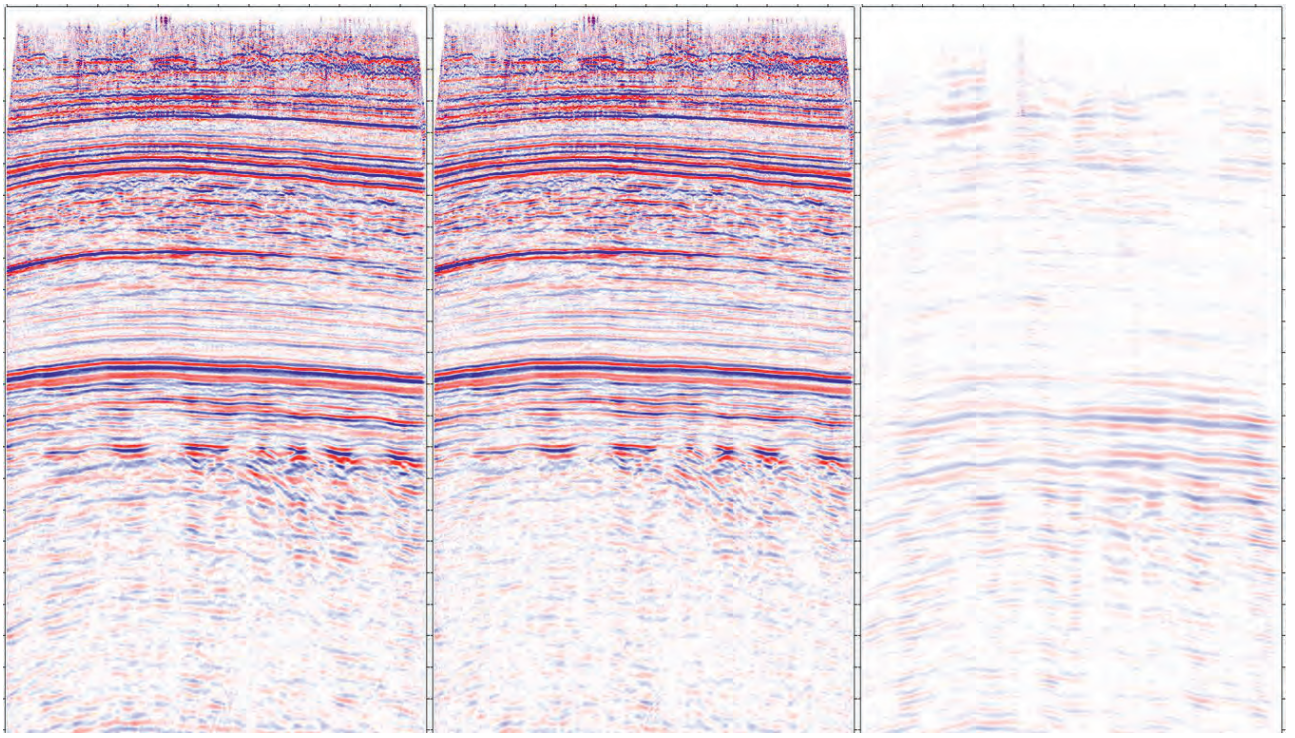
В ряде регионов обработчики и интерпретаторы сталкиваются со сложными распределениями динамических характеристик волнового поля в интервалах основного интереса: юрские отложения, доюрский комплекс, ачимовские залежи. Несколько лет назад стало однозначно понятно, что это обусловлено наличием кратных волн различного типа: от свободной поверхности, внутрикратных и различных реверберацией [2], которые могут искажать распределение амплитуд в зависимости от удаления и сильно изменять волновую картину на кубах ближних и средних углов падения. Для решения этой задачи в наземной обработке стали привлекать 3D алгоритмы моделирования кратных и внутрикратных волн-помех, которые получили широкое распространение в обработке морских данных благодаря их исходной высокой плотности. В последующем алгоритмы SRME (Surface-related multiples illumination) и IMP (interbed multiples prediction) [1, 2] были адаптированы под наземные съемки и позволили получать хорошие результаты только при условии высокой плотности исходных данных, что не достижимо в рамках ретро съемок и слабо достижимо в случае современных съемок с большим шагом между линяниями ПП и ПВ, но с внедрением 5D-регуляризации эту проблему удалось успешно решить [9]. Благодаря совместно накопленному опыту большинства геофизиков-обработчиков, удалось однозначно определить многие причины динамических искажений существующих проблем в рамках целевых интервалов.

Построение и уточнение глубинно-скоростных моделей

Здесь стоит отметить, что изменения в

Рис. 6. Сейсмограммы до вычитания кратных волн (слева), после вычитания (центр), разница (справа).

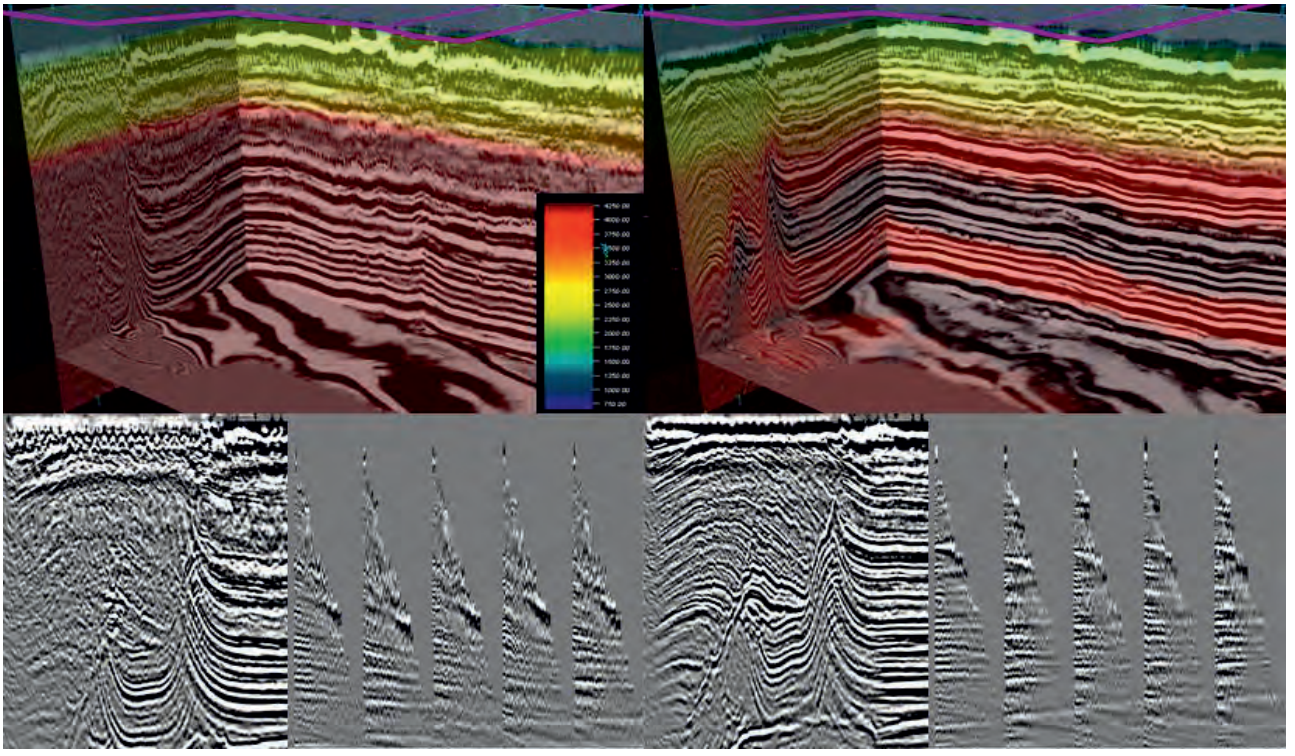


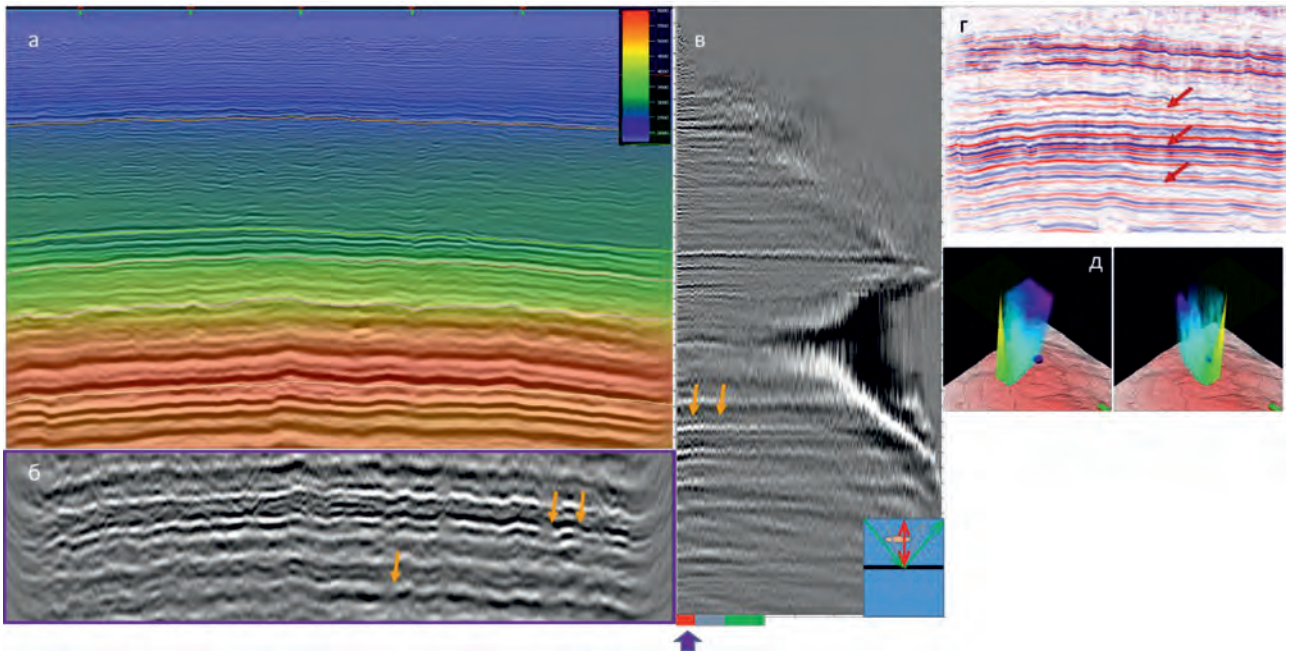


▲ *Рис. 7. Вертикальные сечения временного куба до вычитания кратных волн (слева), после вычитания (центр), разница (справа).*

повышении устойчивости алгоритмов, развитии мощности вычислительных ресурсов, переход на графические вычисления и общему накопленному опыту дали существенный скачок в качестве получаемых итоговых скоростных моделей. Среди наиболее ресурсоёмких и успешных подходов к уточнению ГСМ остаются: высокоплотная сеточная томография, FWI на преломленных

▼ *Рис. 8. Вертикальные сечения глубинного куба с наложенной ГСМ и сейсмограмм ОТО с начальной ГСМ (слева), после уточнения с помощью FWI по преломленным волнам (справа).*

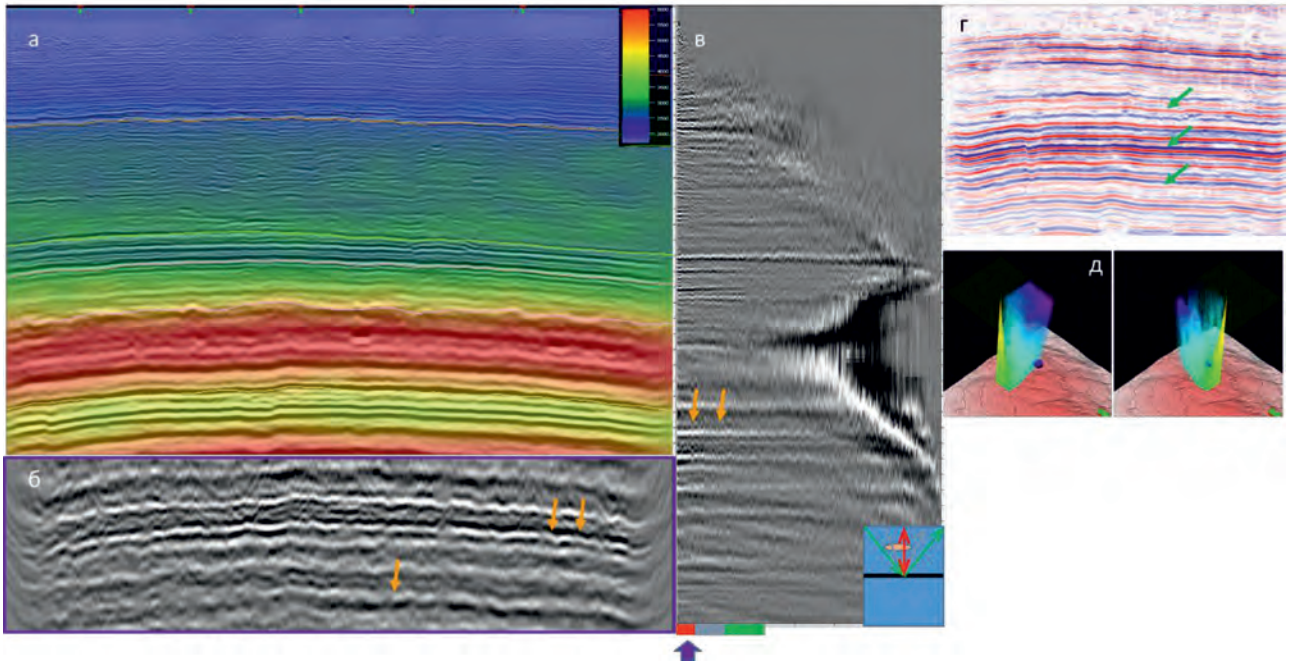




▲ *Рис. 9. Результат глубинной миграции с гладкой моделью. Разрез в глубине с наложенной ГСМ (а), фрагмент ближнего удаления (б), сейсмограмма ОТО (в), фрагмент разреза во временной области (г), схематичный пример пространственных лучевых траекторий с учетом азимута (д).*

волнах и FWI на отраженных волнах. У каждого подхода есть положительные и отрицательные стороны. В ряде случаев начинать работу по построению ГСМ с FWI на отраженных волнах при неточной начальной модели и/или отсутствии скважинной информации выглядит весьма безрассудно или неэкономично, так как стоимость процедуры в рамках проекта весьма высока, а отсутствие

▼ *Рис. 10. Результат глубинной миграции с уточненной ГСМ с помощью высокоплотной томографии. Разрез в глубине с наложенной ГСМ (а), фрагмент ближнего удаления (б), сейсмограмма ОТО (в), фрагмент разреза во временной области (г), схематичный пример пространственных лучевых траекторий с учетом азимута (д).*



возможности верификации результата ставит под сомнение всю работу. Поэтому целесообразнее использовать комбинацию FWI со стандартной/высокоплотной сеточной томографией с учетом азимута. Использование азимутальности данных в рамках уточнения моделей позволяет повысить детальность итоговой ГСМ и лучше локализовать скоростные аномалии в пространстве, что сильно зависит от исходной плотности системы наблюдения и шага между линиями ПП и ПВ.

Еще одним положительным изменением становится то, что в рамках стандартных работ начинают использоваться анизотропные модели типа: TTI, TOR, что в ряде регионов является необходимым условием для получения качественного результата [3, 4, 5].

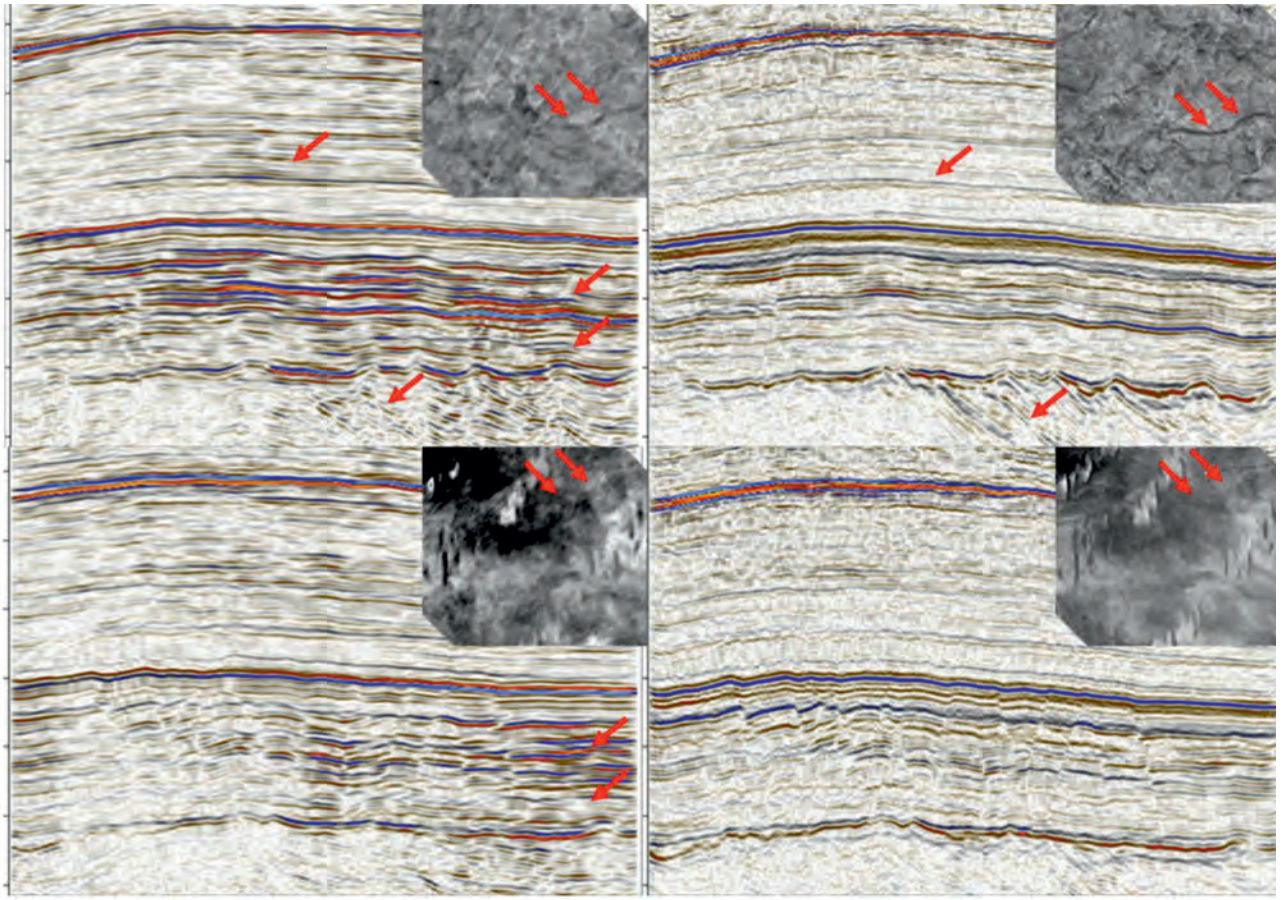
Миграция

В рамках миграции используются различные алгоритмы, направленные на успешное решение поставленных геологических задач. Ключевым и неизменным остаётся алгоритм на основе интеграла Кирхгоффа. Важно, что для 3D данных в большинстве случаев миграция выполняется в сортировке OVT (Offset Vector Tile) [11], что даёт ряд преимуществ для оценки изменения амплитуд от удаления и азимута на этапе интерпретации, а также последующей обработки после миграции, так как сейсмограммы общей точки отражения являются трёхмерными (Удаление, Азимут, Время).

Обработка после миграции

Общая последовательность почти не претерпела существенных изменений:

Рис. 11. Результат сравнения результатов обработки (слева) и переобработки с современным графом (справа). Иллюстрация эффекта на все ключевые интервалы геологического интереса на уровне вертикальных и горизонтальных сечений.



ослабление оставшихся когерентных помех (линейных и нелинейных), уточнение азимутальной кинематики, коррекция остаточных фазовых сдвигов, ослабление случайного некогерентного шума. Изменились подходы, алгоритмы и реализации благодаря повышенной плотности данных:

1) Для решения задач ослабления когерентных волн-помех используются 3D Radon преобразование или 2D, но с предварительным разбиением на азимутальные сектора

2) Для решения остаточной азимутальной кинематики используются более стабильные алгоритмы для оценки временных сдвигов на больших углах отражения

3) Реализация этапа коррекции остаточных фазовых сдвигов стала работать не только для каждой трассы, но и в непрерывных пространственно-временных окнах, нелинейно накапливая поправки для выравнивания, что позволяет получать более точное решение, чем оценки, основанные на корреляционных сдвигах.

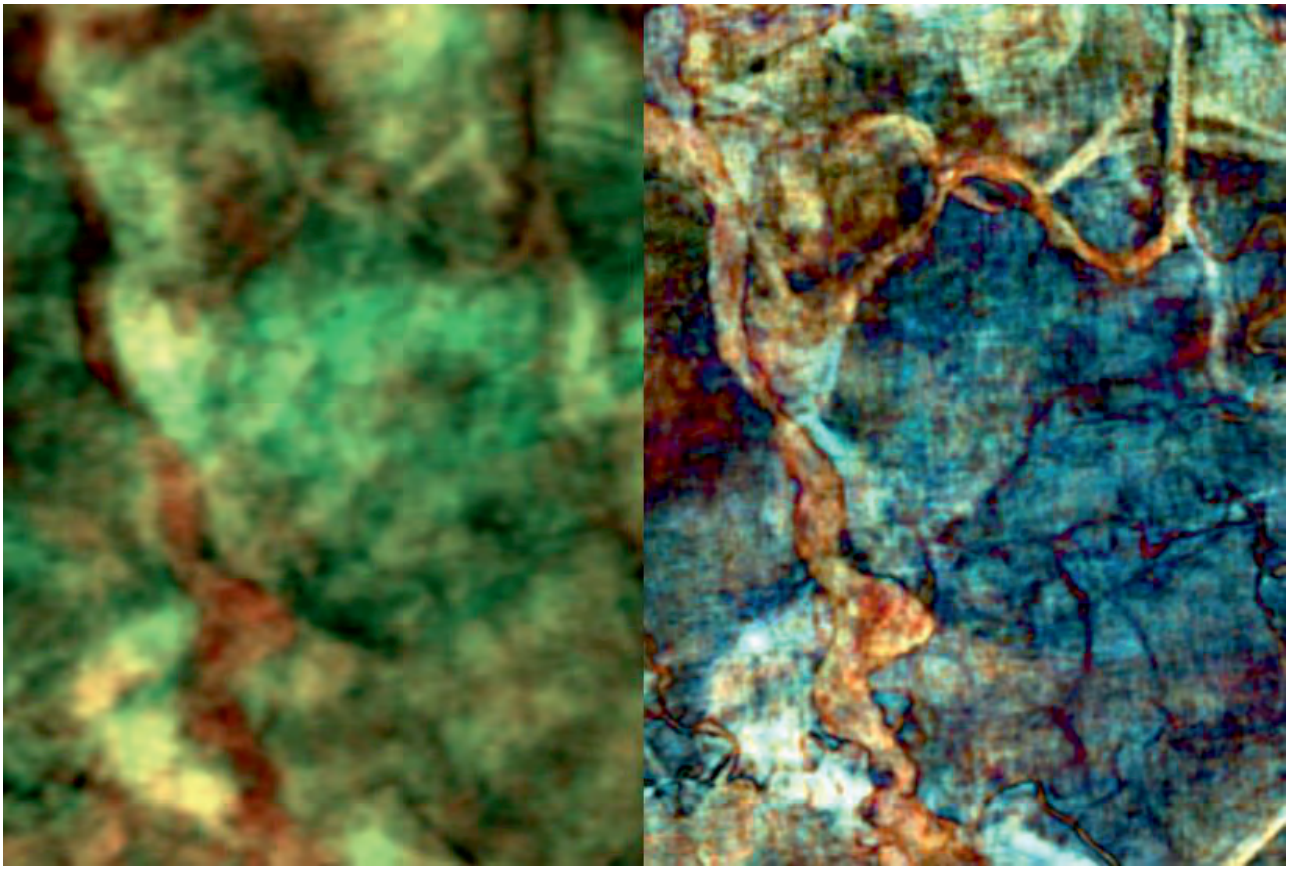
4) Ослабление остаточного случайного шума проводится на основании трёхмерности выборки данных, что дает минимизацию влияния на атрибуты записи полезного сигнала.

Добавилось ослабление следов расстановки по данным до суммирования, что позволяет обеспечить отсутствие этого эффекта во всех последующих результатах обработки — угловые и азимутально-угловые суммы.

Выводы

Современный граф обработки позволяет решать множество существующих и

Рис. 12. Результат сравнения результатов обработки 2018 г. (слева) и переобработки с современным графом 2025 г. (справа). Иллюстрация эффекта на уровне и горизонтальных сечений в рамках спектральной декомпозиции..



понятных проблем сейсморазведки в различных регионах, повысить и сохранить пространственную разрешённость и подчеркнуть динамические детали записи благодаря аккуратной работе с данными. Совместная работа обработчика и интерпретатора с привлечением скважинной информации, безусловно, даёт положительный эффект, особенно в моменты принятия решения при наличии хорошего качества данных и достаточной полноты последних.

Авторы работы хотели бы не только осветить существующие подходы в рамках проектов по обработке данных СРР, но и напомнить недропользователям о том, что все эти изменения не только положительно влияют на результат, но и негативно влияют на сроки исполнения, не давая сервисным компаниям и самим недропользователям в процессе принятия решения права на ошибку. Так или иначе, мы замкнуты в рамках неоднозначного тройного множества: быстро, дешево, хорошо.

Впереди нас ждёт еще большое множество новых алгоритмов, подходов, решений и будущих открытий.

Литература

1. Е.М. Чуб, А.А. Глотов, М.С. Воложанин, П.С. Бекешко, Е.А. Кучканов, Т.И. Кучканова. Пример использования трехмерного предсказания внутрикратных волн по данным 3D сейсморазведки в Волгоградском регионе. Санкт-Петербург 2022.

2. Berkhout, A. J. and D. KJ. Verschuur. 1997. Estimation of multiple scattering by iterative inversion, Part I: theoretical consideration. Geophysics, Vol. 62, No. 5, P. 1586-1595.

3. П.С. Бекешко, Е.М. Чуб, Я.В. Лаптев. А.Н. Сладковский, А.В. Бурлаков, А.М. Сазыкин, Е.А. Кучканов. Использование Full Waveform Inversion для решения задачи уточнения глубинно-скоростной модели по преломленным волнам. Санкт-Петербург 2023.

4. И.В. Григоренко, О.А. Гробушкина, А.Е. Королев Е.М. Российская, К.В. Баранов, А.Р. Яппарова. Особенности построения глубинно-скоростной модели в зоне интенсивной складчатости Иракского Курдистана. Успешный опыт применения азимутальной томографии. «ПроГРРесс'23» Сочи, 2023 г.

5. С.О. Суслов, П.С. Бекешко, Я.В. Лаптев. Повышение качества сейсмических изображений сложнопостроенных сред с помощью создания орторомбическо-анизотропной глубинно-скоростной модели на примере бортовой зоны Прикаспийской впадины. Геомодель 2019, Геленджик.

6. Dave Hale. Dynamic warping of seismic images Hale 2013

7. Michel Schonewille, Zhimei Yan, Martin Bayly and Richard Bisley — Matching pursuit Fourier interpolation using priors derived from a second data set

8. Michel Schonewille, Debra Dishberger and Deepak Kapadia — Comparison of 3D time-domain Radon and matching-pursuit Fourier interpolation

9. A. Poole, P. Bilsby, M. Giles, G. Morgan. Wide Azimuth Acqusition with Radial Domain Interpolation for Fluvial Morphology Interpretation

10. Sheng Xu, Yu Zhang, and Gilles Lambaré. Antileakage Fourier transform for seismic data regularization in higher dimensions

11. Gijs J. O. Vermeer. 3D Sesimic Survey Design Second Edition

12. Laake, A., Strobbia, C., and Cutts, A., Integrated Approach to 3D near surface characterization in desert regions. First Break, 26(11):109-112, 2008.

13. O.O. Adamovich and Y.V. Laptev. 3D Seismic Data Processing Technology for Near Surface Effects Compensation Using Surface Waves Frequency Dispersion Curves, 2015.

Особенности применения БПЛС с использованием искусственного интеллекта в геофизических проектах

Жгенти Н.С., ООО "Дельта-Гео", г. Москва.

Введение

Стремительное развитие беспилотных технологий и искусственного интеллекта за последние годы стало одним из ключевых факторов трансформации промышленности. От бытовых устройств до сложных аэрокосмических систем — интеллектуальные алгоритмы и автономные платформы постепенно становятся стандартом. Геофизическая отрасль, традиционно отличающаяся высокой капиталоемкостью и сложными условиями эксплуатации, также вступает в фазу активной цифровизации.

Настоящий материал — это не готовое техническое решение, а приглашение к профессиональной дискуссии. Техническое задание всегда формируется заказчиком, исходя из конкретных производственных задач. Здесь предлагается концептуальный взгляд на возможную архитектуру беспилотной авиационной системы (БПЛС), интегрированной с технологиями искусственного интеллекта, способной работать в составе геофизических партий. Автор осознанно не рассматривает типовые задачи вроде аэрофотосъемки или лазерного сканирования, сосредотачиваясь на более сложных сценариях мониторинга, анализа и управления.

Производственные вызовы геофизических проектов

Современные геофизические работы ведутся на обширных территориях, зачастую в удаленных и труднодоступных регионах. Проекты характеризуются высокой плотностью техники, протяженными логистическими цепочками, наличием большого количества персонала и жесткими сроками выполнения работ. В этих условиях даже незначительные сбои могут приводить к серьезным финансовым потерям.

Среди ключевых вызовов можно выделить необходимость постоянного мониторинга ситуации на площади, контроля перемещения бригад и техники, наблюдения за буровыми установками и виброисточниками, оперативного реагирования на чрезвычайные происшествия, поиска пропавших сотрудников или единиц техники, а также фиксации нарушений технологической дисциплины. Традиционные методы контроля — визуальные обходы, радиосвязь, отчеты по факту — становятся недостаточно эффективными при увеличении масштаба проектов.

Именно в этой зоне возникает потенциал применения интеллектуальной БПЛС как инструмента круглосуточного надзора и аналитики.

Архитектура гипотетического комплекса

Предлагаемая концепция основывается на интеграции воздушных платформ различного класса с центральной системой управления и обработки данных.

Ядром комплекса является центральная система — пункт сбора и анализа информации. В нее поступают видеопотоки, телеметрия, навигационные данные, события, сформированные бортовыми алгоритмами. На основе поставленных задач система выполняет обработку и интерпретацию информации, формируя оператору понятные уведомления, предупреждения и рекомендации.

Воздушный сегмент может включать несколько классов аппаратов. Мультироторные платформы ближнего радиуса действия предназначены для детальной





инспекции и работы в радиусе до нескольких десятков километров. Аппараты самолетного типа на электротяге обеспечивают обзор средних дистанций и способны выполнять продолжительные патрульные маршруты. Более тяжелые аппараты дальнего радиуса с гибридной силовой установкой выполняют стратегический обзор территории и могут выступать ключевыми узлами сетевой инфраструктуры.

Подобная многоуровневая структура позволяет сочетать детализацию и масштабность наблюдения, обеспечивая непрерывное покрытие больших площадей.

Навигация в условиях ограниченного спутникового сигнала

Базой гражданской беспилотной авиации традиционно служат глобальные навигационные спутниковые системы — GPS, GLONASS, Galileo, BDS. Однако практика последних лет показывает, что стабильность GNSS-сигнала не может считаться гарантированной. Воздействие помех, ограничения доступа или иные внешние факторы делают необходимым переход к комплексированию навигационных источников.

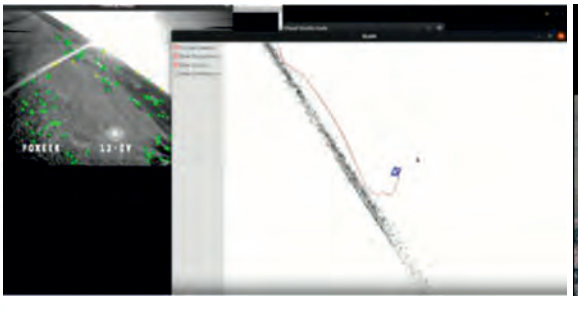
Одним из направлений является использование помехозащищенных GNSS-приемников с интеллектуальной фильтрацией ложных координат. Однако этого недостаточно.

Система визуального позиционирования, работающая с предзагруженными картами и ортофотопланами, позволяет определять координаты летательного аппарата без опоры на спутниковый сигнал. Алгоритмы компьютерного зрения сопоставляют текущий видеокадр с эталонной картографической базой, выделяют характерные признаки местности и вычисляют положение аппарата с допустимой погрешностью.

Дополнительным элементом выступает визуальная одометрия, оценивающая перемещение и ориентацию аппарата на основе анализа последовательности кадров и данных инерциальных датчиков.

Совместная работа камеры и IMU позволяет получать устойчивую оценку скорости, угла поворота и относительного смещения даже при отсутствии GNSS.

Таким образом, формируется гибридная навигационная система, устойчивая к внешним ограничениям и способная обеспечивать приемлемую точность в сложных условиях.


Сетевая инфраструктура

Передача данных в реальном времени требует устойчивой коммуникационной архитектуры. В качестве базового решения рассматривается динамическая Mesh-сеть (Mobile Ad-hoc Network), формируемая беспилотными аппаратами и, при необходимости, наземными узлами.

Каждый элемент системы выступает в роли узла, способного передавать, принимать и ретранслировать данные. Топология сети не является фиксированной: она адаптируется к расположению аппаратов, рельефу, погодным условиям и текущей активности. Возможны как прямые соединения между соседними узлами, так и многоскачковые маршруты передачи информации.

Подобная архитектура позволяет не только связать между собой элементы БПЛС, но и интегрировать их с наземной инфраструктурой сейсмопартии, формируя единое цифровое пространство управления проектом.

Искусственный интеллект и машинное зрение

Ключевым элементом комплекса является система машинного зрения, построенная на основе современных нейросетевых архитектур. Обработка видеопотока осуществляется с учетом пространственно-временной динамики: алгоритмы анализируют не отдельные кадры, а их последовательность, выявляя движение, изменение поведения объектов и аномальные события.

Для решения этих задач могут использоваться трехмерные сверточные сети (3D CNN), рекуррентные архитектуры (RNN, LSTM, GRU), а также гибридные модели, сочетающие извлечение пространственных признаков и анализ временных зависимостей.

Система способна обнаруживать и классифицировать объекты — персонал,



транспорт, животных, элементы инфраструктуры. Более того, она не ограничивается фиксацией факта присутствия: каждому объекту присваивается уникальный идентификатор, что позволяет отслеживать его траекторию, анализировать поведение, выявлять отклонения от нормы. Обнаружение кратковременных, но значимых событий — падение, столкновение, перегрев, вторжение — становится автоматизированным процессом.

Интеграция видеоданных с навигационной и телеметрической информацией формирует основу для построения аналитических отчетов, карт активности и прогнозирования рисков.

Сценарий практического применения

В рамках геофизического проекта комплекс может работать в режиме автоматического круглосуточного патрулирования. Перед началом смены производится загрузка геоданных, маршрутных заданий и зон повышенного внимания. После предполетной проверки аппараты распределяются по маршрутам в зависимости от класса и задач.

В процессе патрулирования данные частично обрабатываются на борту, а ключевые события передаются в центральную систему в реальном времени. При выявлении инцидента система автоматически инициирует сценарий реагирования: вылет ближайшего аппарата для сопровождения объекта, формирование отдельного канала видеотрансляции,



оповещение ответственных лиц.

В случае пропажи единицы техники может быть активирован алгоритм поискового спирального маршрута. При обнаружении тепловой аномалии — сценарий реагирования на пожар с одновременным мониторингом развития ситуации.

По завершении смены формируются отчеты об активности персонала и техники, статистика аномалий, карты перемещений и оценки эффективности.

Заключение и экономическая целесообразность внедрения

Внедрение БПЛС с элементами искусственного интеллекта в геофизические проекты следует рассматривать не как экспериментальную технологию, а как инструмент управления рисками и издержками.

Экономический эффект формируется по нескольким направлениям.

Во-первых, раннее выявление технических отклонений позволяет существенно сократить внеплановые простои оборудования. Даже один предотвращенный серьезный отказ буровой установки или виброисточника может компенсировать значительную часть затрат на внедрение системы.

Во-вторых, переход к предиктивному обслуживанию снижает расходы на аварийный ремонт и логистику запасных частей. Анализ тепловых и вибрационных аномалий дает возможность планировать вмешательство до возникновения критической ситуации.

В-третьих, автоматизация инспекций и мониторинга уменьшает потребность в дополнительных выездах персонала, снижая транспортные расходы и повышая безопасность сотрудников.

В-четвертых, системная фиксация событий и прозрачность процессов повышают управляемость проекта, что особенно важно при работе на удаленных и распределенных площадях.

Таким образом, при поэтапном внедрении и адаптации под конкретные производственные задачи БПЛС с ИИ способна обеспечить устойчивое снижение операционных рисков, повышение безопасности и рост эффективности. В горизонте одного-двух полевых сезонов система может выйти на уровень экономической окупаемости, а в долгосрочной перспективе стать неотъемлемым элементом цифровой инфраструктуры геофизического предприятия.

Главный вывод заключается в том, что интеллектуальная беспилотная система — это не дополнительная нагрузка на бюджет проекта, а инвестиция в предсказуемость, управляемость и устойчивость производственных процессов.

Подробнее об авторе



Жгенти
Никита Сергеевич

руководитель
подразделения «Ять авиа»
компании «Дельта Гео»,
г. Самара.

В статье использованы материалы из собственных разработок (www.yatavia.ru) и разработок партнеров, Лаборатория компьютерного зрения и Армикс.

Основные результаты обработки сейсмических данных в Тинровском осадочном бассейне (Охотское море)

- Грушевская О.В., Участкин А.А., ФГБУ «ВНИГНИ», г. Москва.
- Казанин А.Г., Литвачук А.В., Онищенко А.Н., АО «МАГЭ», г. Москва.

Аннотация: *Морская сейсморазведка берет свое начало в 1930-х годах XX века с первых попыток регистрации сейсмических данных одиночными гидрофонами, закрепленными на неподвижных судах. Работы выполнялись в варианте точечного зондирования. К 1950-м годам появилась возможность буксировки единичной косы малой канальности за судном, что резко повысило эффективность морских сейсмических исследований и положило начало их повсеместному применению. Окончательно технология морской сейсморазведки с буксируемой косой сформировалась в 1970–1980-е годы, а периодом расцвета таких работ стали 1990–2000-е годы, когда произошел повсеместный переход на телеметрические сейсмостанции и появилась возможность точного позиционирования косы и сейсмоприемников.*

В последние годы объемы сейсморазведочных работ с буксируемыми косами в России и мире неуклонно снижаются. В большинстве нефтегазодобывающих стран региональный этап изучения шельфа уже завершен, активно ведется разведка и доразведка месторождений. Высокая производительность 3D-съемок позволила в предыдущие десятилетия закрыть существенные объемы потребностей в такого рода работах, и во многих случаях новые дополнительные исследования реализуются уже в варианте многоволновой сейсморазведки 4С с использованием донных станций.

В этом отношении положение Российской Федерации несколько отличается: огромные шельфовые территории как в пределах залицензированных участков недр, так и в нераспределенном фонде, остаются недостаточно изученными сейсморазведкой 2D. Несмотря на то, что текущая макроэкономическая ситуация привела к полному отказу недропользователей от реализации исследований сейсморазведкой 2D, под контролем правительства РФ и силами профильных институтов Федерального агентства по недропользованию продолжает реализовываться программа регионального изучения шельфа Российской Федерации в нераспределенном фонде недр. Важно отметить, что происходит постоянное наращивание объемов привлечения отечественных технологий, применяемых при производстве таких работ.

До настоящего времени обработка морских геофизических данных по региональным работам в основном проводилась на импортном программном обеспечении. Развитие отечественного программного обеспечения является ключевой задачей в условиях санкционной политики зарубежных компаний. В статье будут представлены основные результаты обработки сейсмических данных 2D, полученных в Тинровском осадочном бассейне (Охотское море) с использованием российского программного обеспечения АЛЬТАИР-М.

Ключевые слова: *сейсморазведка с буксируемой косой, обработка сейсмических данных, АЛЬТАИР-М, дегостинг.*

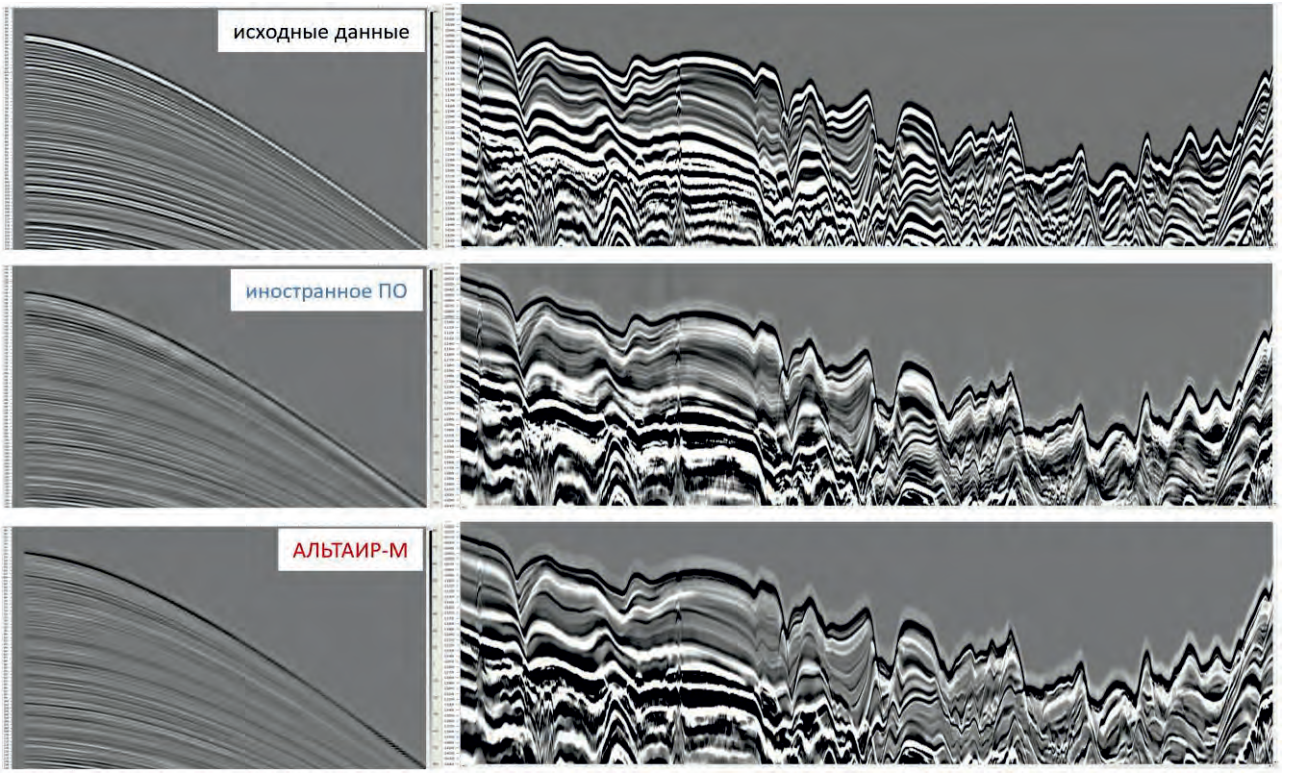
Основные особенности обработки сейсмических данных

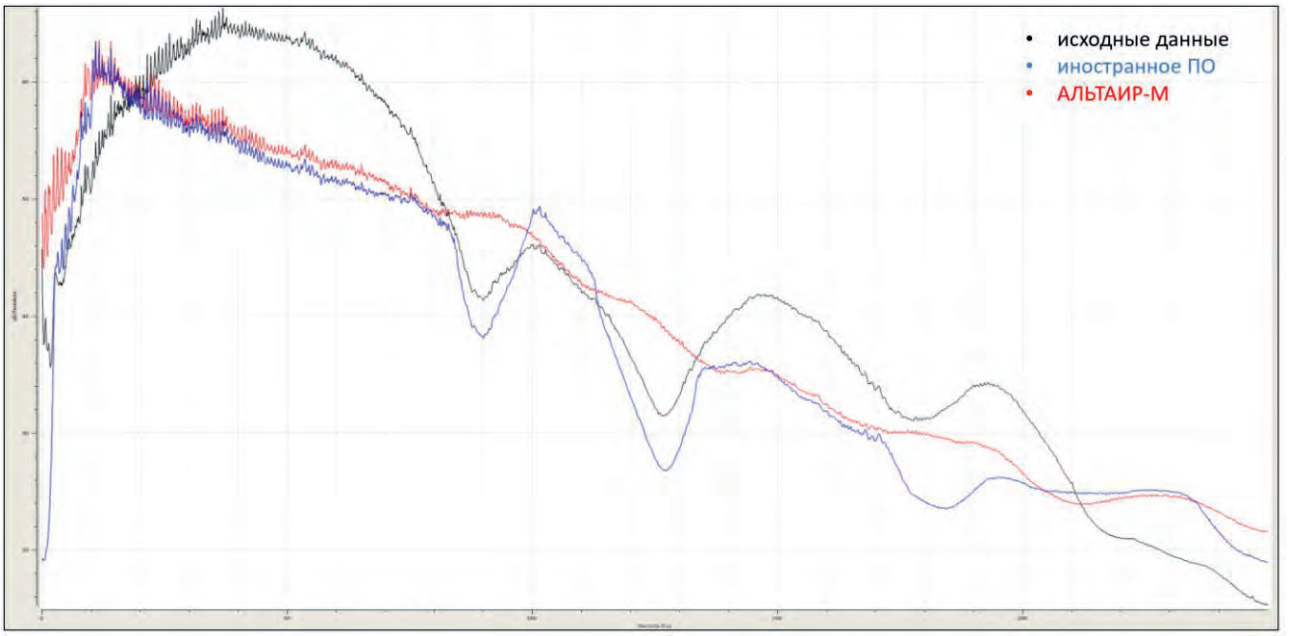
Сейсморазведочные работы 2D выполнены в период с октября 2024 по январь 2025 силами АО «МАГЭ» по заказу ФГБУ «ВНИГНИ» в рамках объекта «Комплексные геолого-геофизические исследования в Тинровском осадочном бассейне (Охотское море)». Несмотря на благоприятную ледовую обстановку, сезонное ухудшение погоды привело к существенным простоям сейсмического судна, вызванным повышением уровня шумов на косе. Для обеспечения производства работ было принято решение об изменении заглубления сейсмической косы – таким образом, съемка была выполнена с различными вариантами заглублений: от проектных 8 м до 10-12-15 м – в случае ухудшения погодных условий, что стало ключевой методической особенностью сбора данных. Указанное решение позволило выполнить работы в срок в соответствии с требованиями к качеству данных, при этом сейсмическое поле закономерным образом содержало в себе различную по своим кинематическим характеристикам волну-спутник за пункт приема (ПП), подавление которой (дегостинг) и стало одной из основных задач сигнальной обработки для данного проекта.

Обработка полученных сейсмических данных в том числе и в части подавления волн-спутников, проводилась с использованием отечественного программного обеспечения (ПО) АЛЬТАИР-М.

АЛЬТАИР-М предназначен для обработки любых типов данных и уже опробован в рамках нескольких шельфовых проектов [1], при этом разработка и внедрение современных алгоритмов в части обработки данных морской сейсморазведки является одним из приоритетных направлений развития программного обеспечения. Большинство пакетов обработки, в том числе зарубежных, до сих пор предлагают достаточно про-

Рис. 1. Сравнение подавления волн-спутников в АЛЬТАИР-М и иностранном ПО-аналоге.





▲ *Рис. 2. Сравнение подавления волн-спутников в АЛЬТАИР-М и иностранном ПО-аналоге (АЧХ).*

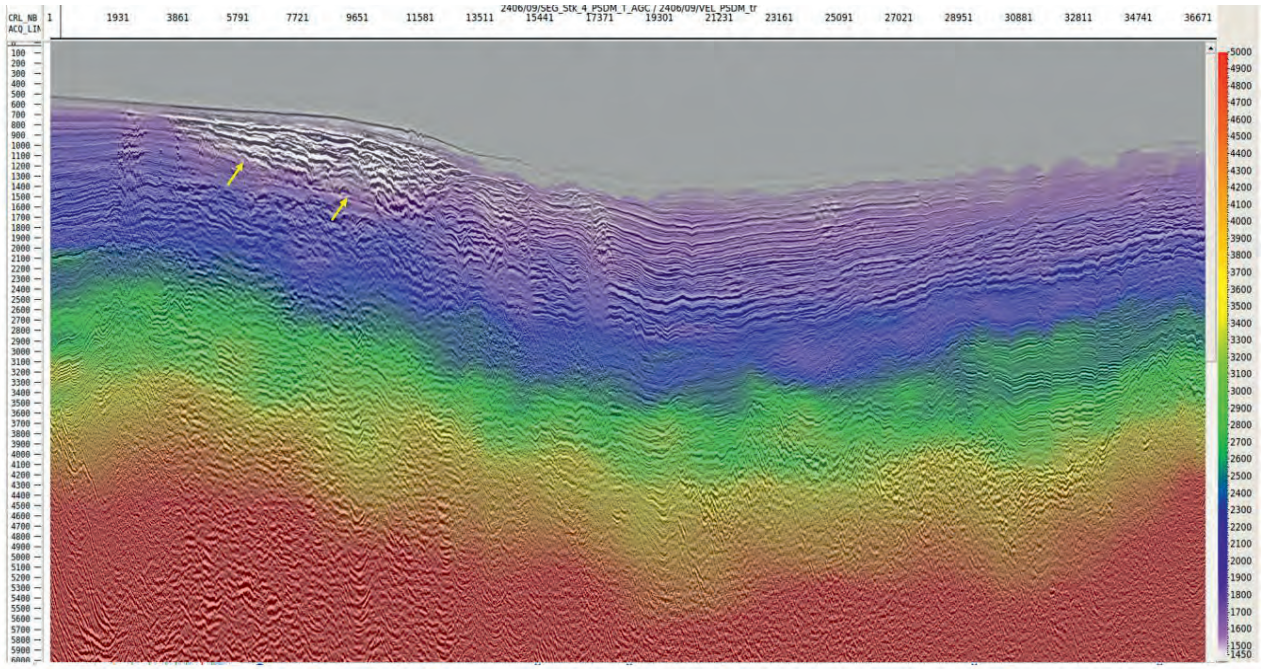
стые реализации дегостинга – в большинстве случаев это 2D-алгоритмы, где задержка между первичным импульсом и спутником задается детерминистически из глубины буксировки ПП. Подобного рода алгоритмам характерны недокомпенсация провалов спектра и повышенный уровень артефактов процедуры.

В АЛЬТАИР-М дегостинг реализован в одной из современных 3D-реализации с определением задержки непосредственно из сейсмических данных путем итеративной инверсии (Рис.1, 2).

В ходе полевых работ заглубление буксировки косы менялось не только для отдельных профилей, но и для секвенций единого профиля. Тем не менее, применение современных и стабильных алгоритмов подавления волн-спутников позволило получить единый и увязанный массив данных по всей площади исследования. Данный результат позволяет говорить, что последующие сейсмические съемки (особенно в случае, когда заведомо предполагается повышенный уровень внешних шумов) возможно проводить с перезаглубленными косами, что не будет влиять на качество регистрируемого сейсмического материала, при этом положительным образом скажется на экономике сейсмических проектов за счет сокращения сроков проведения полевых работ.

Широко известным фактором, осложняющим обработку сейсмических данных на шельфе Охотского моря, являются скопления приповерхностного газа. Насыщенные газом отложения выступают в роли экрана для сейсмического сигнала. Большая часть таких аномалий приурочена к интервалу глубин до 400 м от поверхности дна. Наличие газа в порах пород кардинально меняет их упругие свойства, прежде всего — скорость распространения продольных волн и плотность. Это создает характерные аномалии в волновом поле, вызванные эффектами поглощения и рассеивания высокочастотной составляющей сигнала. Аномалии поглощения проявляют себя в том числе и в поле скоростей (Рис. 3).

В пределах Тинровского осадочного бассейна, как и для всего шельфа Охотского моря, наблюдается широкое разви-



▲ *Рис. 3. Пример зоны аномального поглощения.*

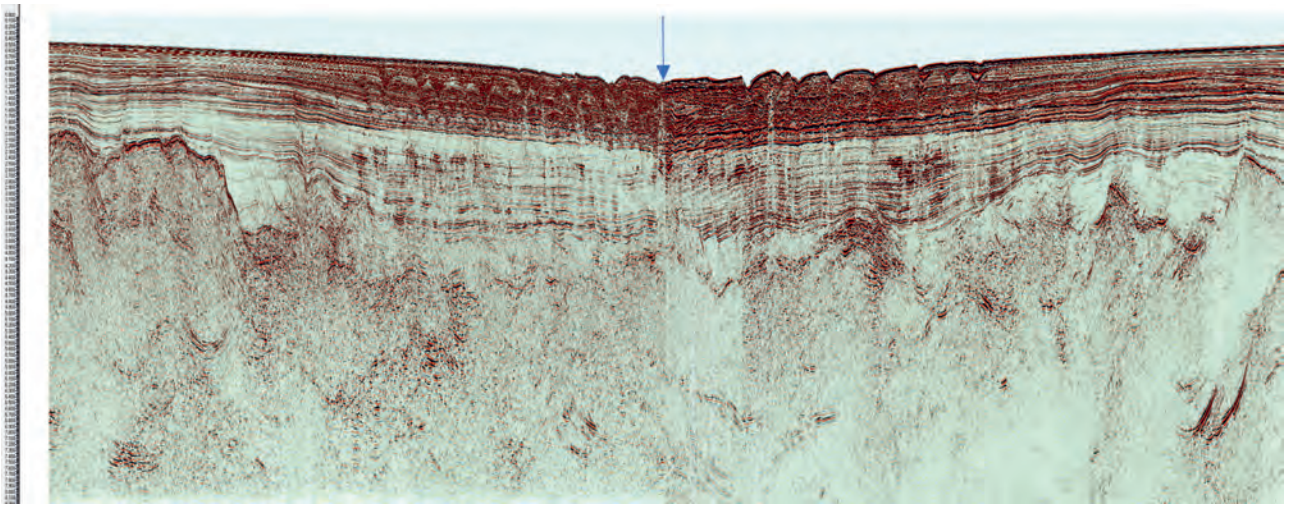
тие малых и средних по масштабу аномалий поглощения. В общем случае такие аномалии успешно компенсируются в процессе обработки и не влияют на решение региональных задач. Ситуация существенно усложняется, когда размер аномалии поглощения превышает длину сейсмической расстановки. В таком случае происходит практически полное поглощение сигнала как со стороны источника, так и со стороны приемников. Подобная аномалия присутствует на площади исследования и приурочена к погруженной части бассейна.

Наличие масштабных аномальных зон поглощения выступают в качестве естественного фильтра среды, который экранирует как падающее, так и восходящее отраженное поле. Для продольного (PP) поля решением задачи компенсации аномалий в сейсмическом поле является учет поглощения (Q) на стадии глубинной обработки (QPSDM). При этом для построения модели Q требуется привлечение современных алгоритмов, основанных на томографии или полноволновой инверсии с учетом поглощения.

При этом наиболее полно проблематика экранирующего влияния приповерхностного газа решается с использованием обменного поперечного поля (PS), для регистрации которого требуется переход от буксируемого оборудования (1C) к многокомпонентной регистрации с помощью донных сейсмических станций (4C). Важно отметить, что в Российской Федерации вся необходимая технологическая база для реализации региональных работ с использованием донных станций на текущий уже момент сформирована [2].

Изучение подобных зон критически важно по нескольким причинам. Во-первых, они представляют собой серьезную геологическую опасность: неожиданное вскрытие такого «газового кармана» при бурении может привести к аварии. Во-вторых, массивные скопления газа в верхней части разреза (ВЧР) с высокой вероятностью связаны с глубокозалегающими залежами углеводородов, являясь косвенным поисковым признаком.

Несмотря на отмеченные сложности, в



▲ *Рис. 4. Результаты обработки современной съемки (справа) в пределах Тинровского осадочного бассейна в сравнении с ретроспективными результатами (слева).*

ходе обработки получены сейсмические данные высокого качества, полностью согласованные с ранее выполненными в указанном районе работами (Рис. 4).

Заключение

Помимо непосредственного геологического результата, в ходе реализации проекта получены выводы, значимые для геологоразведочной отрасли в целом. В частности, показано, что при выполнении полевых работ рациональным является использование заглубленных систем регистрации. Такой подход позволяет достичь повышенного соотношения сигнал/помеха при сокращении сроков полевых работ, что в конечном итоге означает снижение их стоимости и не влияет на качество полученных данных.

Рассматриваемый проект стал первым примером производственного использования нового российского программного обеспечения (ПО) АЛЬТАИР-М в рамках проектов по обработке данных региональной сейсморазведки 2D.

Уровень отечественных технологий позволяет решать задачи проектов по обработке не хуже, а в части отдельных процедур (например, подавления волн-спутников) и лучше зарубежных аналогов.

В то же время работы в сложных сейсмогеологических условиях, к которым относится шельф Охотского моря, требуют корректировки стандартных графов обработки путем включения отдельных процедур и подходов. В первую очередь это касается этапа глубинной обработки: задача частичной компенсации влияния поглощения уже сегодня успешно решается путем построения детальной модели поглощения и применением глубинной миграции в варианте QPSDM. Развитие графов обработки окажет положительное влияние и на уровень отечественного программного обеспечения — повышенные требования технических заданий будут стимулировать разработчиков к совершенствованию технологий.

При этом практически полностью проблематику наличия газовых тел может снять сейсморазведка на обменных PS-волнах с использованием донных станций – технологическая готовность отрасли к реализации подобных работ в варианте 2D для целей решения региональных геологических задач в настоящий момент полная – в РФ доступно все: от специализированного флота и парка

донных станций, до программных решений и компетенций в для обработки полученных данных.

Литература

1. Нерсесов С.В., Абрамович А.В., Никишин А.А., Хоштария В.Н., Кожухов Д.В., Слепченко В.А., Казанин А.Г., Литвачук А.В., Сафонов Д.А. Первый опыт промышленной эксплуатации российского программного обеспечения для обработки сейсмических данных "альтаир-м" (арктические шельфовые проекты ПАО "Газпром"), Газовая промышленность. 2025. № 4 (880). С. 40-43.

2. Методические рекомендации по проведению сейсмических исследований 4D с использованием донных систем на шельфовых месторождениях РФ. Москва, Санкт-Петербург, 2025.

Способ снижения мешающего влияния вторичных высокоскоростных помех, формируемых в верхней части разреза при сейсмических наблюдениях 2D

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

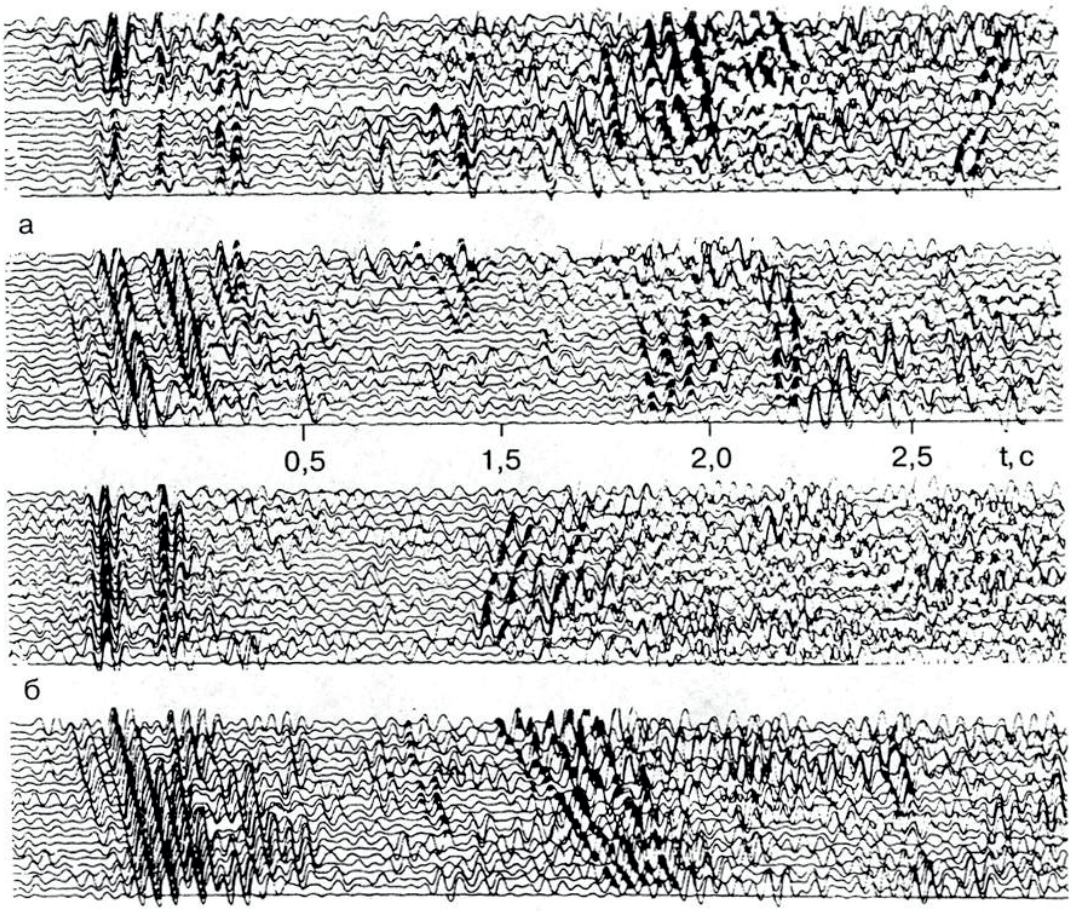
Значительное мешающее влияние во многих регионах оказывают вторичные помехи, природа которых связана с волнами, преломлёнными от сейсмических границ в ЗМС, регистрируемыми в области первых вступлений и, как правило, не оказывающими мешающего влияния на полезную запись. Однако, в условиях сложной геоморфологии верхней части разреза, встречая на своём пути резкие акустические границы, связанные с термокарстовой геоморфологией, с плоскостями дизъюнктивных нарушений, с корневой системой деревьев, с оврагами, береговыми линиями рек и озёр, с присутствием адырных зон и с другими неровностями рельефа, они претерпевают отражения и возвращаются под разными углами к линиям наблюдения, формируя, таким образом весьма интенсивные вторичные колебания. Такие помехи широко распространены, например, в предгорьях Северного Кавказа, в адырных зонах Таджикистана и Узбекистана и в ряде случаев являются доминирующими. Впервые на физическую природу указанных помех обратили внимание в шестидесятые годы прошлого столетия при проведении работ на полуострове Тамань [1].

В условиях Крайнего Севера формирование аналогичных вторичных помех связано не только с волнами, преломлёнными от границ в ЗМС, но и с волноводными процессами, т.к. в зимний период ЗМС в северных районах фактически соответствует понятию волновода, поскольку сверху ограничена более скоростными мёрзлыми приповерхностными отложениями, а снизу также более высокоскоростными коренными породами. При этом формирование весьма интенсивных вторичных волноводных помех в северных регионах зимой наблюдается на участках, примыкающих к песчаным гривам аккумулятивного происхождения, характеризующимися повышенной акустической неоднородностью [2].

Рассматриваемые помехи, как правило, многократно превышают по интенсивности отражённые волны, а при боковом подходе к линии профиля эффективность их подавления стандартными линейными интерференционными системами, ориентированными вдоль профиля, резко снижается. Радикальным способом ослабления таких помех является использование площадного группирования сейсмоприёмников.

Однако это существенно уменьшает производительность работ и при производственных наблюдениях применяется крайне редко. В этой связи достаточно интересным представляется значительно более простой и более экономичный способ снижения мешающего влияния вторичных боковых помех, предложенный в работе [3]. Способ может быть использован в условиях доминирования указанных помех при наблюдениях 2D и заключается в применении протяжённых линейных групп сейсмоприёмников, ориентированных под углом к профилю таким образом, чтобы проекция групп на линию профиля равнялась бы величине базы стандартного продольного линейного группирования, используемого в конкретных условиях.

Степень искажения отражённых волн, распространяющихся в плоскости профиля, в этом случае такая же, как и при стандартном группировании. Однако сектор поло-



▲ *Рис. 1. Сейсмограммы, иллюстрирующие вторичные высокоскоростные поверхностные волны с боковым подходом к линии профиля.*

сы пропускания боковых помех при использовании протяжённых групп будет более узкополосным. Поэтому вероятность ослабления таких помех в рассматриваемом способе более высокая, чем при обычном группировании.

Полевые испытания способа были выполнены с использованием вибросейсмических наблюдений в пределах одного из крупнейших газовых месторождений Узбекистана «Шуртан», расположенного в Гузарском районе Кашкадарьинской области. Участок проведения исследований располагался в области адырных зон и характеризовался повышенным мешающим влиянием вторичных высокоскоростных поверхностных помех.

Так, на рис. 1 приведены типичные коррелограммы, зарегистрированные на площади Шуртан с использованием взаимно ортогональных расстановок сейсмоприёмников. На представленных коррелограммах выделены интенсивные волны, преломлённые от границ в ЗМС с боковым подходом к линии профиля. И можно видеть, что рассматриваемые помехи значительно превышают по амплитуде полезные колебания.

При проведении вибросейсмических наблюдений по технологии 2D в пределах адырных зон Узбекистана сейсмопартии ПО «Узбекгеофизика» применяли продольные линейные группы сейсмоприёмников на базе 85 м. Такие группы в принципе не позволяли в необходимой степени ослаблять боковые помехи. В этой связи, в соответствие со способом, предложенным в работе [3], были использованы протяжённые группы сейсмоприёмников на базе 170 м, ориентированные под углом 60° к линии

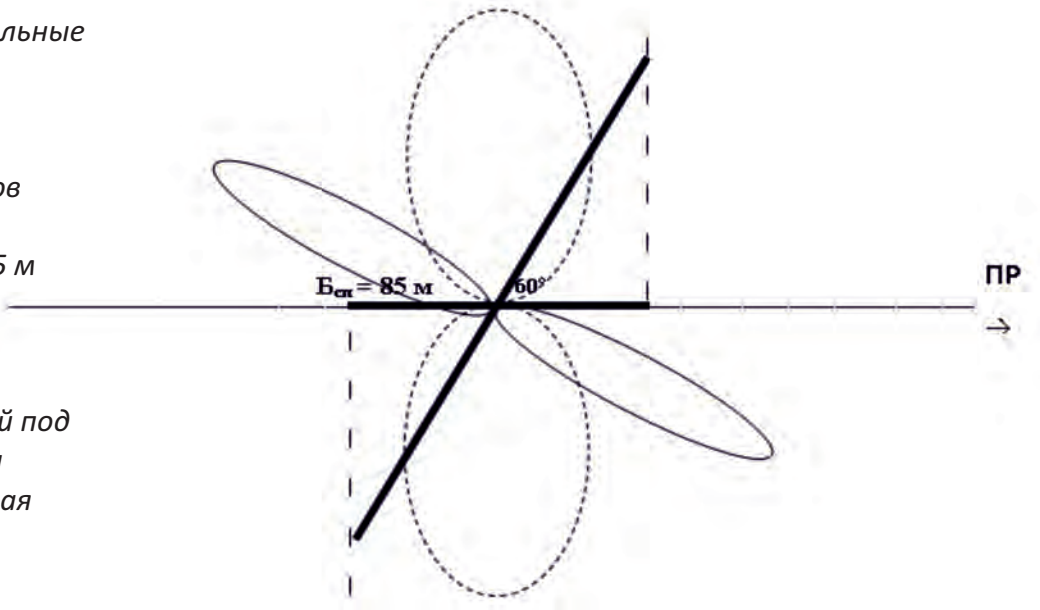


Рис. 2. Горизонтальные характеристики направленности группирования сейсмоприёмников для продольной группы на базе 85 м (пунктирная кривая) и группы на базе 170 м, ориентированной под углом 60° к линии профиля (сплошная кривая).

профиля. Проекция таких групп на линию профиля равнялась 85 м, поэтому искажающее влияние группирования сейсмоприёмников на отражённые волны, распространяющиеся в плоскости профиля, было таким же, как и при ранее использованных линейных продольных группах на базе 85 м. Вместе с тем сектор полосы пропускания помех в зависимости от горизонтального угла подхода к линии профиля становился существенно более узким, что значительно повышало вероятность подавления боковых помех.

Так, на рис. 2 приведены осреднённые характеристики направленности групп сейсмоприёмников, рассчитанные в зависимости от горизонтального угла подхода боковых помех с истинными кажущимися скоростями 1000–3000 м/с к линии профиля. Характеристики представлены в полярных координатах. Пунктирной кривой изображена характеристика направленности для продольной линейной группы на базе 85 м, а сплошная кривая соответствует характеристике направленности группы сейсмоприёмников на базе 170 м, расположенной под углом 60° к линии профиля. Из рисунка можно видеть, что сектор полосы пропускания протяжённой группы в ≈3,5 раза уже по сравнению с сектором полосы пропускания продольной группы, ранее использованной ПО «Узбекгеофизика». Т.е. сравнительный анализ характеристик направленности показывает, что если углы подхода боковых волн к линии профиля подчиняются случайному закону, а истинные кажущиеся скорости помех соответствуют диапазону 1000-3000 м/с, то вероятность подавления таких волн использованной протяжённой группой в ≈3,5 раза выше вероятности подавления указанных помех стандартной продольной группой на базе 85 м. Допущение о том, что углы подхода боковых волн в данном случае подчиняются случайному закону близко к действительности, так как при анализе многочисленных крестовых наблюдений в адырах не удавалось даже на ограниченном участке профиля выделить некоторое доминирующее направление подхода помех.

Временные разрезы ОГТ, полученные в результате проведения полевых наблюдений на площади Шуртан, приведены на рис. 3. Сравнительный анализ представленных разрезов свидетельствует о том, что способ, заключающийся в применении протяжённых групп сейсмоприёмников,

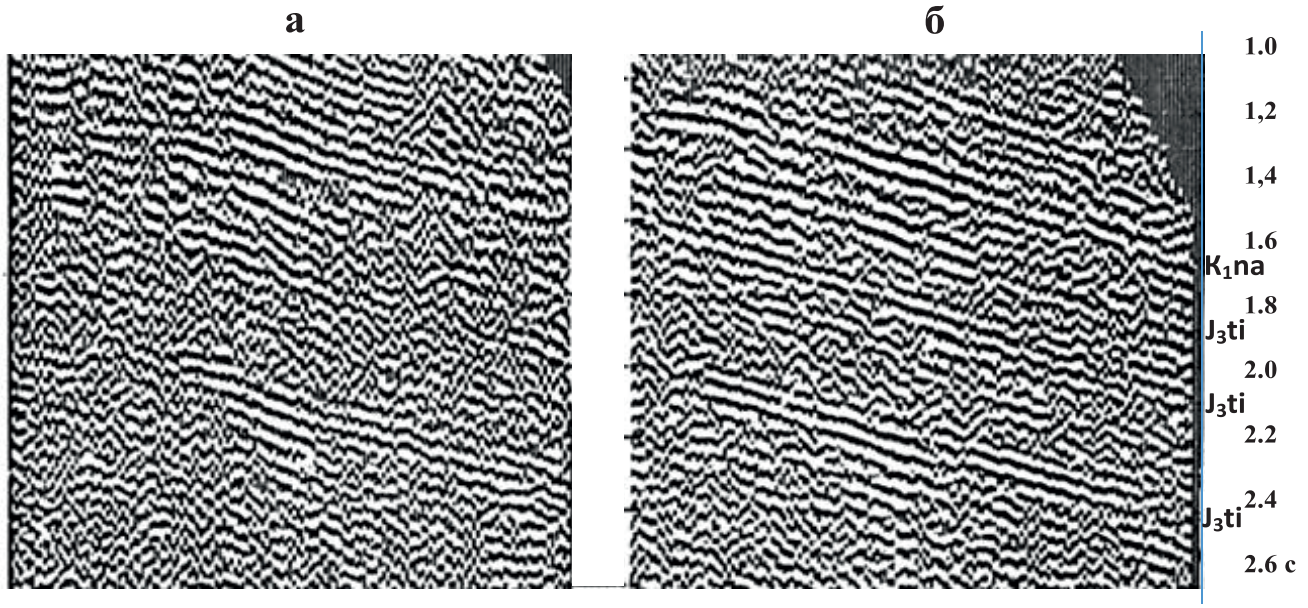


Рис. 3. Временные вибросейсмические разрезы ОГТ, полученные на площади Шуртан а – продольная группа сейсмоприёмников на базе 85 м; б – группа сейсмоприёмников на базе 170 м, ориентированная под углом 60 к профилю.

ориентированных под углом к линии профиля, позволяет существенно улучшить качество сейсмических материалов в условиях доминирования вторичных высокоскоростных помех, формируемых в верхней части разреза. В результате применения предложенного способа были зарегистрированы динамически выраженные и значительно очищенные от помех волны, отраженные от нижнемеловой границы, сформированной в отложениях неокомского и аптского ярусов (K1na), а также от верхнеюрских границ в отложениях титонского яруса (J3ti). В отличие от стандартного группирования предлагаемый способ обеспечил прослеживание указанных отражений на всю длину расстановки, что позволяло провести непрерывную корреляцию и взаимную увязку при построении карт.

Литература

1. Козлов Е.А. Об одном виде помех при сейсморазведке МОВ на юге Кубани. Сб. Разведочная и промысловая геофизика, 1961. - №41. М., Гостоптехиздат. – М. – С. 21 – 25.

2. Кострыгин Ю.П., 2000, Особенности волнового поля, регистрируемого при вибросейсмических наблюдениях в условиях Крайнего Севера: Российский геофизический журнал, 19-20, с. 13-20.

3. Кострыгин Ю.П., Линчевский Д.Ф. 1983. Способ группирования сейсмоприёмников: СССР, авт. св. № 1023267.

Подробнее об авторах



Кострыгин
Юрий Петрович

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



Урмонов
Аскарали Хайдаралиевич

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

Опыт определения зон фильтрации в теле грунтовой плотины водохранилища методами электроразведки и сейсморазведки

- Молдаков В.В., Индивидуальный предприниматель, г. Краснодар
- Романов В.В., РГУ нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, к.т.н., г. Москва
- Кауркин М.Д., Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, к.т.н., г. Москва
- Иванов А.А., РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, к. г.-м. н., г. Москва



Аннотация: *Рассматривается опыт применения инженерно-геофизических исследований для определения зон нежелательной фильтрации через тело грунтовой плотины. Для решения этой инженерно-геологической задачи был задействован комплекс методов — электротомография, многоволновая наземная сейсморазведка, метод естественного поля. Объекты поиска были выделены по низкоомных аномалиями на геоэлектрических разрезах и положительным аномалиях на графиках разности потенциалов, сейсморазведка позволила картировать положение уровня грунтовых вод и ряд геологических границ в теле плотины и в её основании.*

Ключевые слова: *геофизические исследования плотин, сейсморазведка, электроразведка .*

Введение

Предприятие ОАО «Новороссцемент» (Новороссийск) является крупным производителем цементного сырья. Сырьевой базой для предприятия служит Новороссийское месторождение мергелей, разрабатываемое открытым способом. Снабжение ОАО «Новороссцемент» водой производится из Низового и Верхового водохранилищ (Рис. 1).

Совокупный объём водохранилищ превышает 800 тыс. м^3. Гидротехнические сооружения водохранилищ пострадали во время наводнения 2002 года, на Верховом водохранилище был разрушен канал водосброса.



▲ *Рис. 1. Обзорная схема Низового и Верхового Атакайских водохранилищ.*

В геологическом разрезе основания Верхового водохранилища представлены (сверху/вниз): щебенистый грунт с супесчаным заполнителем, глины твёрдые и текучие, гравий, мергель.

Высота плотины водохранилища 13,5м, длина по гребню — 215 м, ширина по гребню — 8 м. Из видимых недостатков в грунтовой плотине Верхового водохранилища можно выделить сезонное появление родников в основании плотины со стороны сухого откоса. Фильтрация сквозь тело плотины наблюдается во время поднятия уровня воды в водохранилище выше определенной отметки. Среди негативных последствий фильтрации — вымывание и ослабление структуры грунта, оползни [6].

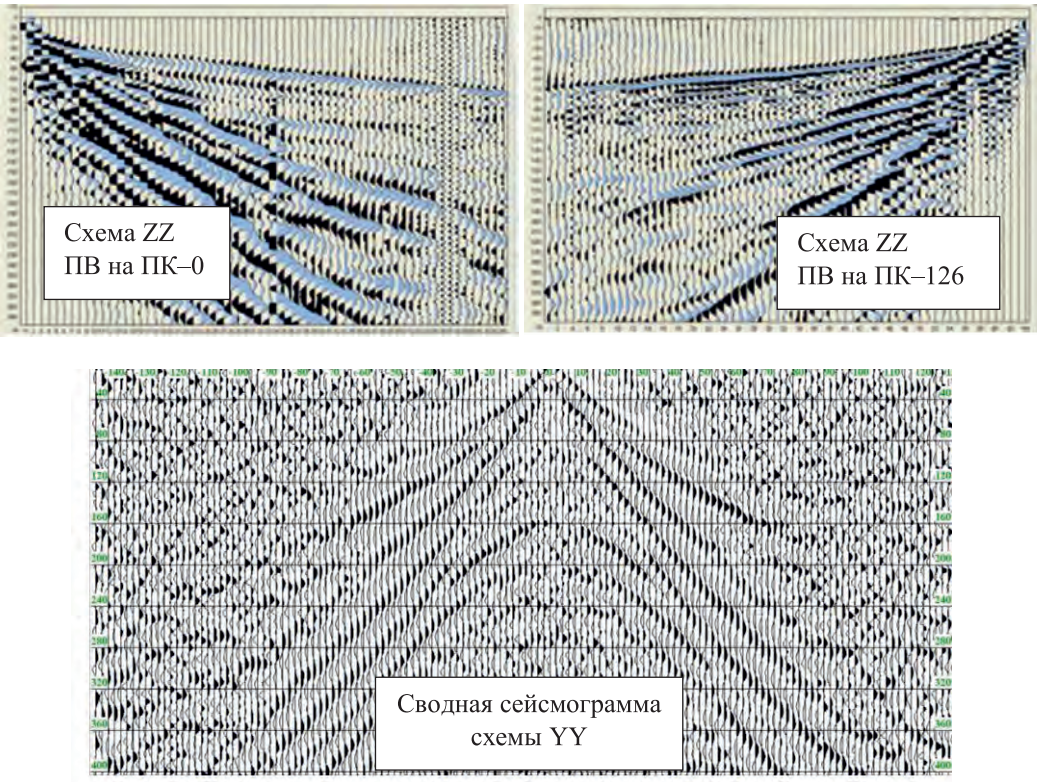
Для проведения мероприятий устранения последствий фильтрации был выполнен комплекс геофизических методов, направленных на определение уровня грунтовых вод в теле плотины, установление зон сосредоточенной фильтрации, изучение структуры и состава тела грунтовой плотины. Комплекс включал: метод электрической томографии (ЭТ), метод естественного электрического поля (ЕП)[1], наземная сейсморазведка на продольных и поперечных волнах.

Методика выполнения работ

Электроразведочные работы методом электротомографии выполнялись с помощью комплекса Скала 48-К12 (КБ «Электрометрия»). Использовались три установки зондирования (Шлюмберже, диполь-дипольная и трёхэлектродная встречная). Число электродов — 48 шт., шаг электродов —3 метра, длина профиля — 141 метр. Обработка полученных данных осуществлялась в программе ZONDRes2D на основе алгоритма инверсии Оккама. Для реализации метода естественного поля применялись неполяризующиеся электроды ВИРГ, один из приёмных электродов (N) оставался неподвижным, второй(M) перемещался по профилям с шагом 5 м[9].

Сейсморазведочные работы выполнялись методом сейсмической томографии с телеметрической аппаратурой IS-128 (ООО НПП "Интромаг"). Использовалось 4 полевых 16 канальных модуля (общая канальность 64), шаг приёма составил 2 м, шаг возбуждения 10 м, длина приёмной линии 126 м, кратность перекрытия — 12. Для приёма применялась вертикальные и горизонтальные датчики GS20-DX, схемы наблюдений Zz и Yy[3]. Корреляция годографов выполнялась в программе ZONDSt2D, инверсия производилась по алгоритму Оккама (Рис. 2). Сейсмограммы также обрабатывались в ПО SeisShall по графу:

- Предварительная обработка — монтирование сейсмограмм, вертикальное суммирование и вычитание, ввод геометрии, загрузка монтажа.
- Составление супер-сейсмограммы для тестирования обработки.
- Частотная фильтрация и регулировка амплитуд.
- Скоростной анализ.
- Ввод кинематических поправок.
- Горизонтальное суммирование.
- Миграция



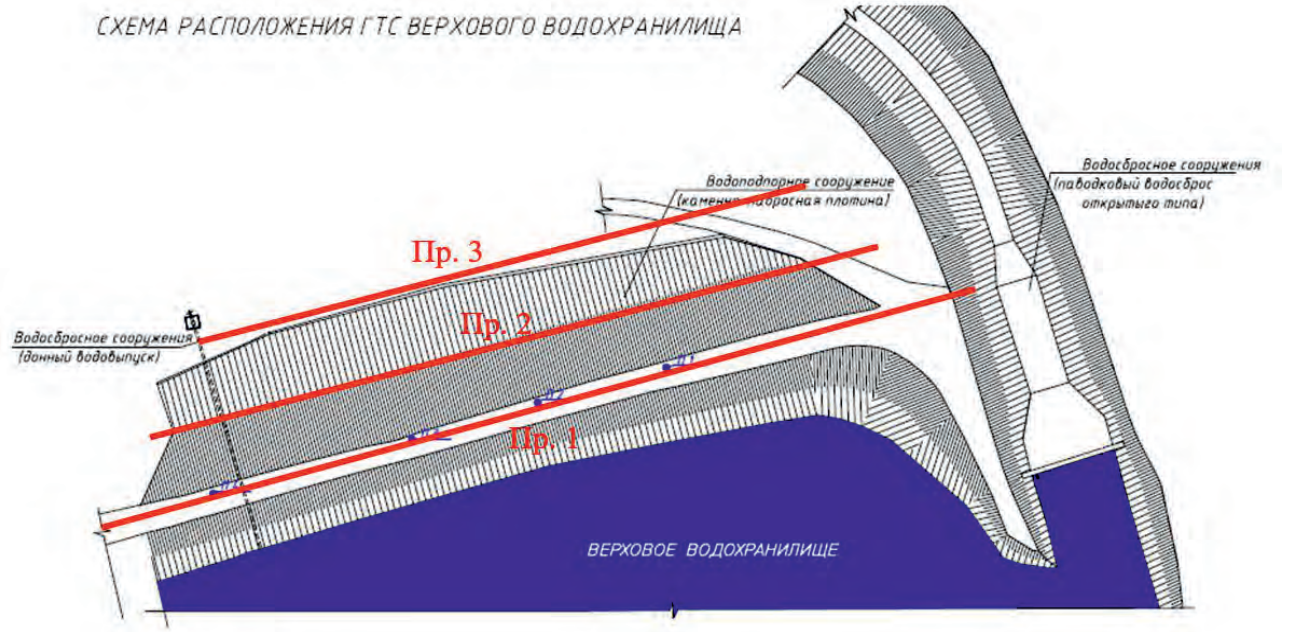
▲ *Рис. 2. Пример сейсмограмм, зарегистрированных на профиле ПР-1.*

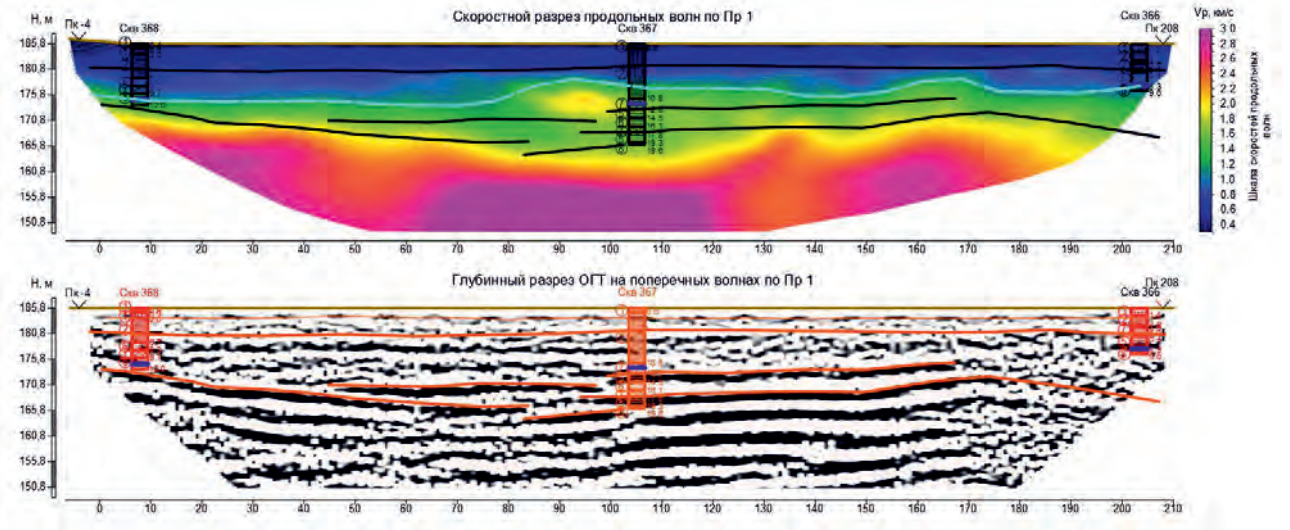
Результаты исследований

На территории плотины Верхового водохранилища комплексом геофизических методов было отработано три профиля. Один располагался на гребне плотны, второй на берме — посередине низового откоса, третий — в основании плотины (Рис. 2).

Сейсмические методы позволили получить сейсмические границы в скальном основании и в аллювиальных отложениях, а также картировать положение уровня грунтовых вод в теле плотны (Рис. 4) [7]. Результатом ЭТ стал детальный геоэлектрический разрез плотины[2]. На разрезе по профилю ПР–1 (Рис. 5) выделяются ано-

▼ *Рис. 3. Карта фактического материала с нанесенным геофизическими профилями, возрастание координат — с запада на восток .*



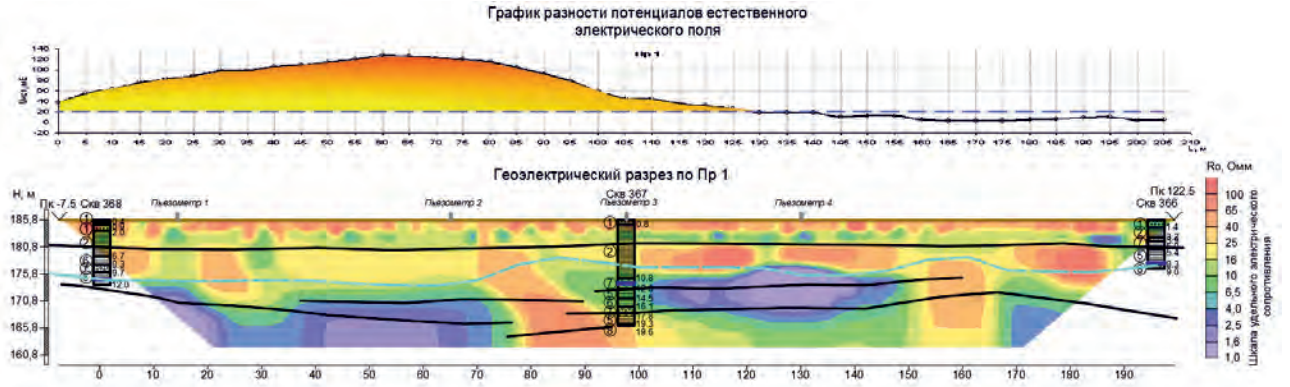


▲ *Рис. 4. Результаты сейсморазведочных работ по ПР–1. Вверху – скоростной разрез на продольных волнах, голубой линией показан уровень грунтовых вод. Черными линиями границы, перенесённые с глубинного сейсмического разреза, внизу сам глубинный разрез.*

мальные зоны с очень низкими удельными электрическими сопротивлениями (менее 2 Ом·м) в районе пикетов ПК 35–75 м и 105–150 м. Эти аномалии, вероятно, соответствуют зонам установки шпунтов Ларсена в процессе строительства в ядре плотины. В районе ПК 70–100 м и 150–170 м наблюдаются зоны повышенного УЭС (до 50-100 Ом·м), на сейсмических разрезах, полученных на продольных волнах, им соответствуют высокоскоростные зоны[8]. Это зоны приурочены к инъекционной цементации ядра плотины, выполненные с целью прекращения нежелательной фильтрации воды. В структурном плане сейсмические и электрические томографические методы показали сложность строения плотины, особенно в центральной части[4].

На профиле ПР–1 метод естественного электрического поля позволил выделить зоны инфильтрации грунтовых вод сквозь тело плотины по положительной аномалии в районе ПК 50–60 м с амплитудой 130 мВ. На карте разностей потенциалов, полученных методом ЕП, в центральной части профиля ПР–3 наблюдается локальный максимум, указывающий на зону разгрузки грунтовых вод, подтверждаемую визуально. Дренажная канава плотины собирает

▼ *Рис. 5. Результаты электроразведочных работ по ПР–1. Вверху график разности потенциалов метода ЕП. Внизу – геоэлектрический разрез с границами, выделенными по сейсморазведке.*



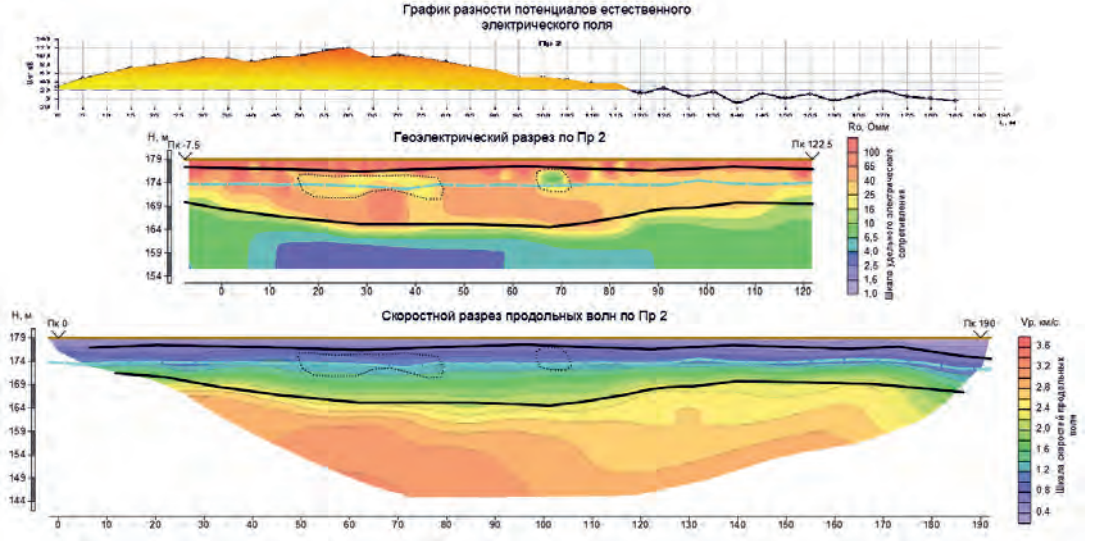


▲ *Рис. 6. Карта потенциалов естественного электрического поля и вероятное направления сосредоточенной фильтрации грунтовых вод.*

большую часть воды за исключением локального участка, где вода проходит под канавой и разгружается после нее. Остальные потоки собираются и отводятся дренажной канавой полностью. На Рис. 6 стрелками показано основное положение мест сосредоточенной фильтрации через тело плотины.

На Рис. 7 приводится сопоставление результатов геофизических методов по профилю ПР–2. Максимумы ЕП (100–120 мВ) здесь коррелируются с зонами пониженных сопротивлений (20–30 Ом·м). По определённому сейсморазведкой положению уровня грунтовых вод видно, что фильтрация происходит не через всю аномальную зону, а через её нижнюю часть[5]. Аномальная зона пониженных сопротивлений в районе ПК–65-70, не отображается на графике ЕП как зона фильтрации, что связано с тем, что уровень грунтовых вод в момент применения геофизических методов находится ниже этой зоны.

▼ *Рис. 7. Результаты измерений по профилю ПР–2. Сверху график ЕП, посередине геоэлектрический разрез с выделенными аномальными зонами. Внизу — скоростной разрез продольных волн и границы, выделенные по комплексу методов.*



Выводы

В результате инженерно-геофизических исследований было изучено строение грунтовой плотины и её основания. Дана оценка неоднородности строения ядра плотины и выдвинуто предположение о ее конструктивных особенностях. По данным МПВ на продольных волнах определено положение уровня грунтовых вод в створах геофизических профилей, определена депрессионная кривая плотины. По данным электротомографии и метода естественного поля выделена аномальная зона пониженного сопротивления и положительная аномалия разности потенциалов, приуроченные к зонам фильтрации грунтовых вод сквозь тело плотины.

Литература

1. Гавеиш В.Р., Мараев И.А., Султан С.А., Новиков П.В., Иванов А.А., Романов В.В., Мальский К.С. Поиски подземных вод в оазисе Эль-Бахария в Западной пустыне Египта по результатам интерпретации данных каротажа и кривых ВЭЗ //Известия Уральского государственного горного университета. 2019. № 4 (56). С. 25-32.

2. Грохольская С.А., Романов В.В. Инженерно-геофизические изыскания при картировании гидрогеологических условий Имеретинской низменности // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2016. № 4. С. 84-88.

3. Молдаков В.В., Романов В.В. Оценка возможностей применения комбинированных схем наблюдения в инженерной сейсморазведке // Геоинформатика. 2017. № 4. С. 20-26.

4. Молдаков В.В., Романов В.В., Латышев К.А. Опыт изучения малоамплитудных тектонических нарушений с помощью атрибутов сейсмической томографии // Приборы и системы разведочной геофизики. 2024. № 4 (83). С. 103-115.

5. Романов В.В. Изучение толщи четвертичных отложений Подмосковья инженерной сейсморазведкой //Геофизика. 2014. № 3. С. 41-48.

6. Романов В.В. Интерпретация сейсмической томографии на примере изучения геологического строения оползневого склона // Разведка и охрана недр. 2015. № 3. С. 34-37.

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

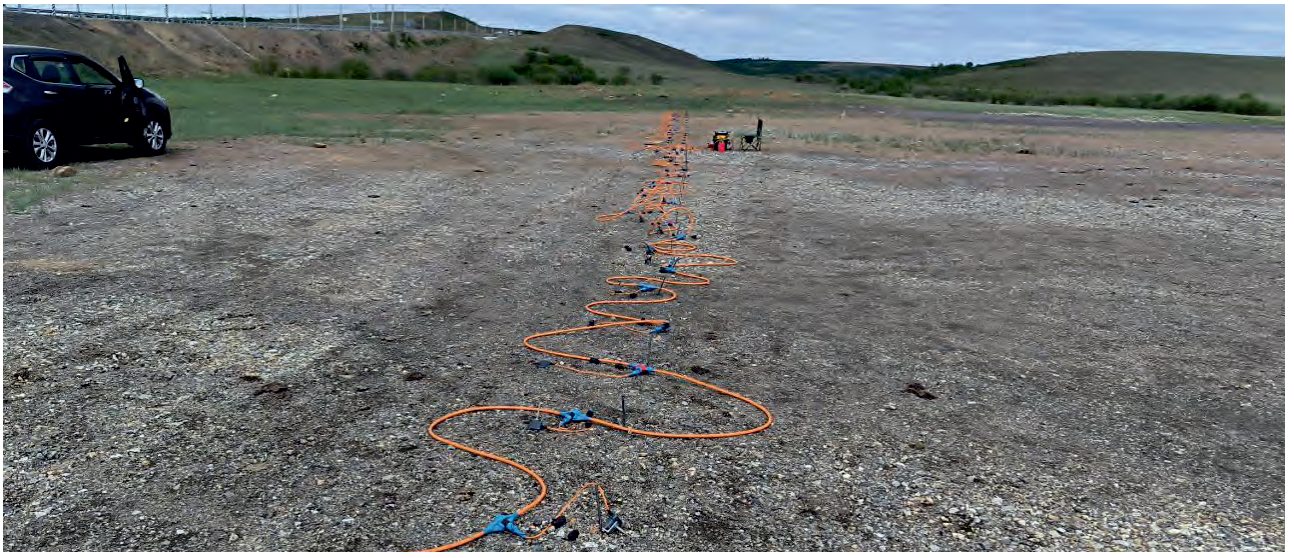
8. Романов В.В., Рахматуллин И.И., Грохольская С.А. Геофизические методы изучения глинистых грунтов верхней части разреза для решения задач недропользования // Рациональное освоение недр. 2015. № 2. С. 46-50.

9. Романов В.В., Мальский К.С. Анализ возможностей изучения гидрогеологического режима карьеров и подземных горных выработок инженерной сейсморазведкой // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2015. № 6. С. 74-78.

10. Романов В.В., Даев Д.С., Чесалов Л.Е., Посеренин А.И. Определение геофизических и физико-механических свойств на примере четвертичных грунтов Сергиево-Посадского района // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2018. № 5. С. 59-63.

Результаты комплексных инженерно-геофизических исследований на территории поста наблюдения за мерзлотными условиями автодороги Р-297 «АМУР»

- Кауркин М.Д., Андреев Д.О., Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва.
- Романов В.В., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва.
- Кауркин В.Д., НИИОСП им. Н.М. Герсеванова, АО «НИЦ «Строительство», г. Москва.



Аннотация: *В статье представлены результаты комплексных инженерно-геофизических исследований, проведенных на территории стационарного поста наблюдений за метеорологическими и мерзлотными условиями, расположенного в зоне распространения многолетнемерзлых грунтов (Забайкальский край, 288-й км автодороги Р-297 «Амур»).*

Цель работ заключалась в уточнении инженерно-геологических и геокриологических условий для последующей организации мониторинга при помощи инженерно-геофизических методов.

В ходе исследований был выполнен комплекс методов: георадиолокация (ГРЛ), электротомография (ЭТ) и сейсморазведка методом преломленных волн в модификации общей глубинной площадки (МПВ–ОГП). Исследования проводились в различные сезоны 2025 г. (апрель, июнь, сентябрь), что позволило оценить динамику сезонного оттаивания и влияние криогенного состояния грунтов на изучаемые параметры. Выполнен анализ эффективности каждого метода в условиях сезонно- и многолетнемерзлых грунтов. Показано, что в рамках исследуемого участка метод электротомографии обладает максимальной чувствительностью к фазовым переходам и позволяет надежно картировать границы мерзлых (многолетнемерзлых) грунтов, выделять зоны повышенной льдистости и талики. Сейсморазведка на поперечных волнах дает независимую информацию о положении границ и значения скоростей, необходимых для сейсмического микрорайонирования. Георадиолокация оказалась малоинформативной, достоверно определяя только первую от поверхности границу мерзлого слоя.

Полученные результаты могут служить основой для разработки дополнительных мероприятий по более детальному инженерно-геологическому мониторингу с применением инженерно-геофизических методов.

Ключевые слова: *многолетнемерзлые грунты, инженерная геофизика, георадиолокация, электротомография, сейсморазведка МПВ-ОГП, сезонное оттаивание, криолитозона, автомобильная дорога, комплексные исследования*

Введение

Современное освоение территории криолитозоны требует детального понимания пространственной изменчивости геокриологических условий. Многолетнемерзлые грунты (ММГ) характеризуются высокой чувствительностью к техногенным воздействиям и климатическим изменениям. Увеличение мощности сезонно-талого слоя, деградация мерзлоты, образование термокарстовых провалов представляют серьезную опасность для линейных сооружений, в том числе автомобильных дорог федерального значения. Для обеспечения безопасной эксплуатации транспортных объектов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов необходимо проведение систематических наблюдений за их состоянием. Наблюдения могут быть выполнены как прямыми (бурение инженерно-геологических скважин, термометрия), так и косвенными методами (инженерно-геофизические методы).

На участках автодороги Р-297 «Амур», наиболее подверженных процессам деградации многолетнемерзлых грунтов, в целях постоянного наблюдения за метеорологическими и мерзлотными условиями, состоянием земляного полотна и основания автомобильной дороги организованы посты наблюдения.

В рамках научных исследований, выполняемых Институтом геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, на стационарном посту наблюдения за метеорологическими и мерзлотными условиями на 288-ом км автодороги Р-297 «Амур» были выполнены детальные инженерно-геофизические исследования. Основными задачами исследования являлись:

- получение количественных параметров скоростей поперечных волн (Vs) для целей сейсмического микрорайонирования;

- определение мощности рыхлых отложений и положения границ распространения талых и мерзлых (многолетнемерзлых) грунтов;

- выявление аномальных зон различного генезиса (талики, участки повышенной льдистости);

- мониторинг изменения сейсмических и электрических свойств грунтов.

Комплекс инженерно-геофизических методов

Для решения поставленных задач был применен комплекс геофизических методов, включающий георадиолокацию (ГРЛ) [2], электротомографию (ЭТ) [1] и сейсморазведку методом преломленных волн в модификации общей глубинной площадки (МПВ-ОГП).

При изучении криолитозоны эффективность геофизических методов определяется контрастностью физических свойств между мерзлыми и талыми грунтами, а также между грунтами разного литологического состава. Удельное электрическое сопротивление (УЭС) мерзлых и талых грунтов может отличаться на несколько порядков из-за перехода поровой воды в лед, что делает электроразведку исключительно информативной. Скорости упругих волн также возрастают при переходе грунтов из талого в мерзлое состояния, но этот контраст менее выражен и зависит от литологии и льдистости. Эффективность георадиолокации для изучения мерзлых грунтов обусловлена существенной разницей в диэлектрической проницаемости льда и талых, водонасыщенных грунтов, что создает высокий контраст на границе «мерзлое — талое» и обеспечивает значительно большую глубину зондирования по сравнению с талыми грунтами.



▲ *Рис. 1. Схема положения профилей.*

Полевые сейсморазведочные работы методом электротомографии выполнялись по шести совмещенным профилям (рисунок 1).

При проведении электротомографии измерения проводились с использованием аппаратурно-программного комплекса «Скала-48» с шагом между электродами 1 м. Применялись установки Шлюмберже и дипольно-дипольная установка.

Сейсморазведочные работы были выполнены методом МПВ-ОГП, при этом: шаг между пунктами приема (ПП) составлял 1 м, пункты возбуждения (ПВ) упругих колебаний располагались на каждом ПП, что позволило повысить детальность расчленения разреза [5, 6].

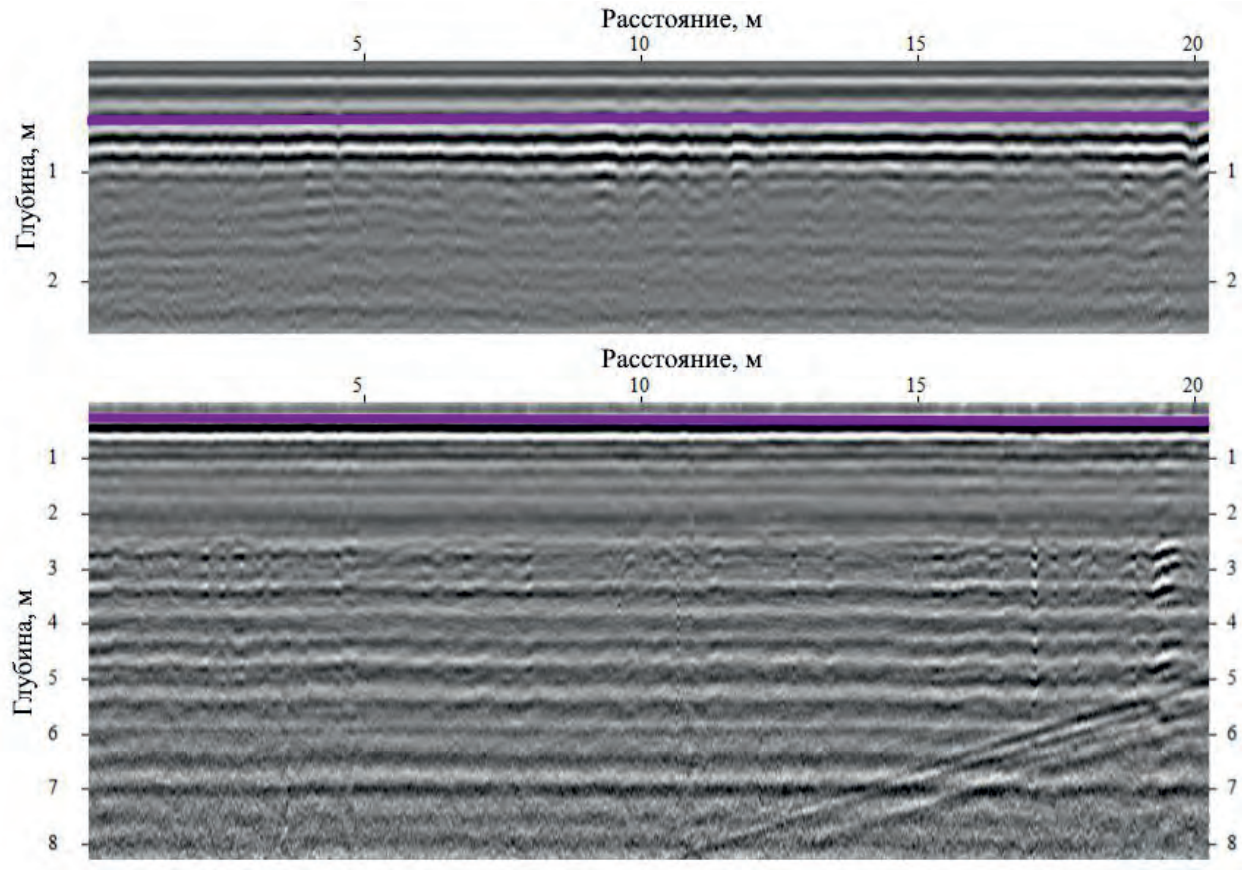
Георадиолокационные исследования проводились в пешеходном варианте с георадаром ОКО-2 и двухчастотным антенным блоком АБ-150/400 МГц.

Результаты исследования

Вначале рассмотрим результаты георадиолокационных исследований, выполненных в апреле 2025 г. К сожалению, на радарограмах возможно проследить только первую от поверхности границу мерзлого слоя (рисунок 2). Для решения задач по определению подошвы сезонно-мерзлого слоя, геологическому строению толщи и положению кровли ММГ, метод в данных инженерно-геологических условиях оказался малоинформативным. Основной причиной этого, по нашему мнению, является наличие пласта суглинков в верхней части разреза, который в момент проведения исследований частично находился в талом состоянии.

Наиболее интересные результаты были получены методами сейсморазведки и электротомографии. Поскольку положение сейсморазведочных и электроразведочных профилей совпадало, то была возможность комплексирования этих методов.

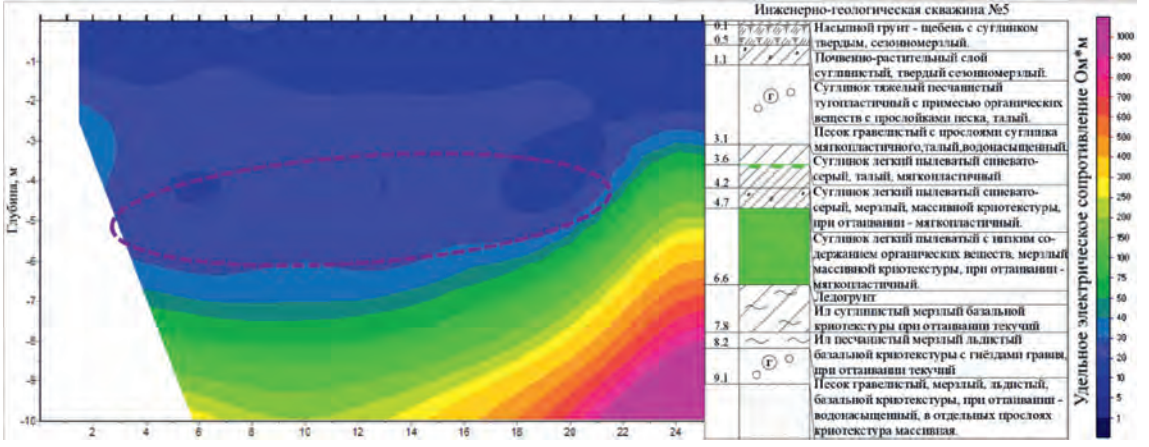
Далее рассмотрим результаты электротомографии. Как известно, переход грунтов из мерзлого состояния в талое сопровождается существенным снижением удельного электрического



▲ *Рис. 2. Фрагмент радарограммы по территории поста наблюдения (сверху антенный блок АБ-400, снизу АБ-150).*

сопротивления (УЭС), тогда как мерзлые грунты обладают высокими показателями УЭС. Эта закономерность отчетливо прослеживается на фрагменте геоэлектрического разреза по профилю ПР-3 (рисунок 3), где результаты электротомографии совмещены с данными инженерно-геологической скважины №5. Высокоомная аномалия (более 1000 Ом·м) приурочена к интервалу залегания ледогрунта, вскрытого скважиной, при этом по разрезу УЭС прослеживается его локальное распространение. В левой части разреза (выделено фиолетовым пунктиром на рисунке 3) фиксируется зона пониженных значений УЭС, что позволяет предположить наличие талых грунтов в этом интервале.

▼ *Рис. 3. Фрагмент разреза удельного электрического сопротивления по профилю ПР-3 в сопоставлении с инженерно-геологическими данными.*



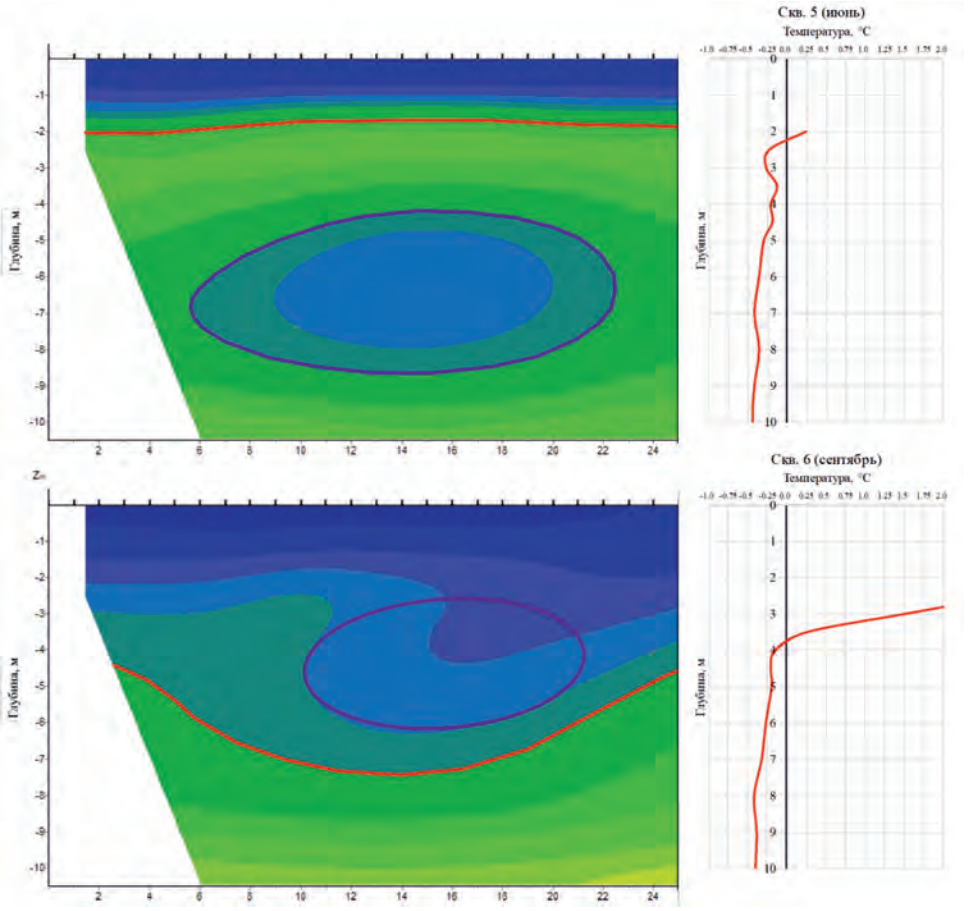


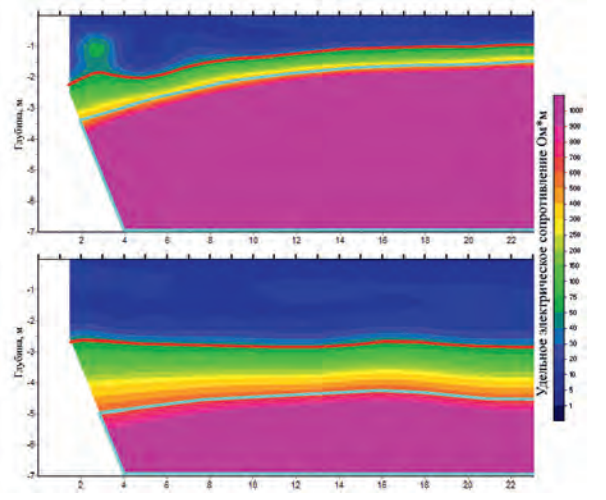
Рис. 4. Фрагменты разрезов удельного электрического сопротивления по профилю ПР-2 с нанесенными данными термометрии скважин (сверху – работы выполнены в июне, снизу – в сентябре).

Результаты электротомографии, полученные в разный период года, наглядно иллюстрируют изменения УЭС в различных областях грунтового разреза (рисунок 4), что хорошо коррелируется с данными термометрии в скважинах. Следует отметить, что на разрезе УЭС, полученном в июле под сезонно-талым слоем (рисунок 4, красная линия), в толще многолетнемерзлых грунтов наблюдается зона с низкими значениями УЭС, характерными для таликовых зон (на рисунке 4 выделено фиолетовым).

Неравномерное распространение ММГ в разрезе подтверждается и данными, полученными в сентябре (рисунок 4, нижний разрез), из рассмотрения которых видно, что глубина залегания кровли ММГ изменяется от 4 до 7 м.

Отдельного внимания заслуживают результаты, полученные по профилю ПР-6, расположенному максимально близко к основанию насыпи автодороги. Следует отметить, что на этом участке для предотвращения оттаивания грунтов основания насыпи на ее откосах предусмотрена каменная наброска. На разрезе по профилю ПР-6 (рисунок 5) четко видна граница сезонно-талого слоя (красная линия, между грунтами с УЭС в интервале 1– 75

Рис. 5. Фрагмент разреза удельного электрического сопротивления по профилю ПР-6 (сверху – работы выполнены в июне, снизу – в сентябре).



Ом*м), некая переходная зона (участок между красной и голубой линиями, с УЭС в интервале 75 – 400 Ом*м) и толща с УЭС более 1000 Ом*м, характерными для ММГ.

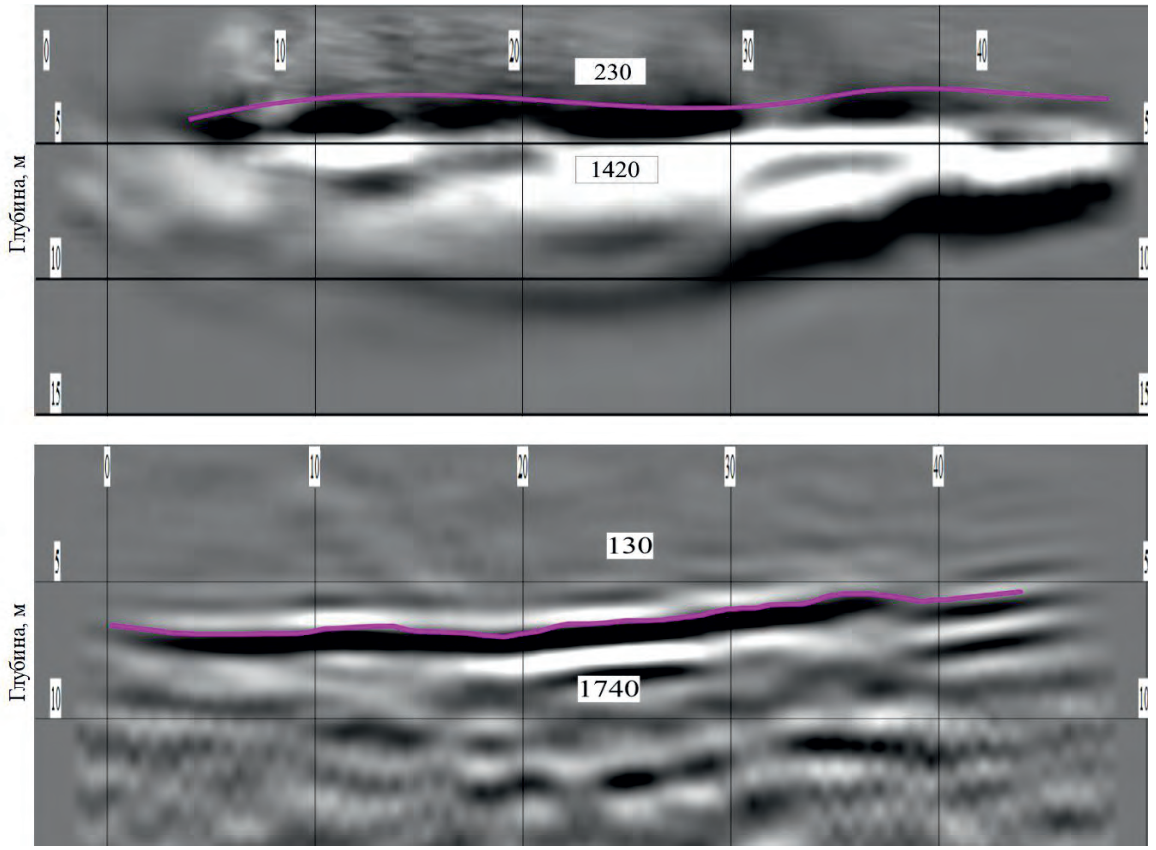
Учитывая относительную равномерность положения кровли ММГ, можно сделать вывод об эффективности применения каменной наброски на данном участке автодороги для сохранения грунтов в мерзлом состоянии.

Сейсморазведочные работы выполнены с малым шагом приема, что позволяет повысить детальность расчленения разреза и точность определения скоростей целевых волн [4, 5]. Результаты сейсморазведки в целом коррелируются с данными электротомографии.

Однако вследствие ограничений метода МПВ-ОГП талые грунты, имеющие распространения в толще ММГ (по результатам электротомографии, рисунок 4), на соответствующих глубинных разрезах МПВ-ОГП не идентифицируются (рисунки 6).

Из вышеизложенного следует, что выполнение сейсморазведочных работ для целей сейсмического микрорайонирования в условиях неравномерного залегания кровли ММГ и наличия как сезонно-талых, так и сезонно мерзлых грунтов без привлечения данных электротомографии, может привести к существенной ошибке при построении сейсмогеологической модели, а также при последующих расчетах приращения сейсмической интенсивности и моделировании реакции грунтовой толщи на сейсмическое воздействие [3]. Поэтому выполнение работ по сейсмическому микрорайонированию на участках распространения многолетнемерзлых грунтов необходимо дополнять методом электротомографии.

Рис. 5. Глубинный разрез МПВ-ОГП по профилю ПР-3 (сверху работы выполнены в июне, снизу выполнены в сентябре).



Выводы

Результаты выполненных исследований можно сформулировать в виде следующих положений:

1. Метод георадиолокации следует применять как вспомогательный при благоприятных инженерно-геологических условиях либо для решения задач оценки состояния дорожного полотна или насыпи.

2. Метод электротомографии целесообразно использовать в качестве основного для решения геокриологических задач на подобных объектах. Именно электротомографию рекомендуется применять для мониторинга изменений инженерно-геологических и мерзлотных условий.

3. Результаты сейсморазведочных работ, выполненные в разные сезоны, предоставили информацию для более детального изучения вопроса о сезонности проведения подобных исследований и необходимости обязательного комплексирования с данными электроразведки. В дальнейшем планируется более подробное изучение вопроса повышения достоверности сейсмического микрорайонирования в криолитозоне.

4. Полученные результаты могут служить основой для разработки дополнительных мероприятий по более детальному мониторингу изменения инженерно-геологических и мерзлотных условий на аналогичных участках расположения постов наблюдения автодороги Р-297 «Амур» с применением комплекса инженерно-геофизических методов.

Литература

1. Бобачев А.А., Горбунов А.А., Модин И.Н., Шевнин В.А. Электротомография методом сопротивлений и вызванной поляризации// Приборы и системы разведочной геофизики. 2006. №2.

2. Владов М.Л., Старовойтов А.В. Введение в георадиолокацию. – М.: МГУ, 2005.

3. Кауркин М.Д., Кауркин В.Д. О необходимости разработки методики прогноза изменения сейсмичности на участках распространения многолетнемерзлых грунтов. Приборы и системы разведочной геофизики. 2025. № 1 (84). С. 72-76.

4. Романов В.В., Кауркин М.Д., Андреев Д.О. Влияние шага приема на результаты преломленных волн в инженерной сейсморазведке. Приборы и системы разведочной геофизики. 2025. № 3 (86). С. 90-93.

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

К вопросу о сезонности проведения сейсморазведочных работ для целей сейсмического микрорайонирования в районах распространения многолетнемерзлых грунтов

- Кауркин М.Д., Андреев Д.О., Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, к.т.н., г. Москва.
- Кауркин В.Д., Лаборатория механики опасных природно-техногенных процессов и разработки методов инженерной защиты № 18 НИИОСП им. Н.М. Герсеванова, АО «НИЦ «Строительство», г. Москва.
- Фаргиев И.И., Воробьев М.А., РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, г. Москва.

Аннотация: *В статье представлены результаты комплексирования метода инженерной сейсморазведки и электротомографии на участке распространения многолетнемерзлых грунтов. Показано, что наличие сезонно-мерзлого слоя приводит к завышению значений скоростей поперечных волн в верхней части разреза и искажению положения преломляющих границ. Сопоставление данных, полученных в июне и сентябре, демонстрирует существенное изменение глубин преломляющей границы. Обосновывается необходимость проведения полевых сейсморазведочных работ для целей сейсмического микрорайонирования в период максимального сезонного оттаивания грунтов (позднее лето – начало осени) либо введения соответствующих поправок при интерпретации материалов, полученных в другое время года.*

Ключевые слова: *многолетнемерзлые грунты, инженерная геофизика, электротомография, сейсморазведка, криолитозона, сейсмическое микрорайонирование.*



Введение

Значительная часть территории Российской Федерации расположена в сейсмоактивных регионах, для которых также характерно широкое распространение многолетнемерзлых грунтов. Сейсмическое микрорайонирование (СМР) является обязательным видом работ при выполнении инженерно-геологических изысканий в сейсмически опасных районах [1, 2]. Одной из ключевых задач СМР является определение

скоростей распространения поперечных волн (Vs) в грунтовой толще на участке изысканий, поскольку они непосредственно используются для расчета приращения сейсмической интенсивности и построения сейсмогеологических моделей [3,4,5].

Скорости распространения поперечных волн получают по результатам полевых сейсморазведочных работ, выполняемых, как правило, однократно.

Как известно, существенное влияние на физико-механические свойства грунтов оказывает их температурное состояние. Переход грунтов из талого состояние в мерзлое приводит к кардинальному изменению упругих характеристик: скорости продольных и поперечных волн в верхней части разреза.

Время проведения полевых сейсморазведочных работ зачастую продиктовано сроками проведения изысканий и не всегда учитывает сезонное оттаивание (промерзание) верхней части разреза. Игнорирование этого фактора при проведении сейсморазведочных работ в период, когда сезонно-мерзлый слой еще не оттаял, может привести к формированию некорректной скоростной модели разреза, ошибкам в определении положения кровли многолетнемерзлых грунтов и, как следствие, к неверной оценке сейсмичности площадки.

Методика проведения исследований

В рамках научных исследований, выполняемых Институтом геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, на стационарном посту наблюдения за метеорологическими и мерзлотными условиями на 288-ом км автодороги Р-297 «Амур» были проведены комплексные инженерно-геофизические исследования, в состав которых входили сейсморазведочные работы и электротомография.

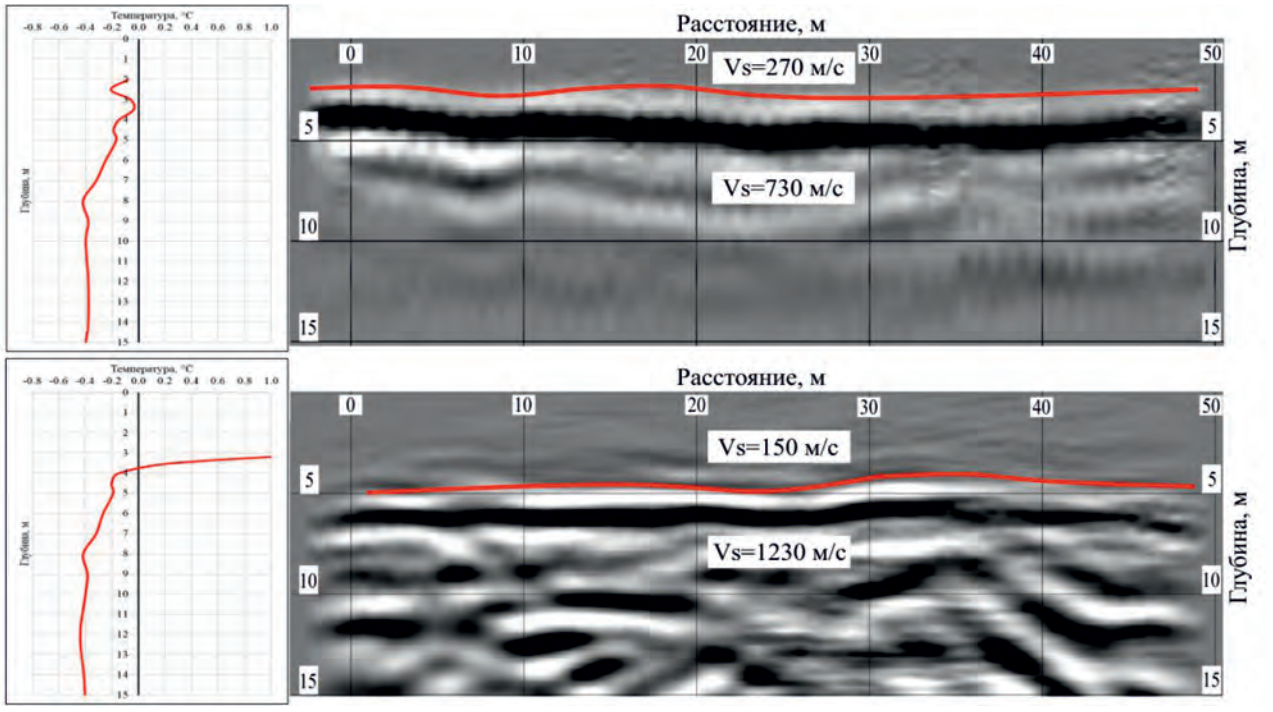
Для проведения сейсморазведки методом преломленных волн в модификации общей глубинной площадки (МПВ-ОГП) использовалась 24-канальная станция «Geode» (Geometrics, США) с шагом приема 1 м и шагом возбуждения, равным шагу приема. Возбуждение SH-волн производилось ударами кувалдой в горизонтальном направлении перпендикулярно профилю по методике «+/-». Такая методика работ была обусловлена необходимостью детального расчленения верхней части разреза и повышения точности определения скорости поперечных волн [6,7]. Обработка данных выполнялась в программе SeisShall с построением глубинных разрезов по стандартной методике МПВ-ОГП.

Электротомография (ЭТ) выполнялась аппаратурно-программным комплексом «Скала-48» (КБ Электрометрии, Россия) с шагом между электродами 1 м. Инверсия данных проводилась в программе ZondRes2D.

Исследования проводились по шести профилям в два этапа: в июне (период начала оттаивания сезонно-мерзлого слоя) и в сентябре (период максимального оттаивания) 2025 г. Такая схема работ позволила получить сопоставимые данные по одним и тем же профилям в разные сезоны и количественно оценить влияние состояния грунтов верхней части разреза на геофизические параметры.

Результаты исследования

Основной интерес для целей СМР представляют результаты сейсморазведки МПВ-ОГП, полученные в июне и сентябре на одних и тех же профилях. Наиболее простые в сейсмическом плане геокриологические условия наблюдаются по профилю ПР-1 (рисунок 1) при сливающейся мерзлоте. На глубинном разрезе, полученном в июне, преломля-



▲ *Рис. 1. Глубинный разрез МПВ-ОГП по профилю ПР-1 (сверху работы выполнены в июне, снизу выполнены в сентябре).*

ющая граница приурочена к границе оттаивания. В сентябре при полном отсутствии сезонно-мерзлого слоя преломляющая граница соответствует кровле многолетнемерзлых грунтов (ММГ). При этом следует обратить внимание на существенное расхождение в значениях скоростей поперечных волн (V_s), полученных в разные периоды года. Для первого слоя наблюдается завышение значения V_s, а для второго слоя, напротив, наблюдается занижение скорости поперечных волн.

Для того, чтобы обозначить проблему выбора сезона проведения сейсморазведочных работ для целей СМР, более наглядно произведем расчет приращения сейсмической интенсивности (ΔI) в соответствии с действующими нормативными документами.

Рассмотрим расчет (ΔI) в соответствии с требованиями РСН 60-86 [8] и РСН 65-87 [9] (формула 1), которые регламентируют требования для площадок строительства зданий и сооружений нормального уровня ответственности.

$$\Delta I_{С.Ж.} = 1{,}67 \cdot \lg\left(\rho_0 V_0 / \rho_i V_i\right); \qquad (1)$$

где $\rho_0 V_0$ – произведение плотности грунта на среднюю скорость продольной (поперечной) волны – средняя сейсмическая жесткость эталонной грунтовой толщи); $\rho_i V_i$ – тот же параметр на изучаемом участке.

Мощность расчетной толщи примем равной 10 м и следующие характеристики эталонных (референтных) грунтов: скорость распространения поперечных волн V0 = 300 м/с, плотность $\rho_0 = 1{,}75$ г/см^3.

Результаты расчета приращения сейсмической интенсивности приведены в таблице 1. Для проведения расчетов по данным измерений в сентябре следовало бы принять в качестве параметров референтных грунтов свойства грунтов I категории по сейсмическим свойствам. Однако это бы вызвало путаницу и сложности в сопоставлении результатов, поэтому в расчетах применялись характеристики эталонных грунтов, выбранные ранее.

Название профиля	$\rho_{ср}$, г/см^3	$V_{s\ ср}$, м/с	$\Delta I_{сж}$, балл
ПР - 1 (июнь)	2	544	-0.53
ПР - 1 (сентябрь)	1.99	317	-0.13

▲ *Табл. 1.*

Для объектов транспортной инфраструктуры, к которым относится автодорога Р-297 «Амур» расчет ΔI должен выполняться в соответствии с СП 269.13258-00.2016 [10].

Формула расчета приращения сейсмической интенсивности по СП 269.13258-00.2016 (формула 2) несколько отличается от РСН 60-86 и РСН 65-87 (формула 2).

$$\Delta I_{С.Ж.} = 1{,}67\lg(655/\rho V_s); \qquad (2)$$

где ρV_s – сейсмическая жесткость грунта расчетной толщи, т/(м^2·с); ρ – нормативная плотность грунта, т/м^3; V_s – скорость поперечных сейсмических волн в расчетной толще, м/с.

Отличия заключаются в следующем: во-первых, в последней формуле указано точное и постоянное значение сейсмической жесткости «эталонной грунтовой толщи», во-вторых, в формуле 1 рассчитываются раздельно средневзвешенные значения для ρ и V_s, в формуле 2 производится расчет средневзвешенной сейсмической жесткости (ρVs) [4].

Результаты расчета в соответствии с СП 269.1325800.2016 приведены в таблице 2.

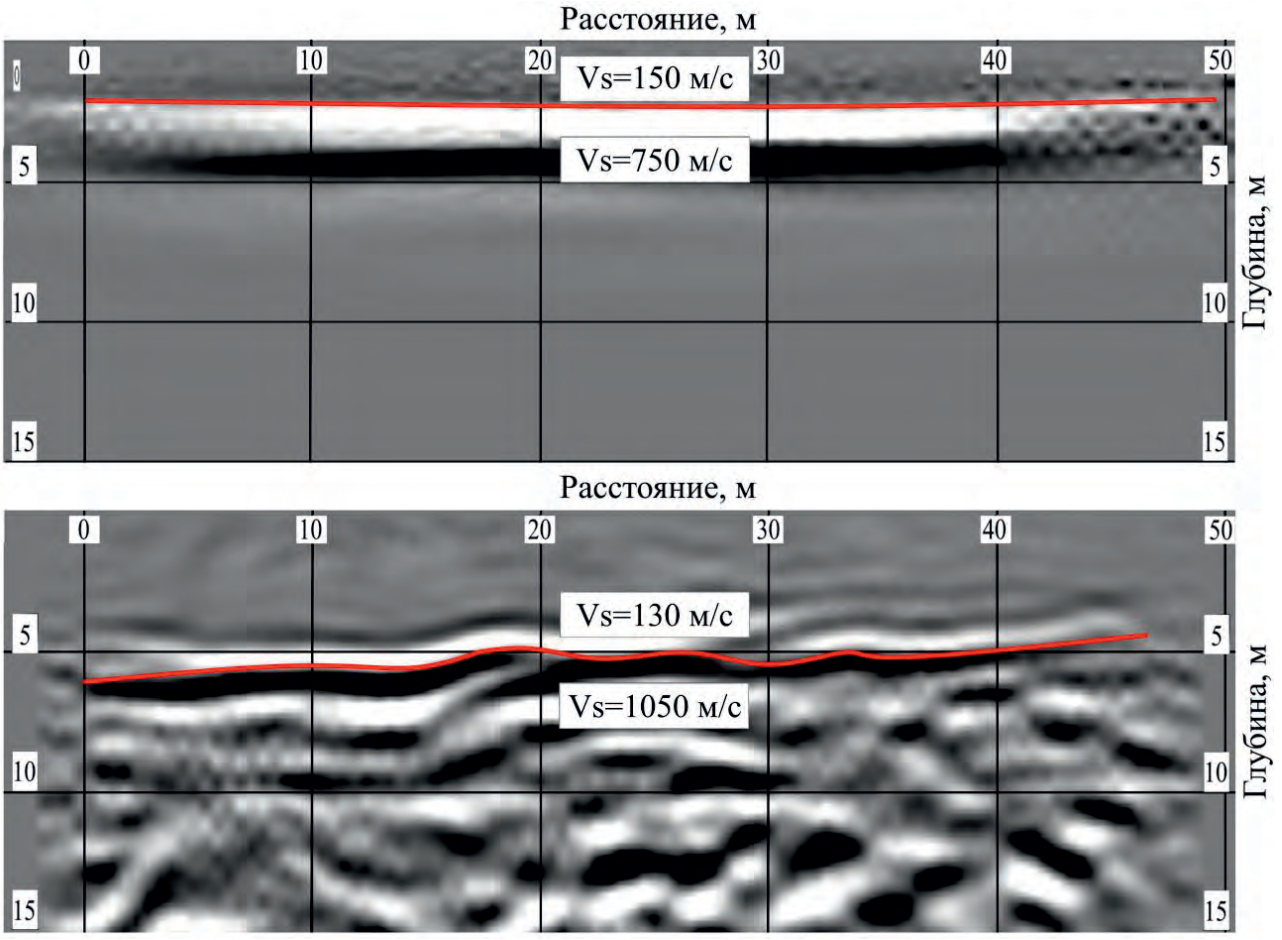
При сравнении полученных результатов (таблица 1,2) можно увидеть существенные отличия в значениях приращения сейсмической интенсивности в зависимости от выбранной методики расчета. В случае расчета в соответствии с РСН 60-86 и РСН 65-87 наблюдается значительное занижение ΔI в зависимости от сезона проведения, при этом результаты расчета по 269.1325800.2016, напротив, его завышают. Такое неоднозначное влияние наличия сезонно-мерзлого слоя на результаты расчета ΔI объясняется различиями в подходах к определению сейсмической жесткости в указанных нормативных документах.

Следует отметить, что в обоих рассмотренных случаях приращение расчетной сейсмичности является отрицательным, что в целом снижает итоговую расчетную сейсмичность площадки исследований.

Значительно более сложную задачу для интерпретации и расчета сейсмичности представляют разрезы с несливающейся мерзлотой. Основная проблема заключается в том, что сейсморазведка не позволяет выделить низкоскоростные талые участки, залегающие под более высокоскоростным сезонно-мерзлым слоем. На сейсморазведочных данных, полученных в июне (рисунок 2), четко фиксируется преломляющая граница на глубине 2 м, соответствующая кровле сезонно-мерзлого слоя (границе оттаивания). При этом нижележащие слои на глубинном разрезе не дифференцируются. На разрезах, полученных в сентябре, преломляющая граница имеет неровную форму и прослеживается в интервале ПК0-ПК20 на глубине 7,5 м, что существенно отличает данный разрез от рассмотренного ранее (рисунок 1). Таким образом, опираясь

▶ *Табл. 2.*

Название профиля	ρV_s, т/(м^2·с)	$\Delta I_{сж}$, балл
ПР - 1 (июнь)	1275	-0.48
ПР - 1 (сентябрь)	1595	-0.65

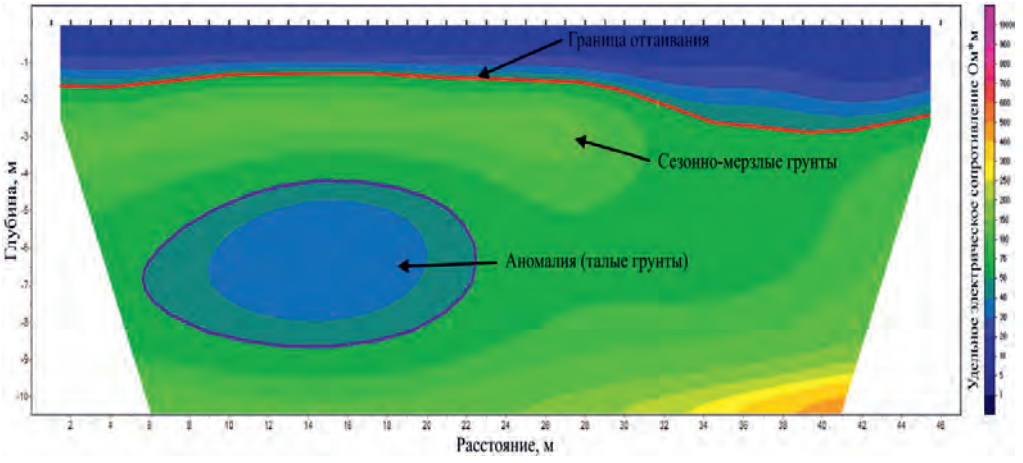


▲ *Рис. 2. Глубинный разрез МПВ-ОГП по профилю ПР-2 (сверху работы выполнены в июне, снизу выполнены в сентябре).*

исключительно на результаты сейсморазведочных работ, выполненных в июне, можно ошибочно сформировать сейсмогеологическую модель, соответствующую сливающейся мерзлоте.

Известно, что методы электроразведки обладают более высокой чувствительностью к фазовым переходам грунтов из талого состояния в мерзлое и лишены вышеуказанных ограничений, присущих сейсморазведке.

Если обратиться к данным электротомографии, полученным в июне по профилю ПР-2 (рисунок 3), то в интервале ПК6-ПК20 можно увидеть аномальную зону пониженных значений удельного электрического сопротивления, характерных для талых грунтов.



▶ *Рис. 3. Разрезы удельного электрического сопротивления по профилю ПР-2.*

Название профиля	$p_{ср}$, г/см^3	$V_{s\ ср}$, м/с	$\Delta I_{сж}$, балл
ПР - 2 (июнь)	2	417	-0.33
ПР - 2 (сентябрь)	1.99	166	0.34

▲ *Табл. 3.*

Название профиля	pV_s, т/(м^2·с)	$\Delta I_{сж}$, балл
ПР - 1 (июнь)	1259	-0.47
ПР - 1 (сентябрь)	718	-0.07

▲ *Табл. 4.*

Таким образом, комплексирование результатов сейсморазведки и электротомографии позволяет более точно составить сейсмогеологическую модель для расчетов даже в период частичного оттаивания сезонно-мерзлых грунтов.

Выполним расчет приращения сейсмической интенсивности для случая несливающейся мерзлоты, показанном на рисунке 2. Результаты расчетов по РСН 60-86, РСН 65-87 и СП 269.1325800.2016 показаны в таблице 3 и 4.

Сравнение результатов показывает, что независимо от применяемой методики расчета, значения расчетной сейсмичности исследуемой площадки, полученные по июньским данным, существенно занижены относительно результатов, полученных по измерениям в сентябре.

При этом в случае расчета по сентябрьским данным в соответствии с РСН 60-86, РСН 65-87 было получено положительное приращение сейсмической интенсивности, что увеличит итоговую расчетную сейсмичность площадки исследования относительно уточненной исходной сейсмичности. Важно подчеркнуть, что если ранее возможные ошибки в определении ΔI выражались исключительно в различной степени снижения исходной сейсмичности, то в данном случае будет наблюдаться ее увеличение.

Выводы

Результаты выполненных исследований можно сформулировать в виде следующих положений:

1. Результаты сейсморазведочных работ, проведенные в разные сезоны на участках развития многолетнемерзлых грунтов, могут отличаться не только по глубине залегания на преломляющей границе, но и по значениям скоростей поперечных волн в выделяемых слоях.
2. В зависимости от методики расчета приращения сейсмической интенсивности были получены существенно отличающиеся значения. Характер влияния сезонно-мерзлого слоя на результаты расчета ΔI не является однозначным и зависит от применяемого подхода.
3. На основании полученных данных рекомендуется выполнять сейсморазведочные работы для целей сейсмического микрорайонирования в период полного отсутствия сезонно-мерзлого слоя во избежание ошибок в составлении сейсмогеологической модели и последующих расчетах приращения сейсмической интенсивности.
4. В случае необходимости выполнения сейсморазведочных работ в период наличия сезонно-мерзлого слоя для составления более корректной сейсмогеологической модели требуется комплек-

сирование с результатами электроразведочных работ (электротомография, вертикальное электрическое зондирование и т.д.).

5. Приведенные результаты указывают на необходимость дальнейшего изучения и мониторинга изменения сейсмических свойств многолетнемерзлых грунтов для совершенствования методик сейсмического микрорайонирования в криолитозоне.

Литература

1. СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. М.: Стандартинформ, 2018.

2. СП 283.1325800.2016 Объекты строительные повышенной ответственности. Правила сейсмического микрорайонирования. М.: Стандартинформ, 2017.

3. Сейсмическое микрорайонирование / Под ред. С.В. Медведева. – М.: Наука, 1977. – 336 с.

4. Кауркин М.Д., Романов В.В., Андреев Д.О. Особенности проведения расчета сейсмической интенсивности на участках распространения скальных грунтов. Инженерные изыскания. 2021. Т. 15. № 3-4. С. 70-79.

5. Кауркин М.Д., Кауркин В.Д. О необходимости разработки методики прогноза изменения сейсмичности на участках распространения многолетнемерзлых грунтов. Приборы и системы разведочной геофизики. 2025. № 1 (84). С. 72-76.

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

7. Романов В.В., Кауркин М.Д., Андреев Д.О. Влияние шага приема на результаты метода преломленных волн в инженерной сейсморазведке. Приборы и системы разведочной геофизики. 2025. № 3 (86). С. 90-93.

8. РСН 60-86, Республиканские строительные нормы. Инженерные изыскания для строительства. Сейсмическое микрорайонирование. Нормы производства работ., МосЦТИСИЗ Госстроя РСФСР, М., 1986, 32 с

9. РСН 65-87 Инженерные изыскания для строительства. Сейсмическое микрорайонирование. Технические требования к производству работ. М.: МосЦТИСИЗ Госстроя РСФСР. – 1987.

10. СП 269.1325800.2016 Транспортные сооружения в сейсмических районах. Правила уточнения исходной сейсмичности и сейсмического микрорайонирования. М.: Стандартинформ, 2017.

Уточнение категории карстовой опасности участков строительства Московской агломерации методами инженерной сейсморазведки

- Романов В.В., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина к.т.н., г. Москва.
- Кауркин М.Д., Андреев Д.О., Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва.
- Судоплатова А.А., РГГРУ им. Серго Орджоникидзе, г. Москва.

Аннотация: *В работе приводятся аспекты применения методов инженерной сейсморазведки при оценке категории карстовой опасности Московской агломерации. В основе предложения лежит комплексный подход, совмещающий применение многоволновой сейсморазведки в наземном, скважинном и межскважинном вариантах.*

Ключевые слова: *карст, суффозия, сейсмические методы исследования.*

Введение

Московская агломерация (Москва, ТиНАО (Новая Москва) и Московская область) - регион, имеющий государственное и стратегическое значение. В последнее время здесь ведётся интенсивная градостроительная деятельность, затрагивающая уже застроенные территории и районы выявленными проявлениями карстового процесса. Карстовые полости в Московской агломерации наблюдались в известняках (реже доломитах) касимовского и московского ярусов при обследовании бывших каменоломен, а в XX веке — в процессе строительства метрополитена. Карстующиеся породы в Московском регионе перекрыты нерастворимыми грунтами юрского, мелового и четвертичного возраста, что классифицируется как карбонатный покрытый карст. Роль водонепроницаемого горизонта, препятствующего вертикальной фильтрации атмосферных осадков к карстующимся породам, в Московской агломерации играют оксфорд-келловейские юрские глины [1].

В конце 1960-ых годов на северо-западе столицы, в районе Хорошёвского шоссе, возникло несколько провалов и оседаний диаметром 2–40 м и глубиной до 8 м, что привело к разрушению четырёх зданий. Причиной активизации древнего карста стало понижение уровня подземных вод при откачке водозабором «Октябрьское поле». Всего в регионе выявлено 42 карстово-суффозионных воронки (КСВ), проблема остаётся актуальной, особенно с учётом реализуемой и планируемой застройки Новой Москвы.

Согласно СП 22.13330.2016 категория опасности древних карстовых форм устанавливается по наличию поверхностных карстовых деформаций, интенсивности подземных проявлений карстового процесса, толщине водоупора в покрывающей толще и градиенту вертикальной фильтрации. Выделяются опасные, потенциально опасные и неопасные участки строительства. Проблема определения категории опасности затрудняется тем, что выделение малых скрытых полостей на основании прямого признака (провал бурового инструмента), предельно затратно и чревато риском повторной активизации карстового процесса из-за нарушения сплошности регионального водоупора.

В пределах опасных и потенциально опасных районов на каждой строительной площадке производится глубокое бурение с глубиной забоя 80–120 м и со вскрытием карбонатных пород на 5–10 м, а также геофизические исследования. Согласно СП 47.13330.2016 и СП 22.13330.2016 при проектировании сооружений на участках опасной и потенциально опасной категории. расчётная



▲ *Рис. 1. Элювий известняка перхуровской свиты (касимовский ярус), представленный щебнем, дресвой и глинистым заполнителем.*

ширина карстовой полости определяется по данным бурения и геофизических исследований. Материалы инженерно-геологических изысканий здесь должны содержать результаты геофизических исследований, они выполняются по всей площади изысканий.

При определении категории карстовой опасности геофизические методы применяются для решения следующих задач:

• определение рельефа и состояния кровли карстующихся скальных грунтов;

• нахождение мощностей отдельных слоёв покрывающей толщи и её общей мощности;

• поиска и определение элементов залегания локальных неоднородностей - полостей, зон трещиноватости и разуплотнения (Рис. 1), погребённых останцов и переуглублений в скальном основании.

В качестве основных геофизических методов на карст СП 446.1325800.2019 устанавливает методы электроразведки (вертикальное электрическое зондирование, электротомография, дипольное электрическое зондирование, частотное зондирование, зондирование становлением поля, георадиолокационное зондирование) и сейсморазведки (метод преломлённых волн, метод отражённых волн, метод поверхностных волн, вертикальное сейсмическое профилирование, межскважинное сейсмическое просвечивание). Однако в пределах Московской агломерации применение электрических методов затруднительно из-за проблем с заземлением, высокого уровня электромагнитных помех, наличия блуждающих токов и хорошо проводящих техногенных образований, малой глубинности и невысокой разрешающей способности [2]. Применение же наземных и скважинных сейсмических методов позволяет успешно и оперативно решать все задачи, связанные с установлением категории карстовой опасности, однако методология их комплексного использования требует разработки общей теоретико–эксперимен-тальной базы проведения полевых работ, а также дальнейшей обработки и интерпретации данных.

Предлагаемый комплекс методов

Все методы инженерной сейсморазведки имеют преимущества и слабые



▲ *Рис. 2. Выполнение наземной сейсморазведки в зимний период (Москва).*

стороны, поэтому их применение оправдано только в комплексе. Метод преломлённых волн и сейсмотомография позволяют оценить пластовые скорости как в покрывающей толще, так в первом сверху слое каменноугольных карбонатных пород. Результативность и разрешающая способность обоих методов ограничена требованием нормальности скоростного разреза и достаточно большой мощности слоёв покрывающей толщи[3]. Малая разрешающая способность метода по латерали означает, что большинство скрытых полостей будет пропущено. Преломленные и рефрагированные волны, прослеживаемые в первых вступлениях, не обеспечивают выделение инверсных слоев, что не позволяет, в том числе, реализовать МПВ и СТ в холодное время года (ноябрь-март) и на жёстком дорожном покрытии (весь год) (Рис. 2).

В поверхностно-экранирующих разрезах эффективен метод отражённых волн в модификации общей средней точки. Внедрение МОВ в практику инженерно-геофизических исследований стало возможным из-за особенностей поля поперечных горизонтально-поляризованных волн[4]. При касательном воздействии источника перпендикулярно профилю в поверхностно-экранирующих разрезах, не образуются поверхностные волны. Эта особенность была отмечена ещё в середине 50-ых годов, но практическое применение эффект получил в 80-90ых годах XX века.

Метод отражённых волн востребован при работе в крупных населённых пунктах. Высокий уровень промышленного шума здесь снижается при вертикальном суммировании реализаций полевых сейсмограмм и горизонтальном суммировании трасс с общей средней точкой. Даже небольшая мощность приповерхностного высокоскоростного слоя (ПВС) позволяет получать сейсмограммы без волн Лява, однако значительная его толщина вызывает серьезные затрудне-

ния при последующей обработке за счёт большего различия скоростей суммирования и средних скоростей, применяемых для расчета глубинных разрезов. Это различие устраняется путём негиперболического скоростного анализа на основе построения кривых нарастания эффективной скорости и учета квазиизотропии предельной эффективной скорости [5]. Более значимыми недостатками МОВ являются — невозможность определить скорость в скальном основании разреза, небольшое число отражающих границ, уменьшение разрешающей способности с глубиной. Проблемы метода отражённых волн успешно решаются вертикальным сейсмическим профилированием [6], но в скважинном варианте сейсморазведка позволяет изучать только околоскважинное пространство [7]. Для детального исследования пространства между скважинами применяется межскважинное просвечивание (МСП), метод эффективен при выделении малых полостей на значительной глубине. Возможности МСП раскрываются при работах с большой ожидаемой глубинностью в условиях ограниченного пространства, с его помощью можно также выделять слои в скальном основании, что актуально для Московской агломерации, где карбонатные слои часто чередуются со слоями элювия известняка и глин.

Выводы

Для Московской агломерации, таким образом, рациональным решением проблемы определения категории опасности является комплекс методов сейсморазведки. В первую очередь, в тёплое время года и на открытом грунте, проводятся работы методом сейсмотомографии на продольных и поперечных волнах. По данным многоволнового СТ выделяются вторичные признаки развития карстового процесса — суффозионные отрицательные формы в границах покрывающей толщи, колебания уровня грунтовых вод, а при малой глубине залегания — прослеживается кровля карбонатов. На жёстком дорожном покрытии и (или) в холодное время года методика адаптируется под требования МОВ-ОСТ, с его помощью прослеживается кровля карбонатных пород, обнаруживаются зоны разуплотнения и повышенной трещиноватости, выделяются карстовые полости достаточно большого диаметра. Для уточнения скоростного закона, определения физико-механи-ческих свойств грунтов и подтверждения природы волн, выделяемых наземной сейсморазведкой, по более редкой сети ставятся работы методом ВСП. И наконец, аномалии, выделенные МОВ и СТ заверяются МСП, как наиболее затратным и трудоёмким, но при этом высокоразрешающим методом.

Литература

1. Романов В.В. Опыт прослеживания отражающих границ на территории Московского региона //Приборы и системы разведочной геофизики. 2023. № 4 (79). С. 62-69.

2. Романов В.В., Иванов А.А., Кауркин М.Д. Комплексирование электротомографии, георадиолокации и сейсморазведки при исследованиях проявлений сульфатного карста на примере нижегородской области // В книге: Электроразведка 2021. сборник тезисов научно-практической конференции. Москва, 2021. С. 64-68.

3. Романов В.В., Иванов А.А., Широбоков М.П. Опыт применения модификации МПВ-ОГП для решения задач инже-

нерной геологии // В сборнике: Геосочи-2022. Тематическая сессия: "Современное состояние и перспективы развития инженерной геофизики". Материалы международной научно-практической конференции. Тверь, 2022. С. 93-98.

4.Романов В.В., Сергеев К.С., Рыжков В.И. Оценка влияния структуры инверсного скоростного разреза на структуру волнового сейсмического поля//в книге: Инженерная и рудная геофизика 2021. Материалы 17-й научно-практической конференции и выставки. Москва, 2021. С. 81.

5. Романов В.В., Иванов А.А., Калинина М.С., Посеренин А.И. Учет влияния неоднородности покрывающей толщи при картировании кровли скальных карбонатных грунтов на примере г. Москвы //В книге: Инженерная сейсморазведка и сейсмология - 2019. Сборник тезисов 2-й научно-практической конференции. Под редакцией М.Р. Садуртдинова, М.С. Судаковой. 2019. С. 78-82.

6.Романов В.В., Иванов А.А., Шматкова А.А. Оопыт применения инженерной сейсморазведки МОВОГТ для оценки карстово-суффозионной опасности на территории Москвы и Московской области //В книге: Инженерная сейсморазведка-2018. Сборник тезисов научно-практической конференции. Под редакцией М.Р. Садуртдинова, М.С. Судаковой. 2018. С. 20-24.

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

Подробнее об авторах



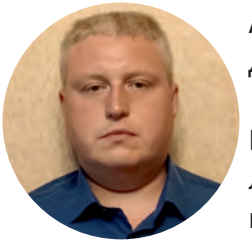
Романов
Виктор Валерьевич

Доцент, к.т.н., Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина к.т.н., г. Москва



Кауркин
Михаил Дмитриевич

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



Андреев
Дмитрий Олегович

Ведущий инженер лаборатории инженерной геофизики и сейсмического микрорайонирования, Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва



Судоплатова
Анна Андреевна

Старший преподаватель, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва

Картирование структуры подземной выработки методами наземной сейсморазведки на примере исследования Девятовской каменоломни (Новомосковский административный округ)

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

Аннотация: *Приводится опыт по изучению уникального природно-техногенного объекта Московской агломерации наземной инженерной сейсморазведкой. Небольшая глубина кровли разрабатываемых пород — известняков подольского горизонта — позволила сочетать возможности модификаций МОВ–ОСТ и МПВ-ОГП на одних профилях.*

Ключевые слова: *сейсморазведка, карстовые процессы, каменоломни.*

Введение

Карстовым процессом называется процесс растворения горной породы с последующим выносом растворённого материала. Закарстованность карбонатных пород подземного пространства Московской агломерации в своё время облегчала их разработку, а карстовые пещеры стали основой для будущих горных выработок — каменоломен. Неглубоко залегающие пласты известняков оптимальны для ручной добычи, однако проявления карстового процесса увеличивали риск обрушения горных выработок и оседания покрывающих их грунтов. Скрытые карстовые полости стали серьёзным препятствием для строительства Московского метрополитена, а в перспективе — ограничат темпы и охват освоения подземного пространства. В процессе развития Московской агломерации происходило и происходит упорядочивание структуры, в том числе и за счёт уплотнения застройки окраинных территорий, где высвобождаются значительные пространства смешанного экстенсивного землевладения. В частности, на юго-западе окраины города XIX – первой половины XX веков на месте Дорогомиловских каменоломен и промзоны возник деловой центр Москва-Сити и Экспоцентр [Логунова, 2025]. Строительство в карстово-опасных районах предполагает обязательные дорогостоящие и времязатратные меры защиты с целью предотвращения активизации и снижения активности карстовых процессов. Интерес к заброшенным каменоломням объясняется, во-первых, их приуроченностью к опасным в карстовом отношении районам, кроме того, подземные ходы становятся областями выноса материала из вышележащих отложений, наравне с естественными проявлениями карста, что может вызвать провал или оседание кровли выработки [Романова и др., 2025].

На территории Новой Москвы (Троицкий и Новомосковские административные округа) располагается более десяти бывших каменоломен, что требует серьёзного внимания к этой проблеме при застройке местности, прокладке коммуникаций и строительстве дорог. Девятовские каменоломни располагаются в узкой и глубокой долине Десны, немного севернее места впадении Десны в Пахру, у деревни Девятово (55.463719, 37.524496), квартал № 115 района Щербинка Новомосковского административного округа (Рис. 1). В тектоническом плане объект исследования относится к области сочленения Троицко-Любучанской впадины и Климовско-Ватутинского поднятия Московской котловины. Рельеф долины Десны здесь объясняется врезанием реки в известняки среднего карбона и



▲ *Рис. 1. Единственный сохранившийся вход в Девятовские каменоломни.*



▲ *Рис. 2. Рельсовый путь в одной из выработок Девятовских каменоломен.*

преобладанием глубинного размыва. Каменоломни основаны для добычи (лома) так называемого подольского мрамора — плотных хемогенных известняков, имеющих способность к полировке (Рис.2).

Согласно схеме спелестологического районирования каменоломни находятся на территории Нижнедевятского участка Подольского района. В стратиграфическом отношении разрабатываемый пласт относится к подольскому горизонту московского яруса среднего карбона. Мощность пласта 1,1 м, ширина ходов каменоломни в среднем около 2 м, высота «ходки» в рост человека 1,7-1,9 м, глубина кровли каменноугольного скального основания 7-8 м [Сохин, Долотов, 2016]. Покрывающей толщей для скального основания являются песчано-глинистые отложения четвертичного возраста. Каменоломни функционировали с 1869 до 1917 годы, когда более востребованным стало карбонатное сырье для производства портландцемента, добываемое открытым способом. Далее, до конца 1990-х годов у трёх наземных входов в каменоломни существовал небольшой карьер (Рис.3), который был ликвидирован для застройки. В настоящее время существует только одна точка доступа — вход №3.

Изучение закарстованных территорий с помощью геофизических методов с успехом выполняется с 40-ых годов прошлого века. В регионах с доказанной карстовой опасностью применение геофизики при инженерных изысканиях под строительство является обязательным. Основными методами исследований являются методы электроразведки и сейсморазведки, реже применяется гравиразведка и скважинные методы [Давыдов, 2023]. Учитывая тот факт, что часть ходов Девятовских каменоломен засыпано и недоступно для визуального осмотра, особенно перспективным способом их изучения являются наземные геофизические методы в сочетании с заверочным бурением и методами исследования скважинного и межскважинного пространства. Для оценки эффективности

▼ *Рис. 3. Борт заброшенного карьера у бывших Девятовских каменоломен (1972 год).*



выбранного подхода у входа №3 в феврале 2026 года были выполнены инженерно-геофизи-ческие исследования для картирования кровли каменноугольных известняков и выявления скрытых полостей(ходов) в скальном основании.

Методика выполнения работ

Работы выполнялись по схеме наблюдений Y-Y системой наблюдений с неподвижной приёмной линией [Романов, 2022], относительно которой с постоянным шагом перемещался источник сейсмически волн — две серии по десять разнонаправленных горизонтальных ударов. С учётом ожидаемой глубины и горизонтальных размеров объектов поиска шаг приёма был выбран 1 м, длина и порядок приёмной линии (расстановки) 47 м и 48, соответственно[Романов и др.,2024,№ 1]. Источник смещался с ПК –8 м с шагом 2 м, до ПК 54 м, то есть система наблюдений включала расстановки всех типов — выносные, фланговые и центральные. Общее количество физических наблюдений на одну приёмную линию — 32. Принимая во внимание, что приёмная линии смежных расстановок располагается на одном участке профиля [Романов и др., 2025], применённая технология, широко распространённая в инженерной сейсморазведке, может быть названа системой с многократным самоперекрытием(СМСП). Такое название раскрывает характерную особенность применённой системы наблюдений — накопление кратности за счёт полного самопересечения приёмной линии. На рис. 4 показаны таблицы координат средних точек для системы наблюдений с многократным перекрытием (СМП) [Петрашень, Рудаков, 1996] и многократным самоперекрытием (СМСП). В первом случае приёмная линия (N = 12, $\Delta x_{ПП}$ = 1 м) перемещается на шаг возбуждения $\Delta x_{ПВ}$ = 2 м после получения сейсмограммы ОПВ, во втором —перемещается только источник. Обращает на себя внимание вдвое большая номинальная кратность СМСП, чем у СМП с такими же шагами возбуждения и приёма, а также порядка приёмной линии.

Однако "платой" за удвоение номинальной кратности становится сброс кратности сразу после середины приёмной линии, тогда как в СМП номинальная кратность сохраняет постоянное значение. Графики кратности, подтверждающие сказанное, приведены на рис. 5. Кроме того, отмечает-

▼ *Рис. 4. Таблицы координат средних точек для СМСП (слева) и СМП (справа).*

	0	2	4	6	8	10
0	0.0	1.0	2.0	3.0	4.0	**5.0**
1	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5
2	1.0	2.0	3.0	4.0	**5.0**	6.0
3	1.5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5
4	2.0	3.0	4.0	**5.0**	6.0	7.0
5	2.5	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5
6	3.0	4.0	**5.0**	6.0	7.0	8.0
7	3.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5
8	4.0	**5.0**	6.0	7.0	8.0	9.0
9	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5
10	**5.0**	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0
11	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5

	0	2	4	6	8	10
0	0.0					
1	0.5					
2	1.0	2.0				
3	1.5	2.5				
4	2.0	3.0	4.0			
5	2.5	3.5	4.5			
6	3.0	4.0	**5.0**	6.0		
7	3.5	4.5	5.5	6.5		
8	4.0	**5.0**	6.0	7.0	8.0	
9	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5	
10	**5.0**	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0
11	5.5	6.5	7.5	8.5	9.5	10.5
12		7.0	8.0	9.0	10.0	
13		7.5	8.5	9.5	10.5	
14			9.0	10.0		
15			9.5			

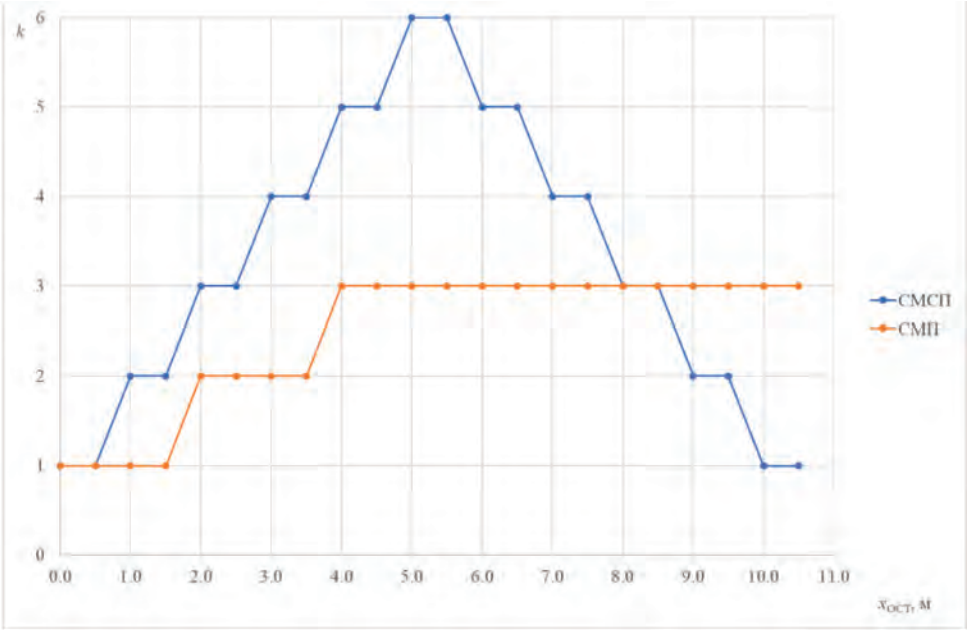


Рис. 5. Графики кратности для двух разновидностей систем наблюдений.

ся, что зоны постоянной кратности в случае СМСП в два раза короче, а ширина зон набора и сброса кратности на 1 м больше, чем у СМП [Романов и др., 2024, №3]. Далее приведены выражения для расчёта номинальной кратности k_{max} и ширины зон постоянной кратности в неполнократных зонах $\Delta_{ПК}$, где коэффициент m = 2 для СМП и m = 1 для СМСП.

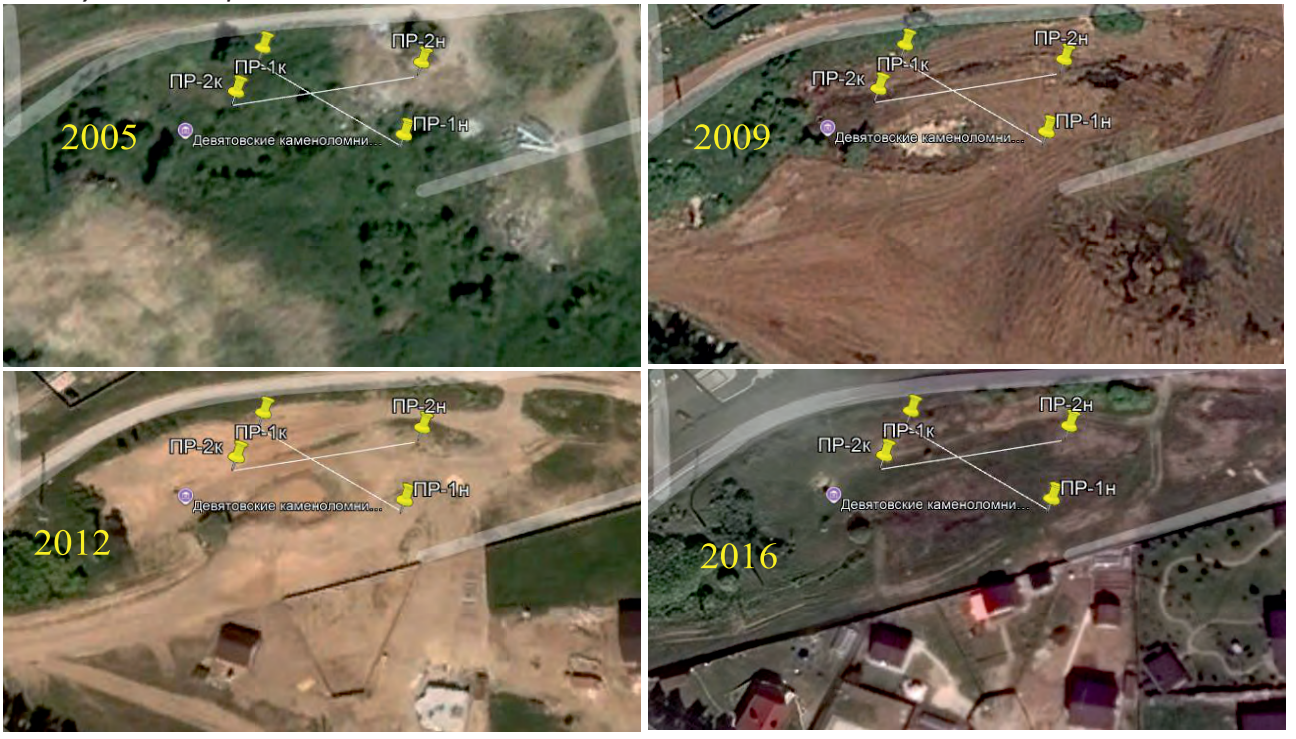
$$k_{max} = \frac{N}{m \cdot \delta}$$

$$\Delta_{ПК} = m \cdot \delta$$

Сейсморазведочные работы проводились по системе из двух пересекающихся в центральном пункте (ПК 23,5 м) профилей. Первый профиль (ПР-1) ориентировался вдоль засыпанного борта бывшего карьера, второй (ПР-2) — поперёк борта (Рис. 6).

В момент проведения работ на объекте

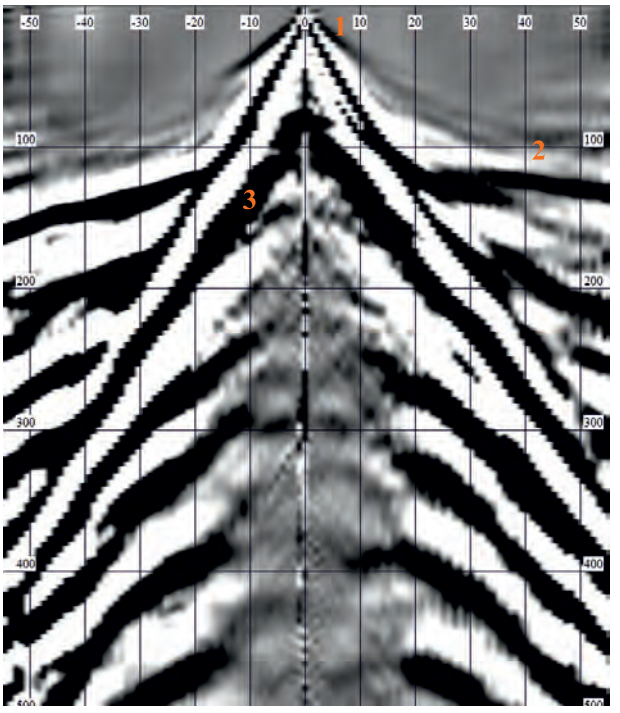
Рис. 6. Профили сейсморазведки на спутниковых снимках Google Earth, полученные в разные годы.



был постоянный снежный покров с мощностью до 1,5 м. Утепляющее действие слоя снега остановило промерзание приповерхностного слоя, поэтому скоростной разрез сохранил здесь черты “летнего”, что было установлено по волнам Лява на сейсмограммах. На суперсейсмограмме (Рис. 7) выделяется прямая волна со скоростью 190 м/с, преломлённая волна со скоростью 1100–1200 м/с и цуг поверхностных волн Лява со скоростями 120–150 м/с.

Наличие динамически выраженных первых вступлений позволило построить глубинные разрезы по способу МПВ–ОГП. Граф обработки включал в себя процедуры предварительной обработки, начальной обработки, суммирования, постобработки и миграции (Табл. 1).

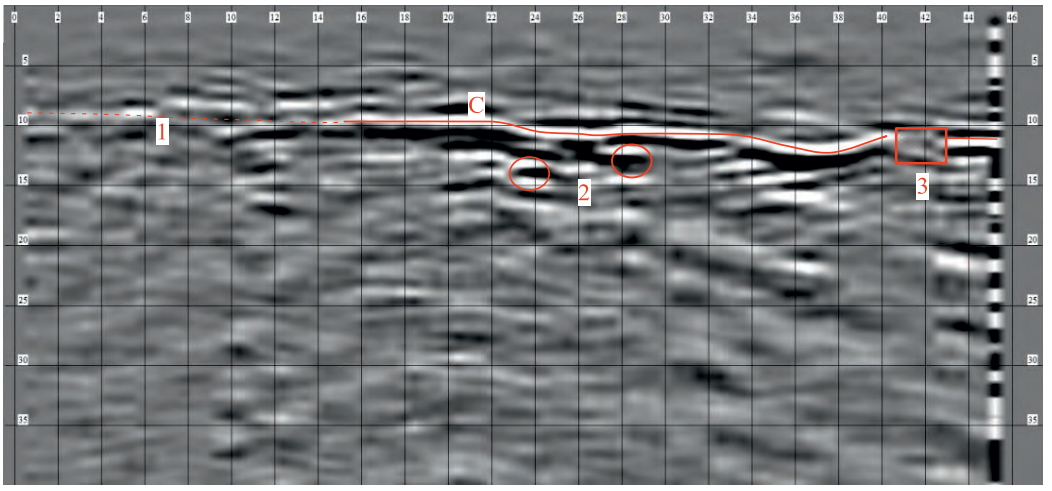
На Рис. 8. показан результат обработки



▲ *Рис. 7. Сейсмограмма по профилю ПР-2. 1 — прямая волна, 2 — преломлённая волна, 3 — поверхностные волны.*

▼ *Табл. 1. Граф обработки МПВ-ОГП.*

Стадия	Процедура	Значения параметров
Предварительная обработка	Монтирование реализаций сейсмограмм	
	Вертикальное суммирование	
	Вычитание суммограмм	
	Ввод геометрии в заголовки трасс	
	Загрузка в систему обработки	
Начальная обработка	Сортировка	По ОСТ, способ центрового луча, диапазон удалений 20–22 м
	Программная регулировка усиления по удалению	Степенной закон, показатель N=2
	Полосовая фильтрация	0–10–60–70 Гц
	Адаптивное вычитание когерентных помех	На основе фильтра Винера, стабилизирующий коэффициент 25%
	Ввод кинематических поправок	По скорости 190 м/с
Суммирование		
Постробработка	Когерентная фильтрация	Подавление осей синфазности с кажущей скоростью менее 1000 м/с
Миграция		По Кирхгофу, апертура 3 трассы, средняя скорость миграции 190 м/с



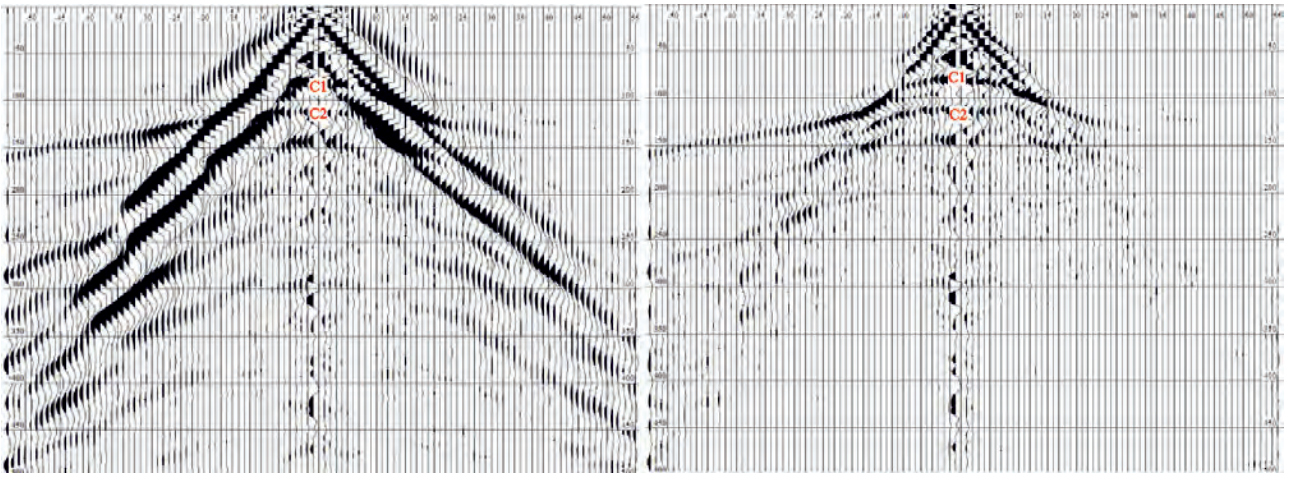
▲ *Рис. 8. Глубинный разрез МПВ–ОГП по ПР-1. С— преломляющая граница, приуроченная к кровле относительно сохранных каменноугольных известняков подольского горизонта, 1 — зона ухудшения прослеживания границы, 2 — локальные аномалии, возможные подземные ходы, 3 — зона потеря корреляции, указывающие на карстовую полость или выработку с обрушенной кровлей.*

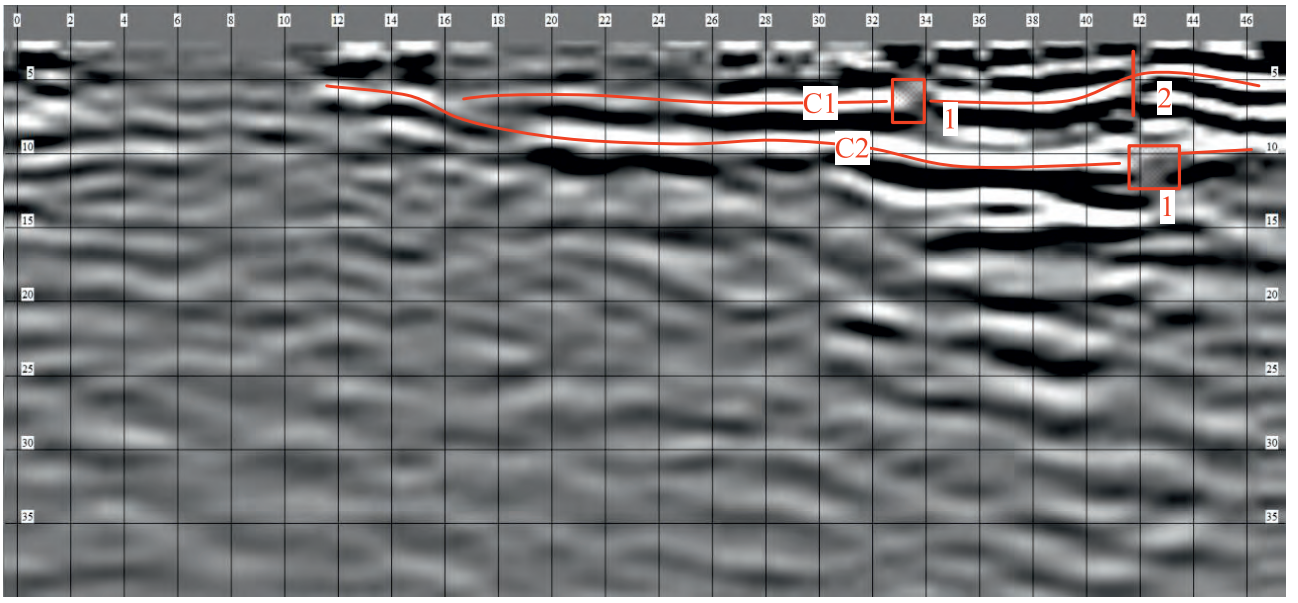
сейсмограмм по профилю ПР-1 по способу МПВ-ОГТ. Преломляющая граница С здесь приурочена к кровле относительно сохранных каменноугольных известняков, кровля элювия выделена не была. На ПК 22 м наблюдается ступенеобразный изгиб кровли каменноугольных известняков, соответствующий засыпанному борту карьера. В интервале ПК 0-14 м кровля известняков прослеживается фрагментарно, что связывается с худшими поверхностными сейсмогеологическими условиями или повышенной трещиноватостью и закарстованностью известняков. В интервале ПК 34–40 м наблюдается прогиб в рельефе границы, в западной части прогиба выделяется зона потери корреляции, отождествляемая с провалом выработки каменоломен [Антоновская и др., 2025]. В центральной части профиля ПР–1 выделено две аномалии, предположительно указывающие на карстовые полости или подземные ходы.

После применения к сейсмическим данным вычитания скоростей в интервале 120-160 м/с и обработки по графу МОВ–ОСТ удалость выделить два отражения(С1, С2) — от кровель элювиальных и сохранных известняков (Рис. 9).

Данные по профилю ПР-2 приведены на

▼ *Рис. 9. Выделение отражений С1,С2 на суперсейсмограмме (слева) после процедуры вычитания скоростей (справа).*



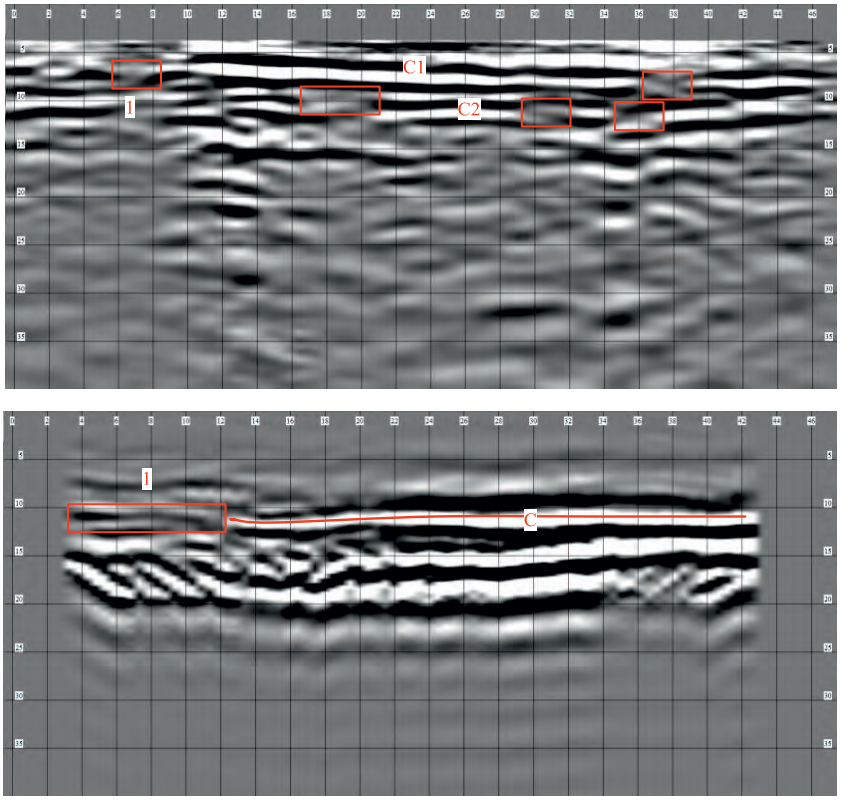


▲ *Рис. 10. Глубинный разрез МОВ–ОСТпо ПР-1. С1, С2— отражающие границы, 1 — зоны потери корреляции, указывающие на карстовые полости или выработки с обрушенной кровлей, 2 — возможное проявление дизъюнктивной тектоники.*

рис.11. Интерес представляет зона ПК 0–12 м, где не прослеживаются преломляющие и отражающие границы, что может быть объяснено пересечением по протиранию крупной заваленной выработки или приповерхностной зоной повышенной скорости, вероятнее всего техногенной природы.

Выводы

Проведённые работы показали возможности наземной инженерной сейсморазведки при изучении структуры объектов, подобных Девятовским каменоломням. Одновременное использование двух типов целевых волн позволило выполнить внутриметодное комплексирование без смены системы и схемы наблюдений, благодаря



▶ *Рис. 11. Глубинный разрезы МОВ-ОСТ и МПВ–ОГП по ПР-2. С1, С2— отражающие границы, С — преломляющая граница, 1 — зоны потери корреляции, указывающие на карстовые полости или выработки с обрушенной кровлей.*

уменьшению относительного шага возбуждения и использованию большего количества выносных расстановок. Опыт выполненных исследований по картированию неглубоких сейсмических границ будет полезен при рекультивации старых карьеров, освоении пространства старых каменоломен и районов, опасных в карстовом отношении. Анализ результатов обработки выявил большую разрешающую способность метода отражённых волн, что согласуется с теоретическими выводами.

Литература

1. Антоновская Г. Н, Басакина И. М., Ваганова Н. В., Царев А. М. Сейсмические исследования карстовых пещер в Арктике: первые результаты // Арктика: экология и экономика. – 2025. – Т. 15, № 4(60). – С. 508-518. – DOI 10.25283/2223-4594-2025-4-508-518. – EDN IUDFKC.

2. Давыдов В. А. Выявление карста геофизическими методами с применением микросейсмических зондирований // Известия Уральского государственного горного университета. – 2023. – № 1(69). – С. 108-113. – DOI 10.21440/2307-2091-2023-1-108-113. – EDN NFYTMZ.

3. Логунова Е. Н. Окраинные пояса в структуре современного города: тенденции формирования и преобразований //Architecture and Modern Information Technologies. – 2025. – №. 4 (73). – С. 254-266.

4. Петрашень Г. И., Рудаков А. Г. Основные проблемы метода многократных перекрытий ОГТ и технологичных методик обработки его данных / Г. И. Петрашень, // Геофизика. – 1996. – № 1. – С. 3-13. – EDN TJUSKD.

5. Романов В. В. Анализ развития терминологической базы методики двумерной сейсморазведки и предложения по ее развитию и унификации // 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., Сергеев К. С., Рыжков В. И. Отличительные особенности реализации систем наблюдений с перекрытием в инженерной сейсморазведке // Инженерная и рудная геофизика 2025 : материалы научно-практической конференции и выставки, Екатеринбург, 21–25 апреля 2025 года. – Москва: ООО «Геомодель Развитие», 2025. – С. 300-303. – EDN TMRVLK.

7. Романов, В. В. Предложения рационализации систем наблюдений в инженерной сейсморазведке / В. В. Романов, К. С. Сергеев, В. И. Рыжков // Инженерная и рудная геофизика 2024. Инженерная и рудная геология 2024 : Материалы 20-й научно-практической конференции и выставки, Казань, 13–16 мая 2024 года. – Москва: ООО «Геомодель Развитие», 2024. – С. 202-205. – EDN ULGKOR.

8. Романов В. В., Кауркин М. Д., Андреев Д. О. Формирование графика кратности заданной формы в инженерной сейсморазведке // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2025. – № 3(86). – С. 94-97. – EDN FYSGYJ.

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

10. Романова Е. Р. Жидков Р. Ю., Абакумова Н. В. Установление происхождения замкнутых понижений рельефа на территориях с длительной историей освоения (на примере Троицкого и Новомосковского округов, г. Москва) // Вестник евразийской науки. – 2025. – Т. 17, № 2. – EDN PMYPYO.

11. Сохин, М. Ю., Долотов Ю. А. Спелестологическая изученность бассейна реки Пахры (Московская область). Часть 1: Верхнепахринский и Подольский спелестологические районы // Спелеология и спелестология: сборник материалов конференции. – 2016. – № 7. – С. 253-274. – EDN YOVWXN.

Опыт оценки перспектив нефтегазоносности осадочного чехла юго-востока Волго-Уральской НГП и сопредельной территории на основе технологий ВЛП и GEOARRHENIUS

Меркулов О.И., Титаренко И.А., Сизинцев С.В., АО «НВНИИГГ», г. Саратов.

Аннотация: *В статье приведена информация по опыту использования авторских технологий в области интерпретации геофизических данных (вероятностный литологический прогноз – ВЛП), а также при проведении работ по моделированию углеводородных систем (GeoArrhenius). Технология ВЛП позволяет прогнозировать зоны развития коллекторов в нефтегазоносных комплексах различных бассейнов, а также дифференцированно подойти к перспективам локальных объектов. Технология GeoArrhenius применяется для восстановления композиционных кинетических спектров на начало катагенеза с целью их использования при бассейновом моделировании, что существенно влияет на прогноз нефтегазоносности.*

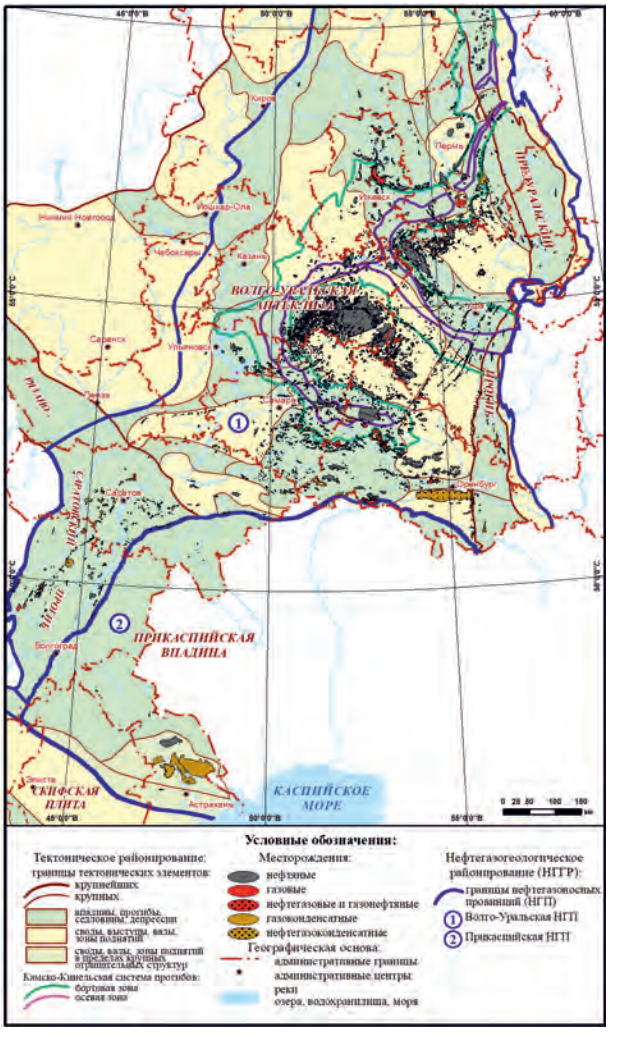
Ключевые слова: *Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Прикаспийская нефтегазоносная провинция, углеводородное сырье, интерпретация геофизических данных, технология вероятностного литологического прогноза, прогноз коллекторов, бассейновое моделирование, технология GeoArrhenius, нефтегазоматеринская толща, генерационный потенциал, перспективы нефтегазоносности.*

Введение

Район работ включает различные по строению и геолого-геофизической изученности территории юго-востока Европейской части России. Во-первых, традиционные регионы добычи углеводородного сырья (УВС) – Самарская, Оренбургская, Саратовская и Волгоградская области в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). Во-вторых, недоизученные геолого-геофизическими методами, но высоко перспективные в нефтегазовом отношении, территории Оренбургской, Саратовской, Волгоградской, Астраханской областей и Республики Калмыкия, приуроченные к Прикаспийской НГП (Рис. 1).

Прогнозные и перспективные извлекаемые ресурсы (категории D0+D) углеводородного сырья территории составляют 16,6 млрд.т.у.т. В целом по Волго-Уральской НГП наблюдается преобладание жидких углеводородов (УВ) над газообразными в структуре ресурсов категорий D_0+D – 70% и 30% соответственно. В Прикаспийской части региона резко

Рис. 1. Обзорно-тектоническая схема района работ.



доминируют газообразные УВ – 85%. Доказанной промышленной нефтегазоносностью на территории исследований характеризуются палеозойские и протерозойские отложения центральной и южной частей Волго-Уральской НГП, мезозойские и палеозойские отложения Прикаспийской НГП. Вместе с тем, на территории последней основные перспективы нефтегазоносности связываются с подсолевыми палеозойскими отложениями.

Комплексом-доминантом по Волго-Уральской НГП является эмсско-нижнефранский. В отложениях комплекса открыты такие значительные по запасам месторождения УВС, как Ромашкинское, Ново-Елховское, Бавлинское, Туймазинское и др. Второе место занимает верхнетурнейско-визейский нефтегазоносный комплекс (НГК). Далее следуют ассельско-кунгурский подкомплекс, среднефранско-турнейский и верхневизейско-башкирский НГК. Доля ресурсов остальных комплексов существенно ниже.

Среди нефтегазоносных комплексов Прикаспийской НГП максимальный объем ресурсов сосредоточен в визейско-нижнебашкирском. Далее следуют глубокопогруженные подсолевые комплексы – эмсско-нижнефранский и среднефранско-турнейский. Четвертое место занимает каширско-нижнепермский НГК, а наименьший объем ресурсов приурочен к мелекесско-верейскому и надсолевому комплексам.

Изучаемый регион является традиционной территорией работ АО «НВНИИГГ». За последние годы в институте разработан и применяется целый ряд методических решений и разработок, позволяющих обоснованно подойти к оценке перспектив нефтегазоносности и, как следствие, снизить поисковые риски. Среди таких разработок наиболее эффективными являются авторская технология вероятностного литологического прогноза (ВЛП) и технология GeoArrhenius, позволяющая оценить базовые характеристики нефтегазоматеринских толщ.

Методы исследования

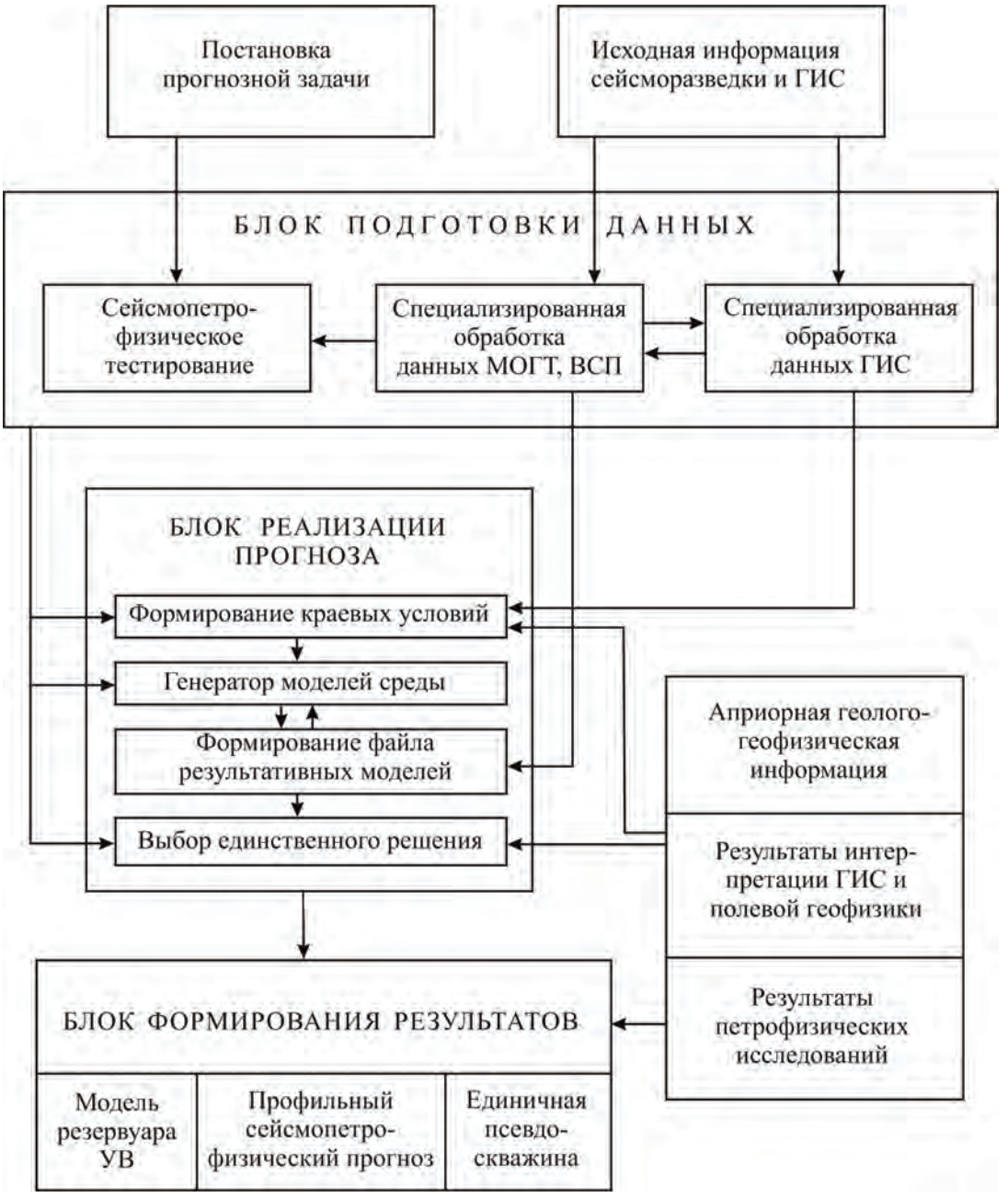
Динамическая интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-2D/3D.

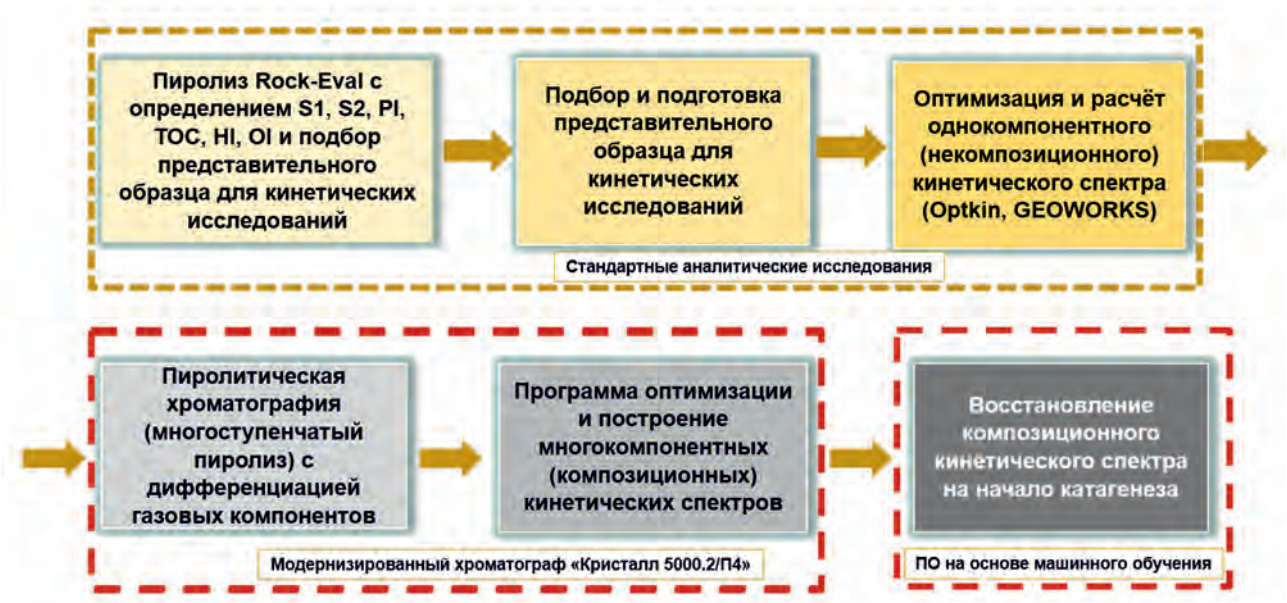
Авторская интерпретационная технология ВЛП была разработана и запатентована сотрудниками института на рубеже 90-х и 2000-х годов [10]. Технология базируется на статистическом алгоритме динамической инверсии, обеспечивающим оценку упругих характеристик изучаемой части геологического разреза по данным МОГТ. В основу алгоритма положена селекция упругих моделей анализируемого интервала разреза, генерируемых случайным образом, по степени подобия порождаемых ими синтетических сейсмотрасс соответствующему фрагменту реальной суммотрассы МОГТ. При реализации прогноза с помощью генератора случайных чисел осуществляется перебор параметров пластовой упругой модели среды в заданных пределах. Объем статистического эксперимента в каждой точке прогноза составляет 10000-100 000 000, что регулируется скоростью получения устойчивого в пределах достижимой детальности решения. Результат прогноза, получаемый в виде детальной попластовой упругой характеристики, в дальнейшем по петрофизическим зависимостям пересчитывается в пористость, мощность, эффективную толщину коллектора, проницаемость, глинистость, процентное содержание в породе различных компонентов и другие геологические параметры, представляющие практический интерес.

Технология ВЛП реализована в виде программно-модульной системы, обеспечивающей интерактивный режим выполнения и снабженной развитым пользовательским интерфейсом. Кроме модулей, реализующих сейсмическую динамическую инверсию и пересчет ее результатов в требуемые прогнозные параметры, интерпретационная технология включает модули сейсмопетрофизического тестирования и специализированной обработки данных МОГТ и ГИС (Рис. 2).

Эта технология позволила прогнозировать зоны развития коллекторов в нефтегазоносных комплексах девона, карбона и перми, а также дифференцированно подойти к перспективам локальных объектов. Первоначально ВЛП использовалась при динамической интерпретации данных региональной сейсморазведки МОГТ-2D на территории Саратовской области и сопредельных регионов. В настоящее время эта технология ориентирована преимущественно на сейсморазведку МОГТ-3D и активно

▼ *Рис. 2. Схема реализации технологии ВЛП.*





▲ *Рис. 3. Схема реализации технологии GeoArrhenius.*

используется при работах института как в пределах Российской Федерации, так и в нефтегазоносных бассейнах за ее пределами.

Определение базовых параметров нефтегазоматеринских толщ.

Технология GeoArrhenius разработана в 2019-2020 гг. В последующие годы эта технология дорабатывалась по мере выполнения АО «НВНИИГГ» работ по моделированию УВ систем в различных нефтегазоносных бассейнах мира. В настоящее время технология запатентована – выдано 2 патента [5, 6].

Технология GeoArrhenius включает в себя 6 последовательных этапов исследований, которые можно сгруппировать в 3 блока (Рис. 3) [5, 6]. Первый блок – аналитические исследования и анализ их результатов на основе стандартных приборов и программного обеспечения. На начальном этапе работ осуществляются пиролитические исследования Rock-Eval с целью определения генерационных характеристик нефтегазоматеринских пород, а также информации о катагенетической зрелости РОВ и степени реализации нефтегазового потенциала (параметры S1, S2, TOC, Tmax и др.). Результаты этих исследований используются при выборе представительного образца нефтегазоматеринской породы и проведения дальнейших исследований.

В большинстве случаев образец породы, полученный из керна скважины, является катагенетически преобразованным. Использование катагенетически преобразованного образца для обоснования кинетического спектра в рамках моделирования УВ систем приведет к некорректной оценке компонентного состава и объема генерированных УВ нефтегазоматеринской толщей. Поэтому для обоснования кинетических спектров без технологии GeoArrhenius может использоваться лишь ограниченный набор образцов пород, характеризующихся градациями протокатагенеза. Зачастую найти такой образец в исследуемом нефтегазоносном бассейне не представляется возможным. Технология GeoArrhenius позволяет использовать в кинетических исследованиях образцы, преобразованные до градации МК3 мезокатагенеза.

Важным этапом изучения нефтегазо-

материнских свойств образца породы является оптимизация и расчёт однокомпонентных (некомпозиционных) кинетических спектров. Для этого могут быть использованы стандартные программные комплексы OptKin (Beicip-Franlab) или GEOWORKS (VINCI Technologies).

Второй блок включает лабораторно-аналитические работы по обоснованию многокомпонентных (композиционных) кинетических спектров. Хроматографические исследования проводятся на хроматографе «Кристалл 5000.2/П4». Для решения задачи по уверенной дифференциации УВ компонентов в широком диапазоне соединений от C_1 до C_{40+} (в том числе газообразных УВ – C_{1-5}) в течение одного хроматографического цикла была проведена модернизация оборудования и оптимизирована методика исследования [4].

Отличительной способностью «Кристалл 5000.2/П4» является дифференциация газообразных УВ в диапазоне C_{1-5}. Это особенно актуально для образцов, характеризующихся преимущественно газогенерационным потенциалом (Рис. 4).

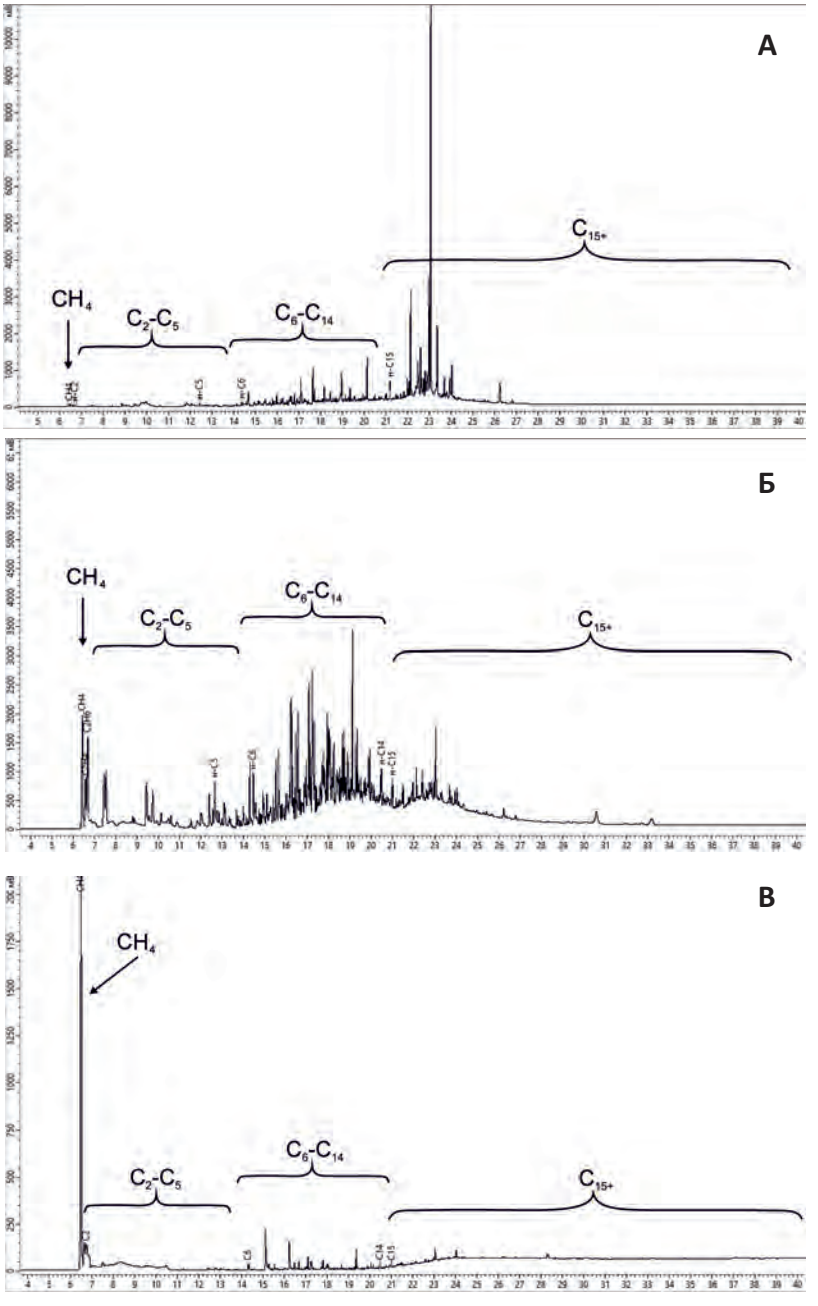


Рис. 4. Хроматограммы продуктов пиролиза образца Е-3563 из доманиковых отложений Тимано-Печорской НГП, снятые при температурах нагрева:
а) 340°С;
б) 460°С;
в) 640°С.

В случае, если полученный спектр не отражает начальные генерационные характеристики керогена, то к нему применяется процедура SpectrNeural (составная часть GeoArrhenius), основанная на нейросетевом моделировании. При обучении нейронных сетей могут быть использованы как базовые кинетические спектры из библиотек программных комплексов PetroMod или TemisFlow, так и авторские разработки. В настоящее время специалистами АО «НВНИИГГ» обоснованы более 100 авторских композиционных кинетических спектров по многочисленным нефтегазоносным бассейнам Российской Федерации и зарубежных стран, которые также используются при обучении нейронных сетей.

Результаты

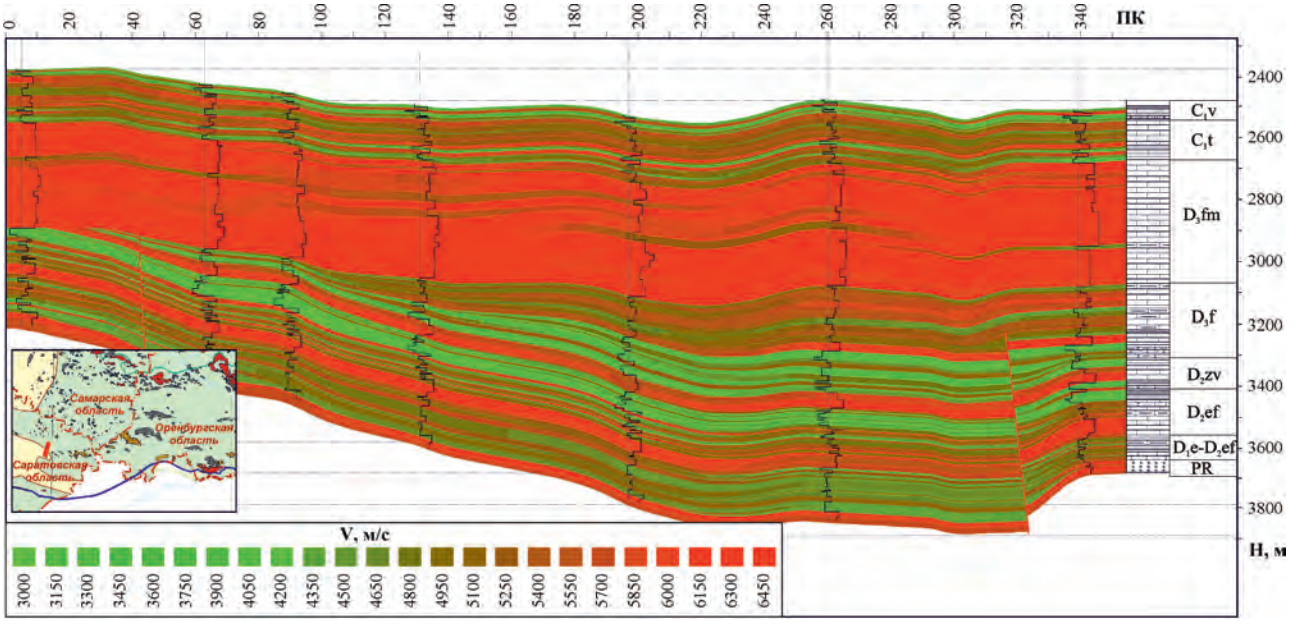
Неантиклинальные ловушки Пугачевского свода и сопредельной территории.

Отличительной особенностью Пугачевского свода является ярко выраженное предпозднефранское стратиграфическое несогласие. На поверхность несогласия в сводовых частях Клинцовской и Балаковской вершин выходят породы архея-раннего протерозоя, а в периферийных частях свода под позднефранскими и фаменскими отложениями залегают раннефранские отложения, что служит благоприятным фактором развития здесь неантиклинальных ловушек различного генезиса: литологически и тектонически экранированных, облекания останцов фундамента. Применение технологии ВЛП позволило уверенно картировать неантиклинальные ловушки на уровне нижне-верхнедевонского НГК с прогнозом петрофизических характеристик целевой части разреза (Рис. 5).

На основе углубленной интерпретации сейсморазведочных данных здесь выделен ряд объектов рифогенного генезиса на уровне отложений среднего девона (пласт IV ардатовского горизонта). Залежи нефти в аналогичных по генезису объектах были открыты на Любимовской и Тамбовской площадях Степновского сложного вала.

Результаты моделирования УВ систем 2D и 3D свидетельствуют о благоприят-

Рис. 5. Прогнозный литолого-скоростной разрез по линии МОГТ-3D (технология ВЛП), секущий Клинцовскую вершину Пугачевского свода.



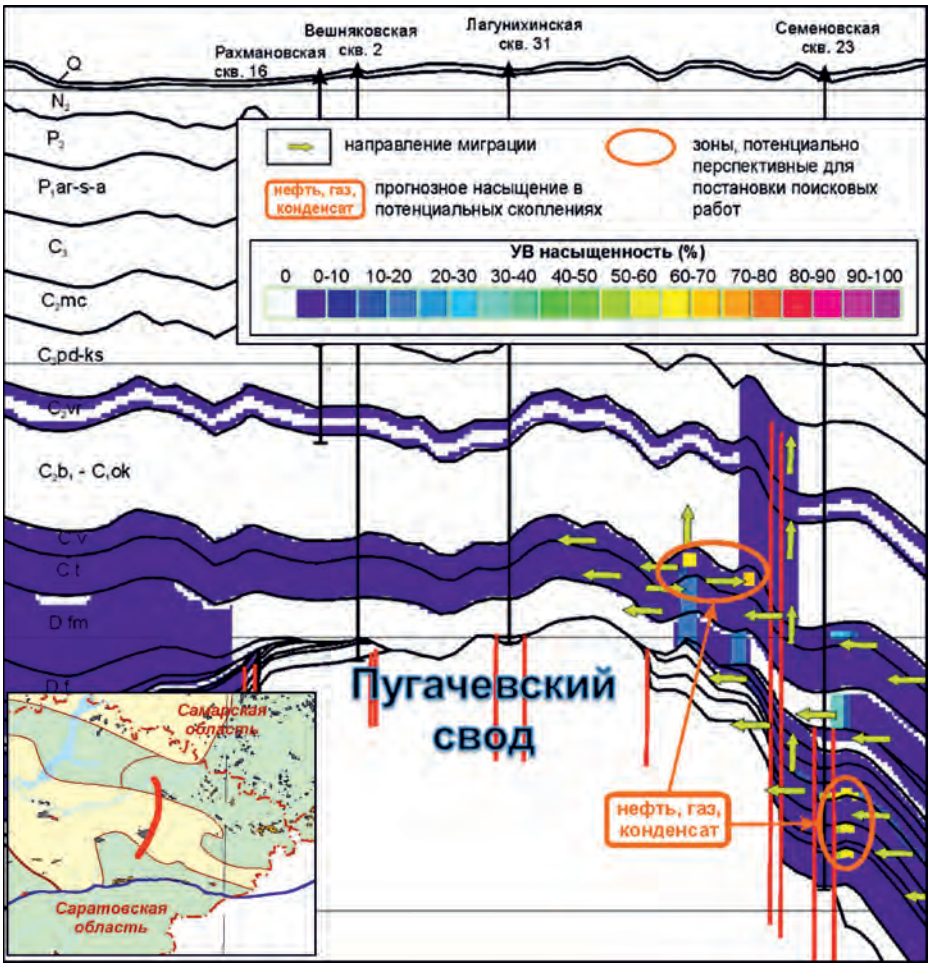


Рис. 6. 2D модель миграции и формирования УВ скоплений на склонах Пугачевского свода за счет миграции из прибортовой части Прикаспийской НГП.

ных условиях формирования здесь залежей нефти и газа в отложениях эмсско-нижнефранского комплекса, что обосновывается наличием нефтегазоматеринских толщ на уровне среднего и позднего девона, развитием коллекторских толщ и путей миграции по многочисленным разрывным нарушениям. Основные очаги генерации, оказавшие ключевое влияние на современную нефтегазоносность, расположены в пределах южных склонов свода и Прибортовой моноклинали (Рис. 6). В связи с различными термобарическими условиями на этой территории состав генерированных УВ включает в себя как жидкие, так и газообразные УВ. В результате на этой территории на уровне эмсско-нижнефранского комплекса возможно формирование залежей со сложным фазовым составом от нефтяных, нефтегазоконденсатных до газоконденсатных. При этом прогнозируются легкие нефти и газы с высоким содержанием конденсата.

Выполненные ранее на изучаемой территории ГРР в основном ориентировались на поиск традиционных антиклинальных ловушек или антиклинальных ловушек с элементами тектонического экранирования. Остальные типы ловушек здесь не опоискованы. Поиск залежей УВ в неантиклинальных ловушках на уровне среднего и верхнего девона может рассматриваться основным направлением работ на изучаемой территории на ближайшую и среднесрочную перспективу.

Передовые складки Уральской складчатой системы.

До настоящего времени передовые складки Урала остаются недостаточно изученными геолого-геофизическими методами. Поисковые работы традици-

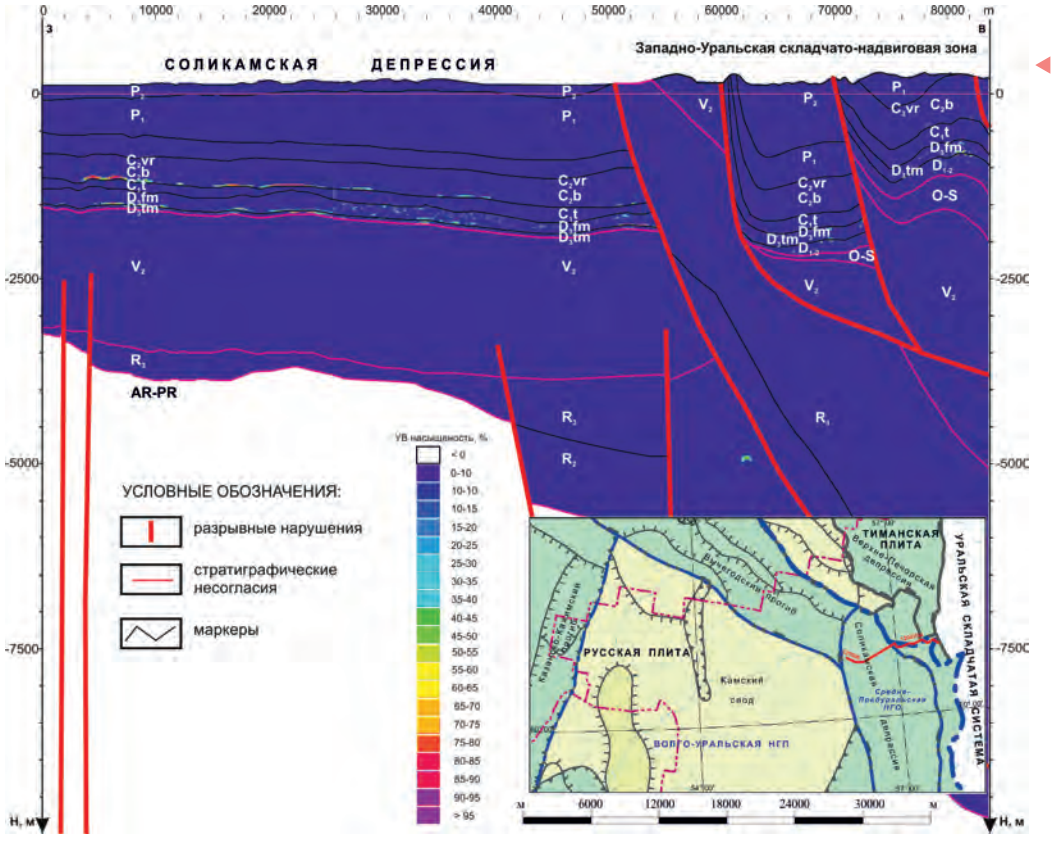


Рис. 7. Прогноз УВ насыщенности по композитному профилю на основе реализации бассейнового моделирования 2D.

онно концентрировались в пределах платформенной части Волго-Уральской провинции, что привело к открытию здесь большого количества, в том числе, крупных и гигантских месторождений УВ.

В связи с истощением ресурсного потенциала традиционных регионов нефтедобычи все более возрастает интерес к ранее пропущенным и недоизученным территориям и направлениям работ, среди которых высокоперспективными являются зоны развития надвиговых дислокаций (передовых складок) по периферии Восточно-Европейской платформы [11]. Изучение этой сложно построенной территории стало возможным в связи с развитием в последние годы высокоразрешающих геофизических методов, а также мощного аппарата геологического анализа на основе бассейнового моделирования 2D. Развитие технологий геологического моделирования позволяет по-новому подойти к изучению формирования потенциальных ловушек УВ различного типа (Рис. 7).

Зона передовых складок Урала протягивается с севера на юг на расстояние более 2000 км при ширине в первые десятки километров. Эта территория характеризуется всеми необходимыми для обоснования промышленной нефтеносности критериями: наличием ловушек, коллекторов и флюидоупоров, богатых органическим веществом нефтегазоматеринских толщ, промышленных нефтегазопроявлений и т.д. Кроме того, формирование Уральской складчатой системы в северной части региона могло оказать положительное влияние на реализацию нефтегазоматеринского потенциала верхнепалеозойскими толщами.

Неразведанные ресурсы нефти и газа, связанные с надвиговыми дислокациями Урала, могут в ближайшем будущем послужить базой для увеличения нефтегазового потенциала Волго-Уральской НГП [11].

На основе выполненных в 2019-2020 гг. сейсморазведочных работ МОГТ-2D с

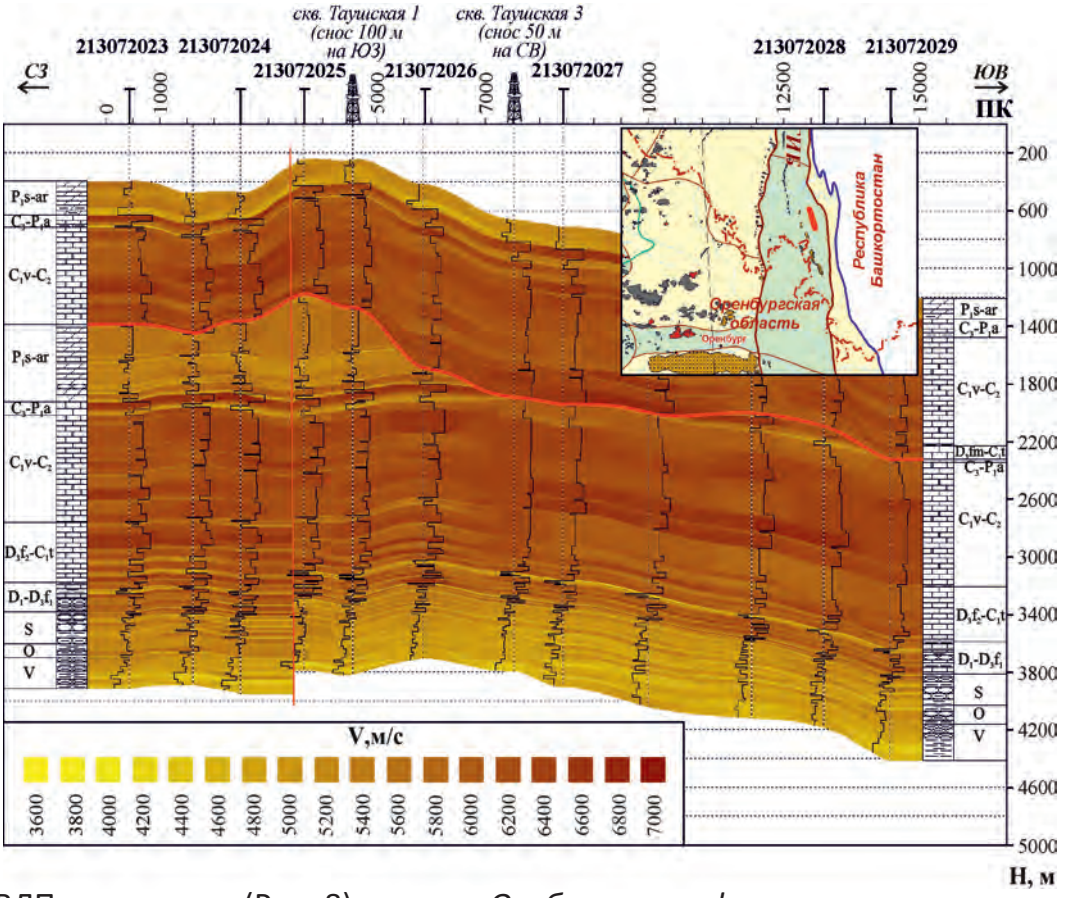


Рис. 8. Прогнозный литолого-скоростной разрез по профилю МОГТ-2D (технология ВЛП) через восточную часть Уральской складчатой системы.

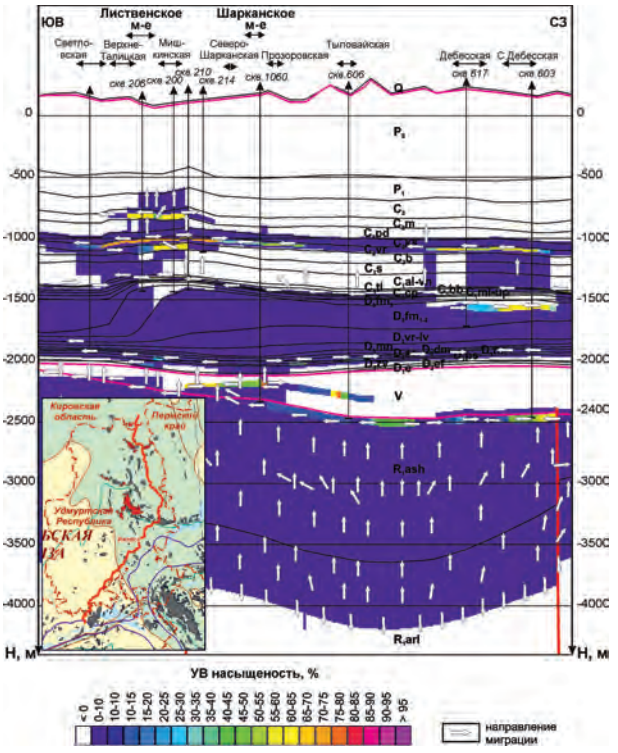
применением ВЛП технологии (Рис. 8) в южной части Республики Башкортостан (передовые складки Урала) было закартировано 29 локальных объектов. На основе моделирования УВ систем прогнозируется преимущественно нефтяной флюидальный состав залежей. Суммарные локализованные ресурсы выявленных объектов по категории $D_л$ составляют: нефти – 99,6 млн. т геологических и 34,1 млн. т извлекаемых, растворенного газа – 0,12 млрд. м^3 геологических и 0,04 млрд. м^3 извлекаемых. Наиболее крупный по ресурсам выявленный объект оценивается в 8,5 млн т.у.т извлекаемых ресурсов категории $D_л$.

Отдельного изучения заслуживают потенциально перспективные в нефтегазовом отношении молассоидные толщи восточного борта Предуральского прогиба и сопредельных территорий складчатого Урала, с которыми могут связаны крупные газовые и газоконденсатные залежи [7].

Особенности формирования месторождений УВ в северной части Волго-Уральской НГП.

Одним из важных вопросов оценки перспектив нефтегазоносности девонско-каменноугольных отложений платформенной части Пермского края и Удмуртской Республики является обоснование очагов и объемов генерированных УВ. Прямое моделирование процессов формирования УВ скоплений традиционно приводило к дефициту УВ, генерированных девонскими отложениями, и не достаточным объемам генерации для формирования месторождений УВ [1, 9].

Согласно моделированию УВ систем 2D и 3D на основе технологии Geo-Arrhenius (Рис. 9) на платформенной территории северной части Волго-Уральской НГП выделяются две генерационно-аккумуляционные системы. Первая, нижняя, территориально коррелирует с областью распространения протерозойских отложений. По разрезу



▲ *Рис. 9. Фрагмент модели миграции, аккумуляции и формирования потенциальных зон нефтенакопления по региональному профилю МОГТ-2D.*

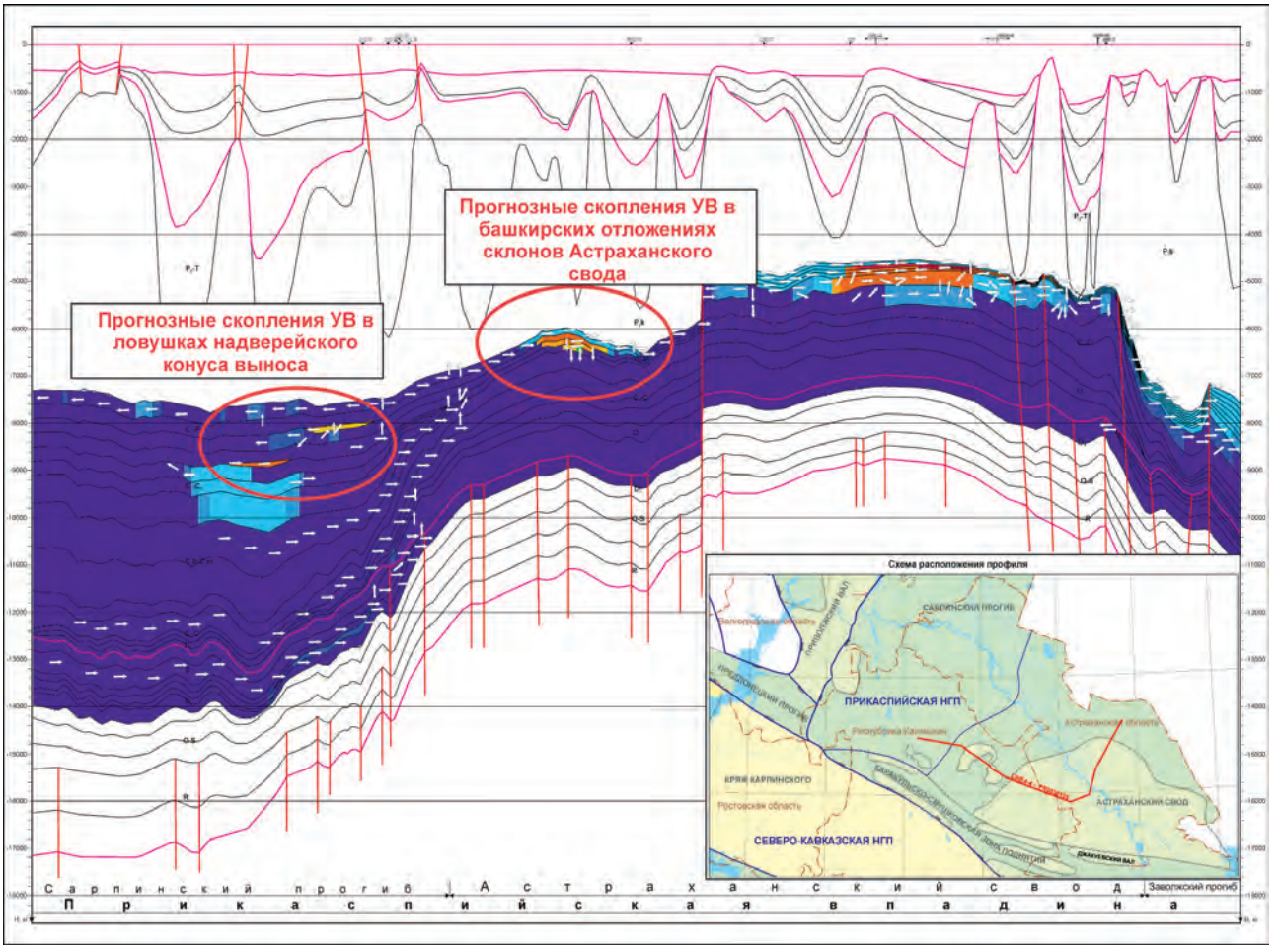
включает в себя отложения от нижнего рифея до среднего девона. В силу особенностей генезиса органического вещества отложений среднего девона современной катагенетической зрелости органического вещества недостаточно для запуска активных процессов генерации УВ и формирования промышленно значимых скоплений УВ. В качестве основных источников УВ в нижней генерационно-аккумуляционной системе выступают нижнерифейские терригенно-карбонатные отложения. В силу реализации нефтематеринского потенциала этими толщами в преддевонское время большая часть сформировавшихся УВ потеряна. Благодаря преддевонским эрозионным процессам первичные УВ системы попали в зону гипергенеза, что привело к потере (рассеиванию) газообразных компонентов и биодеградации нефтей. Низкая миграционная способность вендских окисленных нефтей обусловила их сохранность до настоящего времени в протерозойских отложениях (Тыловайское и Шарканское месторождения), а в некоторых случаях миграцию в среднедевонские отложения (Чубойское месторождение).

Верхняя генерационно-аккумуляционная система включает в себя отложения от нижнего франа до нижней перми включительно. Основные нефтегазоматеринские толщи приурочены к среднефранским и вехнефранским отложениям. Восстановление кинетических спектров на основе технологии GeoArrhenius и их сопоставление с кинетическими спектрами катагенетически не преобразованного органического вещества южной части Тимано-Печорской НГП свидетельствует об активной генерации УВ на стадиях позднего протокатагенеза и раннего мезокатагенеза. Высокое содержание рассеянного органического вещества, достигающее в породах 10-15%, привело к генерации в промышленных масштабах достаточных для формирования крупных по запасам месторождений УВ.

Таким образом, современный промышленный нефтегазоматеринский потенциал каменноугольных и пермских отложений сформирован благодаря вертикальной миграции УВ преимущественно из отложений верхнего девона и последующей дифференциацией по миграционным свойствам и фазовому составу.

Российская часть Прикаспийской НГП.

Высокими перспективами выявления значительных по запасам залежей УВ является территория Астраханского свода и его склонов [3]. Результаты сейсморазведочных работ свидетельствуют о развитии по кровле башкирских карбонатов крупных зон поднятий

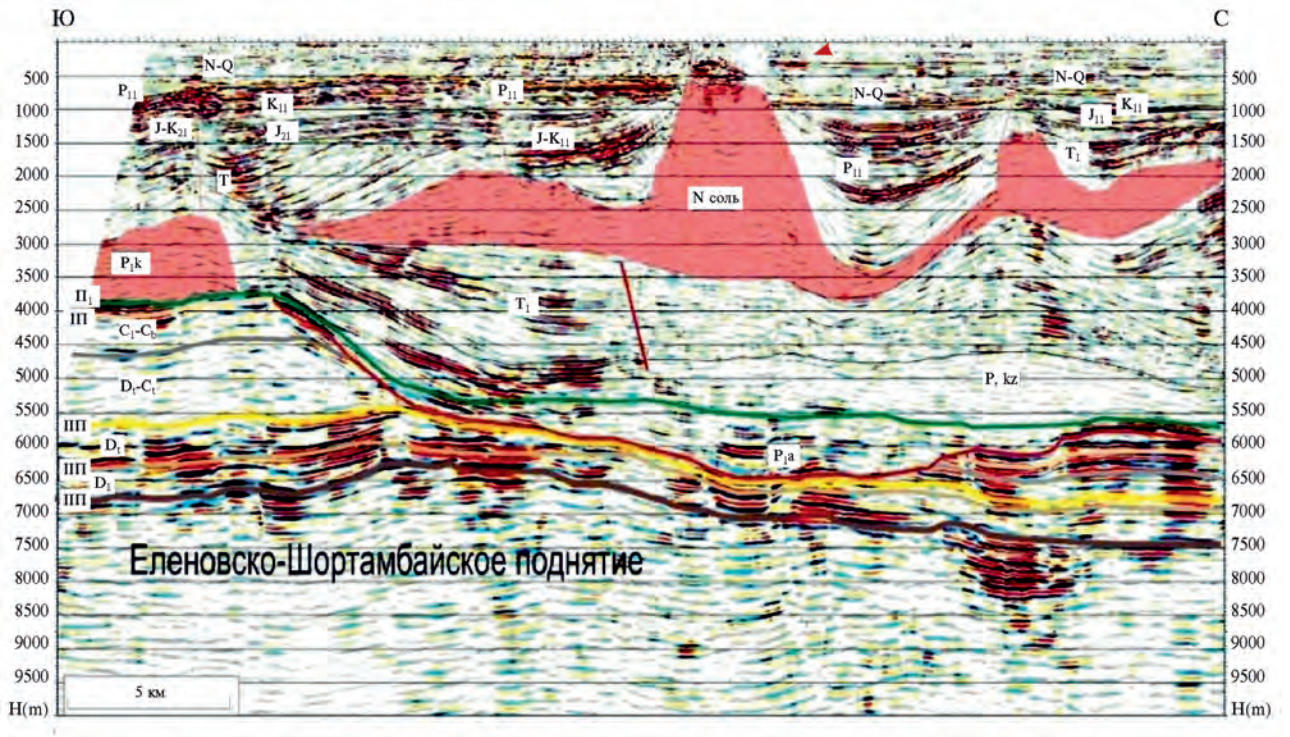


▲ *Рис. 10. Модель миграции и аккумуляции УВ по фрагменту композитного профиля в юго-западной части Прикаспийской НГП.*

по периферии Астраханского свода: Юстинское, Буратинское и т.д. Эта территория является перспективной на выявление газовых и газоконденсатных залежей (Рис. 10). Формирование крупных скоплений УВ здесь подтверждается выявленными крупными и гигантскими месторождениями УВ: Западно- и Центрально-Астраханским, Левобережной и Правобережной частями Астраханского газоконденсатного месторождения. Главными проблемами при освоении вновь открываемых залежей, возможно, будет достаточно высокая концентрация кислых компонентов (сероводорода и углекислого газа). Однако в северном направлении прогнозируется уменьшение их концентраций и, соответственно, улучшение качества УВ сырья.

Сейсморазведочными работами последних лет на территории российской части Прикаспийской НГП были выявлены многочисленные и достаточно крупные объекты по кровле башкирского яруса (отражающий горизонт $П_2$) и подошве соленосной толщи (отражающий горизонт $П_1$). Первые, как правило, осложняют зоны поднятий, имеющих тектоническую природу: Озинскую, Алтатинско-Никольскую и Ерусланско-Упрямовскую.

На протяжении примерно 20 лет с даты открытия в Уральской области Казахстана месторождения Карачаганак геологоразведочные работы на подсолевые отложения в северной и северо-западной части Прикаспийской НГП были ориентированы на выявление и подготовку крупных высокоамплитудных рифогенных массивов по кровле башкир-



▲ *Рис. 11. Глубинный динамический разрез по сейсмическому профилю через Еленовско-Шортамбайский вал (Ю.А. Волож и др., 2019 г.).*

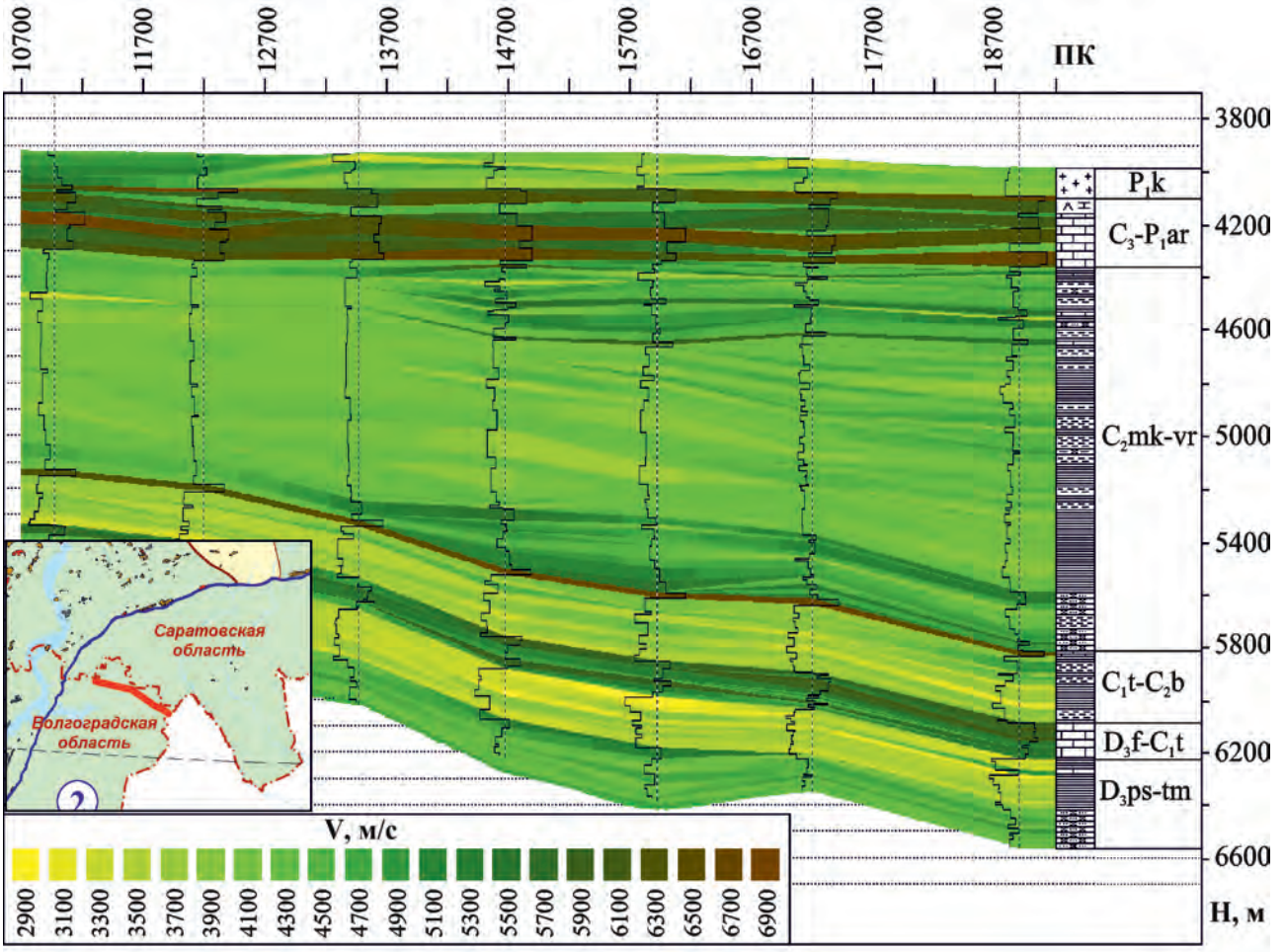
ских карбонатов. Эта парадигма привела к неудачам поисково-оценочных работ (скважины Черная Падина №1, Каинсайские №№1 и 2, Буранная №1 и др.).

Дальнейшие зонально-региональные и поисковые работы показали, что объекты Карачаганакского типа если и получили развитие в российской части провинции, то достаточно редки, и их выявление является уникальным событием. Вероятно, основными поисковыми объектами на рассматриваемой территории являются крупные поднятия преимущественно тектонической природы, резервуаром в которых являются карбонатные визейско-башкирские отложения, а флюидоупором глинисто-аргиллитовые разности мелекесско-верейской толщи или сульфатно-соленосные отложения нижней перми [8].

В надверейских отложениях российской части Прикаспийской НГП прогнозируется развитие массивных резервуаров, приуроченных к крупным объектам седиментационной природы – подводным конусам выноса центральной части Прикаспийской депрессии (Рис. 11). Наличие таких объектов предполагается в раструбе Рязано-Саратовского прогиба (северо-западная часть НГП), а также по периферии Астраханского свода в Заволжском и Сарпинском прогибах [2]. В современном структурном плане конусам выноса могут соответствовать перекрытые соленосной толщей крупные валообразные поднятия протяженностью до десятков километров и амплитудой до 1000 м.

Не исключена возможность формирования песчаных резервуаров на уровне мелекесско-верейских отложений (Рис. 12). С этой толщей может быть связано выявление крупных и гигантских газовых залежей [8]. При этом в составе газа прогнозируется отсутствие кислых компонентов.

Активное изучение геолого-геофизическими методами надсолевых отложений продолжалось до первой половины семидесятых годов. В шестидесятых был



▲ *Рис. 12. Прогнозный литолого-скоростной разрез по профилю МОГТ-2D (прикаспийский сектор Волгоградской области), построенный по результатам сейсмической инверсии.*

достигнут пик интенсивности прироста запасов нефти и газа по надсолевым отложениям в Прикаспийской НГП. Причиной послужило открытие трех средних по запасам месторождений Кенкияк, Прорва и Мартыши (Республика Казахстан). В дальнейшем эффективность работ начала падать.

Снижение эффективности поисково-разведочных работ и преобладание в надсолевых отложениях мелких по запасам месторождений стали причинами постепенного наращивания с конца 60-х годов объемов ГРР на подсолевые отложения. Открытие в подсолевых отложениях ближайшего обрамления Прикаспийской НГП Оренбургского месторождения послужило толчком к активизации работ по подсолевому направлению. В 70-80-х это привело к открытию гигантских месторождений Астраханского, Тенгизского, Карачаганакского, крупных Жанажольского, Королевского, Имашевского. В результате с 80-х годов работы по изучению надсолевых отложений стали проводиться в ограниченных объемах или попутно с изучением подсолевых.

Вместе с тем, надсолевые отложения остаются перспективным направлением работ в регионе. Об этом свидетельствует открытие и разработка новых месторождений УВ (Узеньского, Юртовского), наличие значительных по запасам месторождений нефти (Верблюжье).

Поисково-оценочные работы на надсолевые отложения должны быть основаны на парадигме, принципиально отличающейся от платформенных частей Волго-Уральской или подсолевых отло-

жений Прикаспийской НГП. Каждый из нефтегазоносных районов, а зачастую и отдельные мульды, характеризуются своими особенностями формирования УВ скоплений. При прогнозе перспектив нефтегазоносности и планировании ГРР необходимо учитывать генезис УВ в надсолевых ловушках в пределах изучаемой территории.

Существуют две позиции на генезис УВ в надсолевой толще: формирование за счет собственного генерационного УВ потенциала и миграция УВ из подсолевой толщи. Каждый из районов Прикаспийской НГП характеризуется своими условиями формирования надсолевой толщи, процессами генерации, миграции, аккумуляции и переформирования УВ скоплений. Не учет этого при планировании ГРР приводит к досадным неудачам, что собственно чаще всего и происходит на протяжении последних 20 лет в российской части Прикаспийской НГП.

Выводы

1. На территории юго-востока Русской плиты существует несколько крупных зон нефтегазонакопления с перспективами обнаружения новых залежей УВ в ловушках различного генезиса, включая неантиклинальные. Положительные результаты поисково-оценочных работ здесь во многом определяются применением эффективных методик и технологий обработки и интерпретации геолого-геофизических данных. Среди таких технологий хорошо себя зарекомендовали ВЛП (вероятностный литологический прогноз) и GeoArrhenius.

2. Технология ВЛП обеспечила возможность прогнозирования зон развития коллекторов в нефтегазоносных комплексах девона, карбона и перми, а также дифференцированно подойти к перспективам локальных объектов.

3. Технология GeoArrhenius позволила на новом техническом уровне подойти к подготовке моделей формирования скоплений нефти и газа, уточнить ресурсный потенциал территорий исследования и оценить риски проведения ГРР.

Литература

1. Винниковский С.А. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области / С.А.Винниковский, Л.В.Шаронов // Пермская область и Удмуртская АССР. Том 2. –М.: Недра, 1977. – 272 с.

2. Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., и др. Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность. Под. Редакцией Ю.А. Воложа и В.С. Парасыны. М.: Научный мир, 2013 г., 261 с.

3. Волож Ю.А., Гогоненков Г.Н., Делия С.В. и др. Углеводородный потенциал глубоких горизонтов Астраханской зоны нефтегазонакопления: проблемы и решения. // Геотектоника. - 2019. - №3., с.3-21.

4. Гвоздков С.Н., Гонтарев В.В., Глухова Е.В., Милочкин Д.А., Чрепанов Р.А., Хабибулин Н.Э. Исследования керна нефтематеринских пород методом пиролитической газовой хроматографии. – Недра Поволжья и Прикаспия. – вып. 103. – май 2021. – С.52-54.

5. Меркулов О.И., Московский И.Г., Глухова Е.В., Гвоздков С.Н. Способ определения композиционного кинетического спектра реакций преобразования органического вещества пород. Патент РФ, № 2836163, бюл. № 8. – 2025.

6. Меркулов О.И., Московский И.Г., Глухова Е.В. Способ восстановления композиционных кинетических спектров реакций преобразования органического вещества пород на начало катагенеза с помощью искусственных нейронных

сетей. Патент РФ, № 2849899, бюл. № 31. – 2025.

7. Меркулов О.И., Сизинцев С.В., Зинченко И.А., Богачкин А.Б. Перспективные направления геологоразведочных работ на УВС на территории Волго-Уральской, Прикаспийской и Причерноморско-Северо-Кавказской НГП в рамках реализации стратегии развития МСБ РФ до 2035 г. // Недропользование XXI век. – 2019. – №3. – С.144-159.

8. Никитин Ю.И., Яцкевич С.В. Среднекаменноугольные глубоководные конуса выноса – перспективное направление геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах северо-западной части Прикаспийской впадины. Недра Поволжья и Прикаспия, 2013 г., вып. 76, с. 3-7.

9. Проворов В.М., Неганов В.М., Шибанова А.М. Строение и нефтегазоносность верхнедевонско-турнейского палеошельфа на севере Пермского края // Материалы IV геологической конференции КамНИИКИГС. Сборник. –Пермь, КамНИИКИГС, 2008. – С. 10-17.

10. Скорнякова Е.Г., Титаренко И.А. Технология ВЛП – возможности и ограничения. // Геология нефти и газа. - №1 – 2011. – С.94-100.

11. Соборнов К.О. Возможности наращивания ресурсной базы газодобычи в складчатых поясах России // Вести газовой науки. – М., 2014. – №3, с. 56-61.

Уточнение граничного значения T2CutOff для повышения достоверности выделения коллекторов по данным ядерно-магнитного резонанса на примере Среднеботуобинского месторождения

- Воронов К.А., К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань, Научно-техническое управление ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма
- Воронова Л.А., Абдуллин Р.Н., Научно-техническое управление ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма.

Аннотация: *Исследование посвящено анализу влияния граничной отсечки T2CutOff на точность оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных коллекторов по результатам обработки данных ядерно-магнитного каротажа. На примере осинского горизонта Среднеботуобинского месторождения выполнено сравнение стандартной методики с фиксированным значением T2CutOff (100 мс) и нового подхода с переменным значением, рассчитываемым как функция от общей пористости.*

Проведенный анализ показал, что классический метод приводит к завышению коэффициента остаточной водонасыщенности (Ков) относительно эталонных данных, рассчитанных на основе керна. В то же время, использование параметра T2CutOff обеспечивает лучшую сходимость расчетных и керновых значений, что подтверждается повышением коэффициента детерминации с 0,3 до 0,67. Кроме того, расчетная подвижность флюида, полученная по новой методике, демонстрирует более точное соответствие прямым гидродинамическим замерам.

Результаты работы свидетельствуют о высокой эффективности предлагаемого алгоритма для повышения достоверности интерпретации ЯМК-данных и рекомендованы к применению на Среднеботуобинском месторождении.

Ключевые слова: *ядерно-магнитный каротаж, отсечка T2CutOff, осинский горизонт, фильтрационно-емкостные свойства, карбонатные отложения.*

Введение

Метод ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) является уникальным в комплексе ГИС, позволяющим оценивать эффективную, общую и связанную пористости и получать дифференцированную информацию о распределении пор по размерам [1,2]. Одним из важных параметров при интерпретации данных ЯМК является граничное значение времени спин-спиновой релаксации T2CutOff, которое разделяет объем связанного (BFV) и свободного (FFV) флюидов [3]. От выбора граничного значения напрямую зависит оценка эффективной пористости и, как следствие, последующее выделение коллекторов [4].

В отраслевой практике широко применяются константные значения T2CutOff: 33 мс для терригенных и 100 мс для карбонатных пород. Однако многочисленные исследования показывают, что эти значения могут варьироваться в зависимости от литологии, типа глинистого материала и удельной поверхности пород конкретного месторождения [3,5]. "Золотым стандартом" определения T2CutOff являются лабораторные исследования керна на центрифуге, однако такие данные доступны не всегда [6,7].

Таким образом, актуальность работы обусловлена потребностью в повышении достоверности определения петрофизических характеристик пород-коллекторов по комплексу данных геофизических исследований скважин, а также поиска новых методов и подходов к изучению фильтрационно-емкостных

свойств продуктивных пластов.

Цель данной работы — применение алгоритма расчета переменного значения T2CutOff для учета изменчивости фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по разрезу и определения оптимальных диапазонов T2CutOff осинского горизонта.

Задачи исследования:

– провести обработку с принятой отраслевой отсечкой T2CutOff;

– провести обработку с переменной T2CutOff;

– сравнить коэффициент остаточной водонасыщенности при различных обработках с коэффициентом остаточной водонасыщенности керна;

– рассчитать и сравнить подвижности по ЯМК и ГДК.

Стандартная обработка ЯМК

В основу исследования легли данные ЯМК по скважинам 1, 2, 3 Среднеботуобинского месторождения. В обработку были включены спектры времен релаксации T2 [8]. В качестве эталонных данных использован коэффициент остаточной водонасыщенности (Ков_керн), рассчитанный по зависимости Ков от Кп из подсчета запасов:

$$\text{Ков}_{\text{керн}} = \frac{0{,}01545}{(MRP)^{1{,}058}}, \quad (1)$$

где MRP – коэффициент общей пористости по ЯМК.

Коэффициент остаточной водонасыщенности (Ков) по ЯМК рассчитывался по формуле:

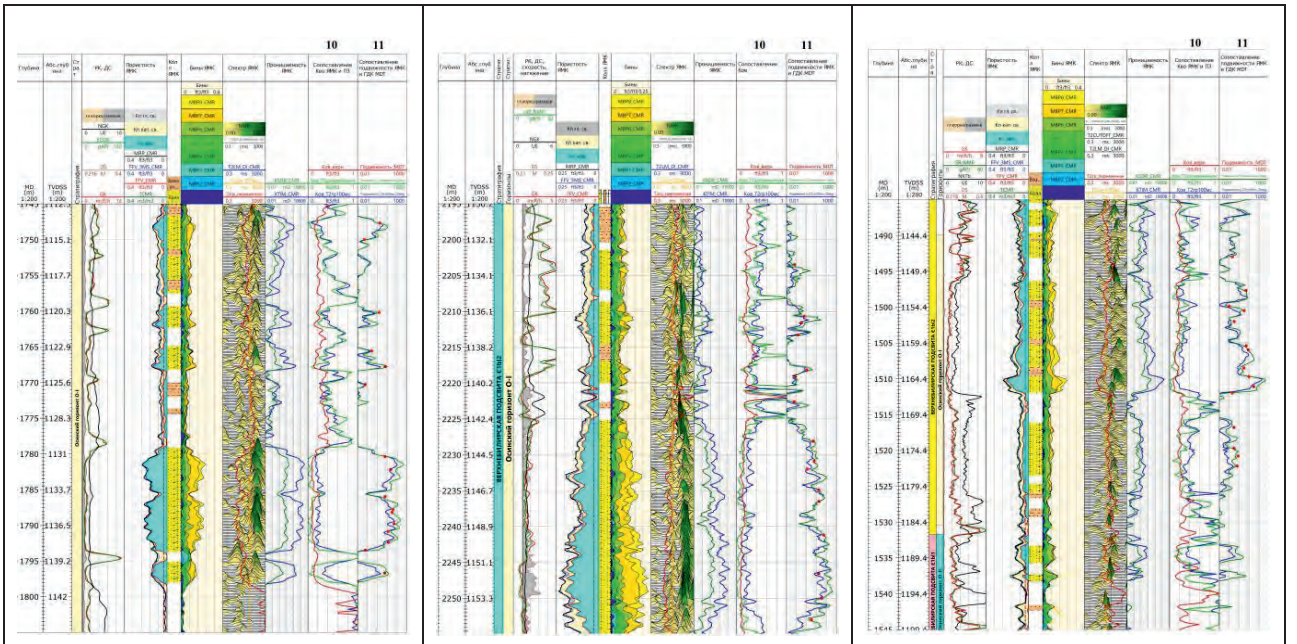
$$\text{Ков} = \frac{BFV}{MRP}, \quad (2)$$

где BFV – коэффициент связанной воды.

На первом этапе обработка данных проводилась с применением принятого отраслевого значения отсечки T2CutOff, являющегося отраслевым стандартом:

▼ *Рис. 1. Планшеты результатов обработки ЯМК по трем скважинам*

Трек 10: красная кривая – эталонный Ков по керну, синяя кривая – Ков, рассчитанный с T2CutOff = 100 мс, зеленая кривая – Ков, рассчитанный с переменной T2CutOff; Трек 11: красные точки – прямые замеры подвижности по MDT, синяя кривая – подвижность, рассчитанная с T2CutOff = 100 мс, зеленая кривая – подвижность, рассчитанная с переменной T2CutOff.



А – скважина 1	Б – скважина 2	В – скважина 3

100 мс для карбонатных отложений (осинский горизонт) и 33 мс для терригенных отложений. Данная отсечка применяется для разделения связанной воды (BFV) и свободного флюида (FFV).

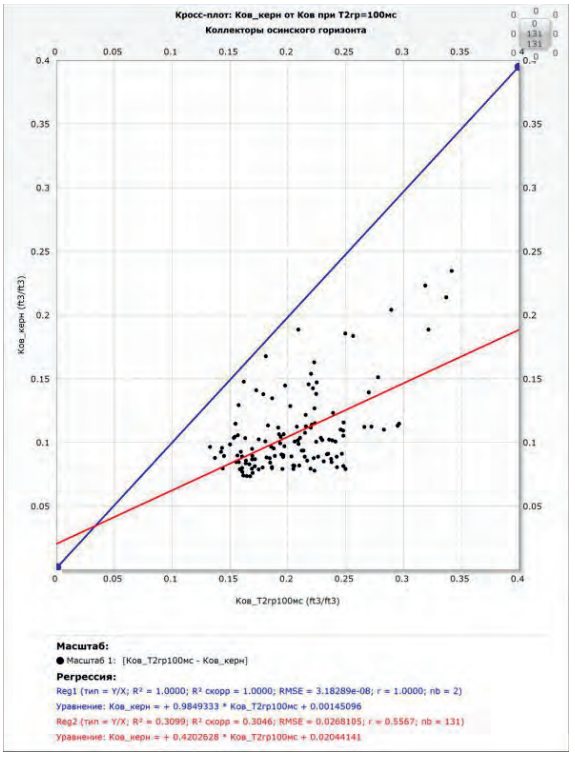
В результате стандартной обработки данных ЯМР для скважин 1, 2, 3 (рис. 1А, 1Б, 1В) были рассчитаны следующие петрофизические параметры: общая пористость (MRP_CMR), пористость связанной воды (BFV_CMR), эффективная пористость (FFV_CMR), проницаемость по моделям Коатса-Тимура (KTIM_CMR) и SDR (KSDR_CMR) [5,8], биновая пористость (MBP1-MBP8) — распределение пор по размерам, коэффициент остаточной водонасыщенности (SWI_CMR), вязкость (Visc), подвижность (Fluid_Mobility_CMR). На основании полученных данных были выделены коллекторы в интервале записи ЯМК для дальнейшего комбинированного анализа.

Методика расчета переменной отсечки Т2 и сравнительный анализ результатов

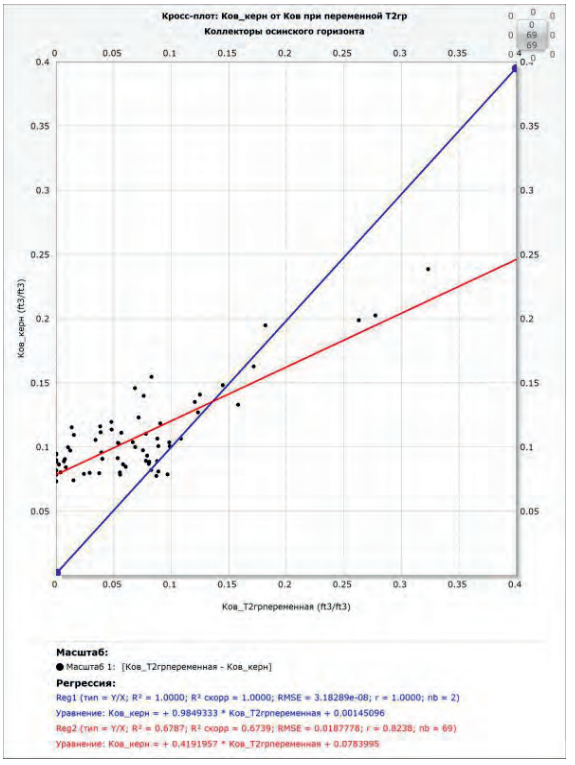
На следующем этапе была применена новая методика с использованием переменной отсечки T2CutOff. Переменное граничное значение Т2 рассчитывается как функция от общей пористости (MRP), что позволяет адаптировать граничное значение к изменению фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по разрезу. С использованием рассчитанной переменной отсечки была проведена повторная обработка данных, в ходе которой также были выделены коллекторы и посчитаны ФЕС (FFV, BFV, SWI, KTIM, KSDR и др).

Для оценки эффективности методик обработки ЯМК были построены кросс-плоты и проведено сравнение коэффициента остаточной водонасыщенности (Ков), рассчитанного тремя способами

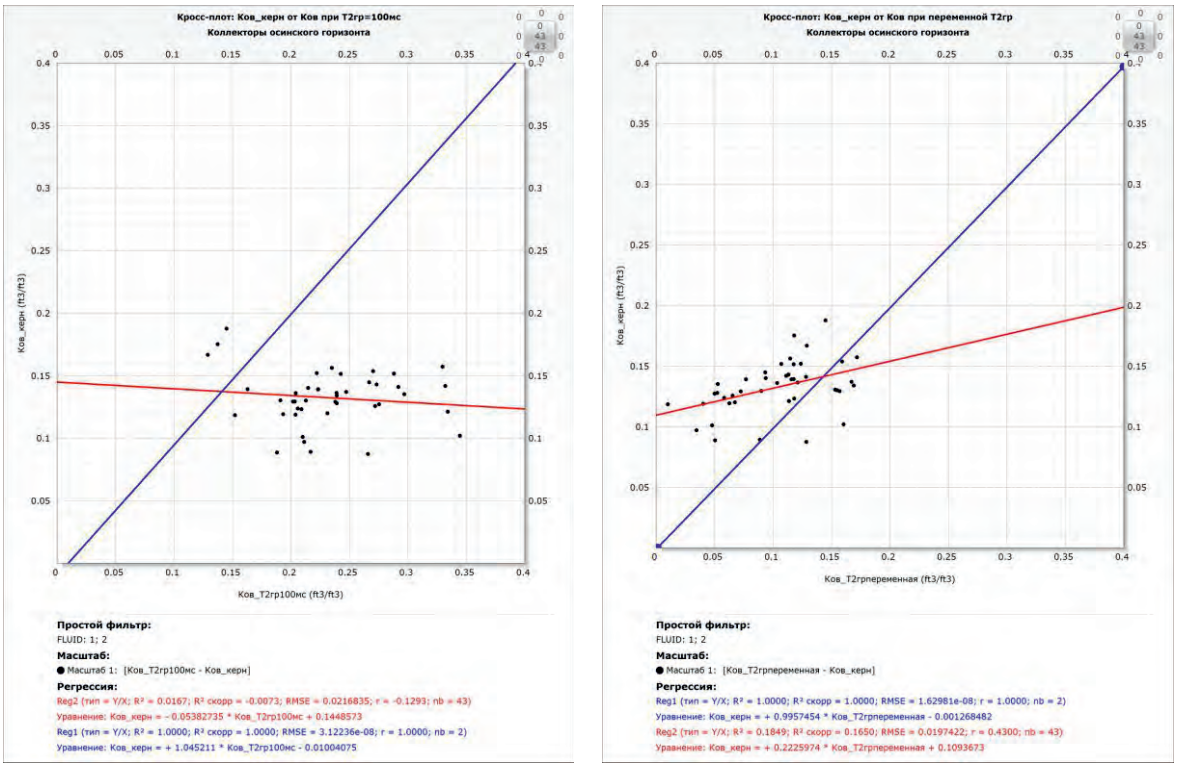
▼ *Рис. 2. Сопоставление Ков керна (эталон) и Ков ЯМК в скважине 1:*
Условные обозначения: Синяя линия – линия равных значений,
красная линия – эмпирическая линейная регрессия.



А – T2CutOff – 100 мс

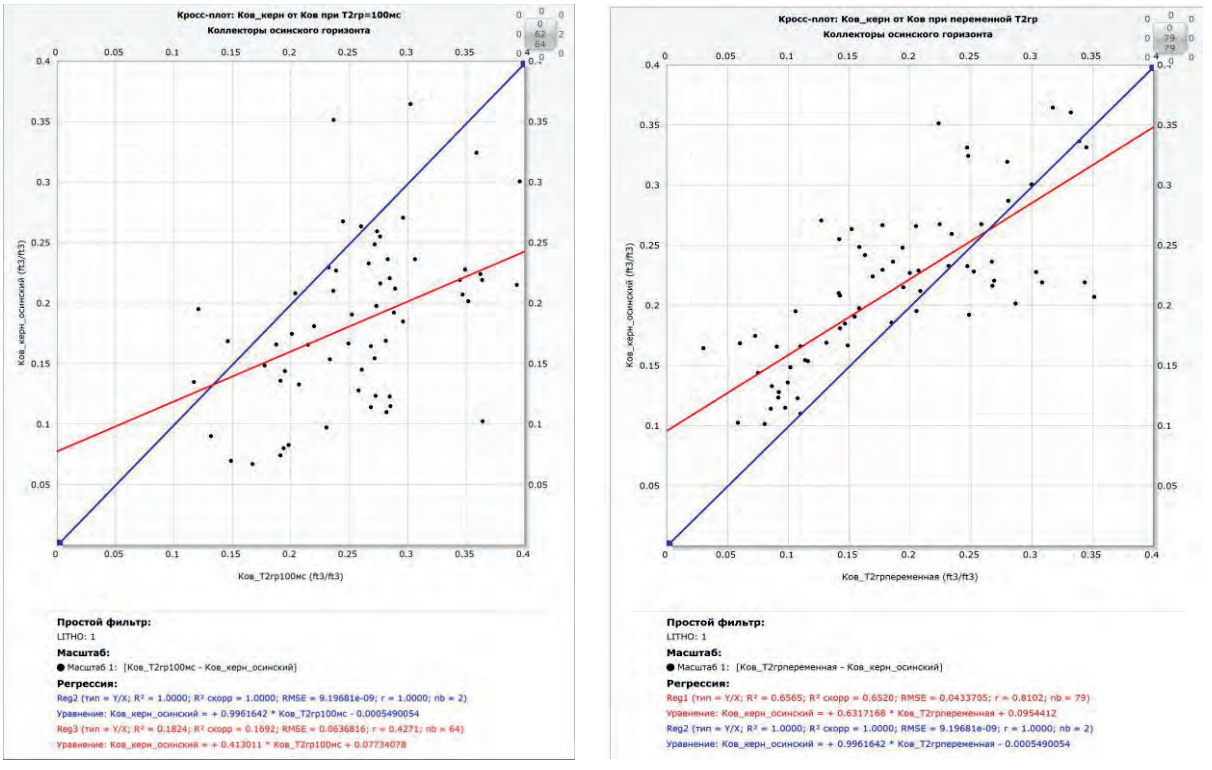


Б – T2CutOff – переменная



А – T2CutOff – 100 мс Б – T2CutOff – переменная

▲ *Рис. 3. Сопоставление Ков керна (эталон) и Ков ЯМК в скважине 2. Условные обозначения: Синяя линия – линия равных значений, красная линия – эмпирическая линейная регрессия.*



А – T2CutOff – 100 мс Б – T2CutOff – переменная

▲ *Рис. 3. Сопоставление Ков керна (эталон) и Ков ЯМК в скважине 2. Условные обозначения: Синяя линия – линия равных значений, красная линия – эмпирическая линейная регрессия.*

(рис. 2,3,4):

1. Ков_ T2CutOff = 100мс — по стандартной методике с фиксированной отсечкой;
2. Ков_ T2CutOff _переменная — по новой методике с переменной отсечкой;
3. Ков_керн — эталонное значение из подсчета запасов.

При сравнении регрессионных моделей стандартной и переменной отсечек наблюдается следующее:

При использовании фиксированной отсечки T2CutOff = 100 мс (рис. 2А, 3А, 4А) наблюдается устойчивое смещение облаков точек для всех трех скважин вправо от синей линии 45°. Это указывает на завышение рассчитанных значений Ков относительно эталонных керновых данных.

Данный вывод наглядно подтверждается на планшетах ЯМР (рис. 1А, 1Б, 1В, трек 10), где синяя кривая (Ков при T2CutOff =100 мс) в интервалах коллекторов устойчиво проходит выше эталонной красной кривой (Ков по керну), что визуально демонстрирует систематическое завышение.

Как следствие, ФЕС коллекторов могут занижаться: коэффициент эффективной пористости (FFV) рассчитывается некорректно, что приводит к пропуску коллекторов в интервалах, где FFV оказывается ниже граничного значения (Кпэффгр = 0.03).

При использовании предлагаемой методики с переменной отсечкой T2CutOff (рис. 2Б, 3Б, 4Б) облака точек демонстрируют существенно лучшую сходимость с эталоном, располагаясь ближе к линии 45°. Хотя наблюдается незначительная тенденция к занижению, в целом смещение является несистематическим, а результаты — более точными.

Визуальный анализ кривых коэффициента остаточной водонасыщенности на рис. 1 (трек 10) однозначно показывает, что зеленая кривая (Ков по переменной T2CutOff) в интервалах коллекторов лежит существенно ближе к эталонной красной кривой, повторяя ее форму и значения, что является прямым подтверждением более высокой точности предлагаемой методики.

Это свидетельствует о том, что ФЕС пластов, рассчитанные по новой методике, близки к реальным, а границы коллекторов выделяются корректно.

Оценка и сравнение подвижностей пластового флюида

В рассматриваемых скважинах, помимо стандартного комплекса ГИС, были проведены гидродинамические исследования (ГДК), что позволило сравнить прямые замеры подвижности с расчетными по ЯМК.

Для оценки соответствия расчетных данных прямым замерам была вычислена вязкость флюида μ по формуле Жана [9]:

$$\mu = \frac{9{,}56T}{T2}, \qquad (3)$$

где μ – вязкость, Сп;

T – температура, К;

T2 – время поперечной релаксации, мс.

Подвижность определялась как отношение проницаемости (KTIM) по модели Коатса-Тимура к вязкости μ:

$$\text{Подвижность}_{\text{ЯМК}} = \frac{\text{KTIM}}{\mu}$$

Визуальный анализ кривых подвижности (рис. 1А, 1Б,1В, трек 11) показывает, что в большинстве интервалов отбора красные точки (ГДК) лежат ближе к зеленой кривой, чем к синей. Это указывает

на то, что предлагаемая методика обеспечивает более точное и достоверное соответствие профиля подвижности прямым гидродинамическим измерениям.

Выводы

Применение алгоритма переменной T2CutOff, адаптированного к изменению пористости по разрезу, доказало свою корректность и эффективность для данного месторождения. Результаты показывают более точное соответствие как эталонным керновым данным по водонасыщенности, так и прямым гидродинамическим замерам по подвижности, что позволяет рекомендовать данную методику для дальнейшего использования.

Литература

1. Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия, 2002. 437 с.

2. Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. NMR logging. Principles and applications. Houston: Halliburton Energy Services, 1999. 253 p.

3. Зарипова Л.Ф., Самохвалов Н.И. Определение динамической пористости карбонатных коллекторов по данным ЯМР // Нефть и газ - 2022: Тезисы докладов 76-ой международной молодежной научной конференции, Москва, 25–29 апреля 2022 года / Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина. Т. 1. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. С. 24–25.

4. Аксельрод С.М. Ядерно-магнитные методы при изучении фильтрационных и емкостных свойств карбонатных коллекторов (по материалам американских публикаций) // Каротажник. 2003. № 110. С. 10–35.

5. Marschall D., Gardner J., Curby F.M. MR laboratory measurements: Requirements to assure successful measurements that will enhance MRI Log Interpretation // Society of Core Analysts Chapter-at-Large. 1997. P. 12–12.

6. Кузьмин В.А. Определение остаточной водонасыщенности пород лабораторными методами // Нефтяное хозяйство. 2015. № 2. С. 44–48.

7. Рудаковская С.Ю., Симоненко Е.П., Скороходова Т.Б. Трудности расчета коэффициента остаточной водонасыщенности на основе исследований керна в некоторых типах разреза // Каротажник. 2023. № 4(324). С. 47–61.

8. Stefanelli D., Santos L.T., Vidal A.C. Fast permeability estimation using NMR well logging data log-normal decomposition // Geoenergy Science and Engineering. 2023. Vol. 231, Part A. P. 212368. https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212368

9. Hui H., Zhang Y. Toward a General Viscosity Equation for Natural Anhydrous and Hydrous Silicate Melts // Geochimica et Cosmochimica Acta. 2007. Vol. 71. P. 403–416. https://doi.org/10.1016/j.gca.2006.09.003

Механизмы горообразования в различных геодинамических теориях

Череповский А.В., член редакционной коллегии журнала «ПСРГ», г. Москва.

Абсолютное большинство геологов, да и любителей науки, поддерживают теорию, что горные системы (складчатые области) появились на нашей планете в условиях сжатия и коробления блоков земной коры, и полагают, что тектоника литосферных плит решила вопрос о механизме горообразования. Но это не совсем так.

Как известно, в общепринятой уже более 50 лет теории тектоники плит горы образуются в результате столкновения (или коллизии) жёстких литосферных плит, которые не столько мнутся при столкновениях, сколько подныривают друг под друга и подползают на сотни и даже тысячи км. То есть в теории тектоники плит доминируют представления о ведущей роли горизонтально направленных сил в верхней мантии и литосфере, а не вертикально направленных сил, как в теории геосинклиналей, которую развивали геологи-фиксисты вплоть до середины 1980-х годов.

Виды складок в осадочных породах

Распространено мнение, что образование складок в осадочных толщах невозможно без их горизонтального сдавливания, и что раньше слои в таких складках занимали значительно большую площадь в плане (рис.1). Но детальное изучение геометрии складок показывает, что это не обязательно так. Это подробно рассмотрел знаменитый австралийский геолог 20-го века, Самюэль Уоррен Кэри, замечательная книга которого была издана на русском языке под названием «В поисках закономерностей развития Земли и Вселенной», с подзаголовком «История догм в науках о Земле» [1]. В этой книге Кэри занимательно описал всю историю развития научной мысли и различных заблуждений и предубеждений от античности до эпохи Возрождения, а затем до наших дней.



▲ *Рис. 1. Складка в толще осадочных пород.*

В своей книге Кэри рассматривал два вида складчатости: подобную и концентрическую. Если изначально горизонтально залегающие слои подверглись неравномерному давлению снизу, перпендикулярно залеганию слоёв, то мощность слоёв, измеренная в направлении течения, остаётся постоянной. Это так называемая подобная складчатость. Другой случай – это так называемая концентрическая складчатость. В этом случае мощность каждого слоя остаётся постоянной в направлении, перпендикулярном слоистости. При деформации слоев на небольшой глубине, когда еще сохраняются большие различия между их механическими свойствами, обычно формируются концентрические складки, но при глубоком погружении отложений различия между свойствами слоёв уменьшаются, и складчатость приближается к подобному типу. Когда при подобной складчатости изменяется направление линий течения, то образуются



▲ *Рис. 2. Сложная конфигурация пластов после подобной складчатости с изменением направления линий течения.*

довольно сложные конфигурации, и результирующая длина деформированной толщи может значительно превышать её начальную длину, хотя на глаз создаётся ощущение, что смятая толща была сдавлена при формировании, а не вытянута (рис.2).

Как известно, длительное время – до начала 20-го века – геологи предпочитали гипотезу о постепенном сжатии Земли при её предположительном остывании. Таких геологов называли контракционистами от английского слова «contraction» – сжатие или сокращение. Предполагалось, что изначально Земля была очень горячей, или даже расплавленной, и её эволюция в течение 4,5 миллиардов лет – это медленное остывание и затвердевание земной коры.

Контракционисты сравнивали современную Землю с остывшим печёным яблоком со сморщенной кожурой. Но дело в том, что если заглянуть в таблицу коэффициентов теплового линейного расширения металлов и распространённых горных пород, то мы увидим, что эти коэффициенты пренебрежимо малы – для гранита, базальта, песчаника или известняка это одна десятитысячная или несколько стотысячных. Это значит, что при остывании на 1000 градусов горные породы земной коры сжимаются в объёме разве что на 1 или 2 процента, что никак не объясняет появление обширных складчатых областей на земной поверхности.

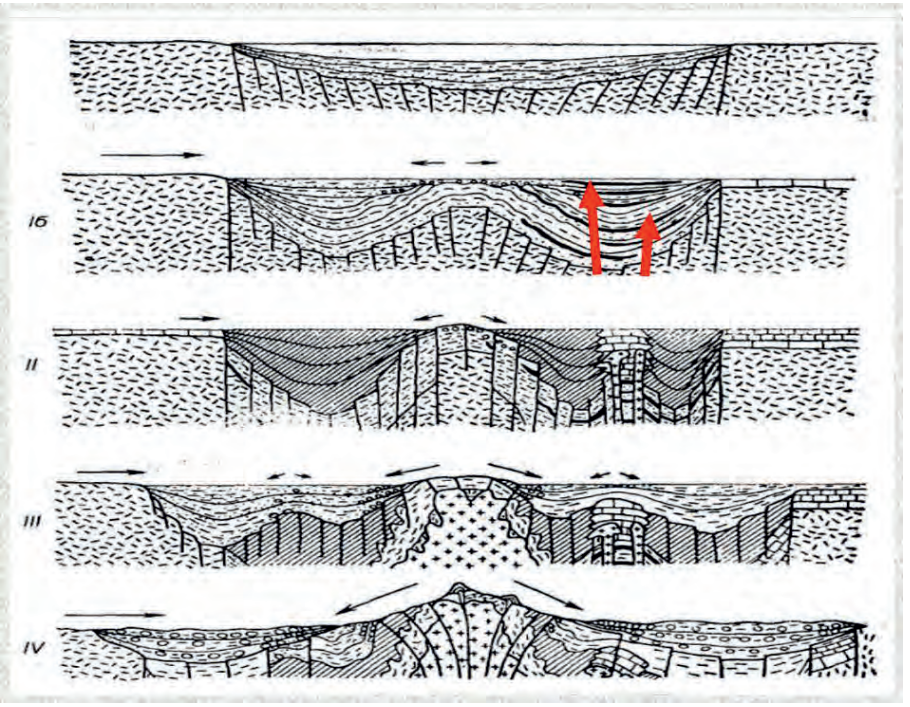
Геосинклинальная гипотеза

В первой половине 20-го века, несмотря на появление гипотез расширяющейся Земли, пульсирующей Земли и дрейфа континентов, подавляющее большинство геологов оставались фиксистами и не допускали больших горизонтальных перемещений континентов и других блоков земной коры. Фиксисты исключали изменение размеров Земли в ту или иную сторону в течение последних миллиардов лет.

Образование горных массивов фиксисты объясняли спонтанными прогибаниями и воздыманиями участков земной коры. В теории геосинклиналей, которая разрабатывалась длительное время до 1980-х годов, подразумевалось, что в каких-то областях основание земной коры сначала начинает прогибаться и растрескиваться, и в образуемый прогиб начинается снос осадочного материала и его накопление, часто мощностью несколько км (рис.3). И это занимает многие миллионы лет…

Далее происходит инверсия, и центральная часть прогиба начинает воздыматься, а по трещинам в приповерхностные слои могут прорываться магматические породы. Подъём глубоко залегающих кристаллических пород продолжается и заканчивается образованием их выступа – или горной системы со смятыми осадочными породами на поверхности земли и краевыми прогибами с двух сторон.

После завершения этапа воздымания начинается разрушение выступа кристаллических пород в результате эрозии. Горный массив или складчатая система постепенно выравнивается, и геологи-



▲ *Рис. 3. Стадийность в геосинклинальной концепции развития горных систем.*

ческое развитие региона на этом заканчивается.

Как мы видим, в этой геосинклинальной концепции для образования горных систем не требуются силы сдавливания и горизонтальные перемещения земной коры. Более того, вместо общего сжатия, на завершающих стадиях геосинклинального цикла допускалось некоторое растяжение земной коры.

Ранее к геосинклинальным областям относили все горные системы на Земле: и наши старые, палеозойские Уральские горы возрастом 300-350 млн. лет, и молодые горы кайнозойского Альпийско-Гималайского пояса возрастом 50 млн. лет и меньше, и которые продолжают расти в наше время. Но считалось, что когда-то, в начальные геологические периоды, вся поверхность Земли была геологически активной и покрыта геосинклиналями. А нынешние платформы представляют собой те территории, где подземные движения практически затихли.

Проблема в том, что в теории геосинклиналей нет убедительных причин то прогибания какого-то региона и накопления мощных осадочных толщ, то подъёма глубинных кристаллических пород с образованием горных хребтов и вулканов на поверхности. Наиболее простым решением было бы дополнить теорию геосинклиналей теорией неуклонно расширяющейся Земли. Ведь растяжение земной поверхности должно вызывать образование депрессий в ослабленных тектонических зонах и накопление в них осадочных толщ. Но почему образование депрессий сменяется подъемом пород верхней мантии, выдавливающих вверх глубинные кристаллические слои земной коры и приводящих к поднятию горных массивов, обрамлённых краевыми прогибами?

Водородная продувка мантии и дегазация Земли

Происхождение мощных, вертикально направленных сил в верхней мантии можно объяснить её водородной продувкой, при которой происходит разуплотнение и размягчение мантии благодаря образованию разнообразных химических соединений водорода с

кислородом, серой, углеродом – то есть благодаря образованию воды, сероводорода, метана и куда более сложных химических соединений и углеводородов. Магма, обогащённая смесью различных водород-содержащих флюидов, образует диапиры и выдавливает горы.

Предполагается, что водород выходит из ядра Земли, проходит через всю мантию и частично выходит в атмосферу – как в тектонически активных областях, так и на древних платформах. Пионером в изучении выходов природного водорода в атмосферу и его роли в эволюции Земли был доктор геол.-мин. наук В.Н.Ларин, автор книги «Наша Земля. Происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли» [2]. В настоящее время исследования в этом направлении продолжает доктор геол.-мин. наук В.Л.Сывороткин, книга которого имеет говорящее название: «Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы» [3]. Сывороткин показывает, что природный водород практически повсеместно выходит в атмосферу из-под земли, и это куда более важная причина разрушения озонового слоя, чем наша промышленность или животноводство. Дело в том, что лёгкий водород достигает стратосферы, вступает в реакцию с озоном, в результате чего образуется кислород и вода, а точнее кристаллы льда. Так что нет ничего странного в том, что озоновый слой сильно разрушается, например, вокруг Антарктиды, где никакой промышленности нет, но зато есть кольцо геологически очень активного рифтинга и спрединга в Южном океане.

Водородная дегазация Земли – это удивительное и грозное геологическое явление, которому наконец-то начинают уделять должное внимание на государственном уровне. В 2023 году природный водород был включен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых.

В некоторых европейских странах уже проводятся поиски выходов и подземных скоплений природного водорода. В прошлом 2025-м году на ежегодной европейской конференции геоучёных и инженеров (EAGE) прозвучал доклад о перманентной установке сейсмических датчиков в горах, в Пиренеях, для длительных наблюдений и построения детальных геологических моделей.

Доминанта горизонтальных или вертикальных сил и перемещений в земной коре?

В 1970-е годы в геодинамике силу начали набирать мобилисты, которые предложили объяснять горообразование исключительно столкновениями блоков земной коры разного размера и их подныриваниями друг под друга. Но геологическое строение большинства складчатых областей не подтверждает простые предположения мобилистов, что эти области когда-либо попадали в тиски.

Мне очень понравились рассуждения известного советского геолога, В.Н.Шолпо, докторская диссертация которого была посвящена геодинамике Большого Кавказа. Одна из его самых важных и увлекательных книг называется «Земля раскрывает свои тайны» [4]. Шолпо полагал, что на примере Большого Кавказа видно, что в центральной части горной области – то есть там, где деформации пород максимальны, на поверхности обнажаются наиболее древние слои осадочных пород, которые перекрываются всё более и более молодыми при удалении к окраинным частям складчатой области. Эти закономерности достаточно типичны, и их можно увидеть не только на Кавказе.

Шолпо писал: *«Как ни заманчиво представлять себе, что все изгибы пластов, все складки вызваны горизонтально направленными сжимающими усилиями, приложенными с флангов к складчатой области, от этого придётся отказаться. Если бы дело обстояло таким образом, то именно по краям складчатой области, т.е. возле жёстких упоров, должна была бы наблюдаться максимальная деформация пород и наиболее интенсивная складчатость. В природе же существуют обратные соотношения. В тот момент, когда начинает расти и развиваться центральное поднятие, оно окружено вовсе не сжимающими жёсткими плитами, а прогибающимися участками земной коры».*

Тектоническая карта южной части Западной Европы и передней Азии имеет мозаичный вид, и сторонники теории тектоники плит выделяют здесь десятки разнородных малых плит – как преимущественно морских, так и преимущественно континентальных (рис.4). Весь этот регион должен находиться под давлением двух сближающихся главных плит – Африканской и Евразийской. И тогда складчатые области Альпийско-Гималайского пояса должны быть вытянуты в широтном направлении. Но на деле всё гораздо сложнее. В частности, Карпато-Паннонская малая плита обрамлена границами сжатия почти со всех сторон, и затруднительно объяснить это «коллизиями» больших и малых плит.

Переход от фиксизма к мобилизму

Как известно, в 1970-е годы начался бурный переход от фиксизма к мобилизму в Европе и в Америке, а в 1980-е годы и в нашей стране. Основой разворота геологов в сторону мобилизма стали важнейшие открытия, сделанные в мировом океане.

Ещё в 1950-е годы на дне океанов были обнаружены полосовые магнитные аномалии с прямой и обратной намагниченностью, симметричные срединно-океаническим хребтам. А затем, при выполнении американцами программы

▼ *Рис. 4. Малые плиты Альпийско-Гималайского пояса [Ушаков и др., 1984].*





▲ *Рис. 5. Схематическое изображение активной континентальной окраины и зоны субдукции.*

«Верхняя мантия», в океанах были пробурены сотни скважин – с проникновением в донные породы до полутора км. Конечно, этого не хватило, чтобы достать до мантии, но зато образцы базальтов со дна океанов позволили установить, что возраст дна систематически увеличивается от срединных хребтов к окраинам океанов. Стало очевидно, что расширение океанов – или «спрединг» по-английски – это мощный планетарный процесс, ускоряющийся в последние десятки млн. лет. Как же тогда придерживаться модели Земли неизменных размеров, если во всех океанах наблюдается расширение?

Мобилисты искали, где может происходить сокращение земной поверхности, компенсирующее спрединг, и пришли к выводу, что это зоны Беньофа или наклонные зоны с очагами землетрясений – в основном, вокруг Тихого океана. Предположительно, на активных окраинах континентов океаническая литосфера затаскивается конвективными потоками в мантию на глубины в сотни км или даже до самого ядра Земли. Это назвали субдукцией (рис.5).

Но нетрудно подсчитать, что суммарная длина доказанных зон расширения земной поверхности на дне океанов почти в два раза больше длины предполагаемых зон субдукции. Что же делать? Как обеспечить равенство процессов образования и уничтожения земной коры?

Был найден такой выход: к зонам субдукции на море были добавлены зоны столкновения («коллизии») на суше. К зонам сжатия земной коры отнесли весь Альпийско-Гималайский складчатый пояс. В частности, возникновение Гималаев, самых высоких гор на Земле, стали объяснять столкновением Индии с Азией.

Согласно общепринятой ныне гипотезе, еще 50-60 млн. лет назад Гималаев не было, и Индию отделял от Азии огромный палеоокеан Тетис. Считается, что при планомерном движении Индии в сторону Азии, она по дороге полностью вдавила тонкую океаническую кору Тетиса в мантию и врезалась в Азию примерно 40 млн лет назад. Какие аргументы обычно приводятся для обоснования того, что Гималаи действительно поднялись из-за столкновения Индии с Азией? Геофизика-

ми установлено, что под Гималаями земная кора вдвое толще – не 30-35 км, как обычно под континентами, а 70 или даже 80 км. И это объясняют тем, что кора Индийской плиты была затянута под кору Евроазиатской плиты в области Гималаев и Тибета.

Но есть проблема с предполагаемым затягиванием Индостанского микроконтинента под Евразию: плотность литосферы составляет менее 3 г/см3, в то время как плотность в верхней мантии оценивается в 3,3 г/см3, а плотность в нижней мантии увеличивается до 5,5 г/см3. Это исключает возможность погружения литосферы глубоко в мантию – и для оправдания таких схем субдукции сначала надо пересмотреть общепринятую плотностную модель Земли.

Ещё один любопытный факт – это выгибание Гималаев навстречу удару. Такое выгибание скорее читается как результат процессов растяжения в этом регионе и медленном отходе Индии на юг – скажем, со скоростью около 1 см в год...

И очень вероятно, что по аналогии с Персидским заливом, обрамлённым низменностями на юге и горами на севере, предгорный прогиб перед Гималаями будет увеличиваться, и со временем в бассейне реки Ганг образуется вытянутый морской залив.

Отсутствие биологической изолированности Индии в эоцене

Препятствием для обоснования пересечения Индией палеоокеана Тетис оказался тот факт, что в индийском эоценовом янтаре было обнаружено глобальное, можно сказать почти всемирное сходство насекомых и других типов палеофауны, и очень слабые признаки биологической изолированности Индии [5]. Ведь согласно доминирующей ныне гипотезе, примерно 100 млн лет назад Индия оторвалась от Африки и Мадагаскара и стремительно двинулась на север через океан Тетис. Но, к большому удивлению авторов данного исследования, сходства с африканской и малагасийской фауной в индийском янтаре нет! Авторы упомянутого исследования говорят, что их результаты поддерживают гипотезы о том, что Индию могли соединять с Азией некие мосты – скажем, архипелаги островов – или что она столкнулась с Азией раньше: в палеоцене, то есть 60-65 млн. лет назад, до образования изученного янтаря.

Какая геодинамическая концепция наиболее перспективна?

Итак, какие же движения доминируют в земной коре и приводят к образованию гор – вертикальные или горизонтальные? Фиксисты выступали за вертикальные движения земной коры, и горные массивы у них образовывались без значительного изменения площади активной тектонической области. Доминирующие ныне мобилисты, то есть сторонники теории тектоники плит, выступают за горизонтальные движения, и горные массивы у них являются результатом столкновения, коробления или подныривания одних блоков земной коры под другие. Являются ли эти теории несовместимыми?

Сторонники неуклонного расширения Земли разрабатывают компромиссные модели. Ведь есть горные цепи, которые, без сомнения, возникают в результате расширения океанского дна. Это срединно-океанические хребты – суммарно это самые длинные подводные горные цепи на нашей планете, протяжённостью порядка 80000 км. Эти подводные хребты возвышаются на 2-3, а иногда и на 4 километра над океанскими равнинами и местами поднимаются над водой в виде скалистых островов и вулканов.

Сторонники расширения Земли не совсем согласны с моделью спрединга, предлагаемой мобилистами. Конвективные потоки в мантии могут быть лишними, и вполне достаточно пассивного рифтинга, который обусловлен водород-

ной продувкой мантии и её разуплотнением, в результате чего земная кора приподнимается, трескается и разламывается на крупные блоки без помощи центральных восходящих потоков магмы.

Часто противники гипотез растущей Земли приводят аргумент, который был приведён и в книге С.У.Кэри [1]. Он пишет, что есть распространённое мнение, что под действием равномерно распределённых растягивающих усилий в мантии, земная кора должна была растрескаться на блоки одинаковых размеров, а на деле континенты имеют разные площади и разную конфигурацию. Но надо учесть, что формирование земной коры шло постепенно, и с архейских времён для континентов характерна структурно-возрастная зональность. Значит, на маленькой Земле юрского периода (перед расколом Пангеи) не было однородной континентальной коры. Да и нынешняя Земля – геоид – не идеальна по форме и содержанию, поскольку на ней есть выступы и вмятины амплитудой до ста метров – выступы в районе острова Исландия в северной части Атлантики и в районе острова Новая Гвинея, а вмятина – в Индийском океане. Есть и крупные гравитационные аномалии, отражающие неоднородности в мантии и, может быть, в ядре.

Поэтому старый футбольный мяч дает адекватную картину того, что мы сейчас видим на Земле.

Покрышка мяча обычно трескается с одного бока, и в случае Земли это похоже на образование Тихого океана, который рос быстрее других, и где доля старой океанической коры теперь наибольшая по сравнению с другими океанами. Причём образовалась эта ранняя часть Тихого океана, которая теперь находится на его западной окраине, вовсе не из-за линейного рифтинга и спрединга, который доминирует в океанах в наше время, а из-за появления почти изометричной топодепрессии 180-160 млн лет тому назад, в юрском периоде.

Таким образом, все известные модели горообразования на нашей планете обладают своими плюсами и минусами, и геологам еще предстоит разработать непротиворечивую геодинамическую теорию.

Литература

1. Кэри С.У., В поисках закономерностей развития Земли и Вселенной: история догм в науках о Земле. Пер. с англ. – М., Мир, 1991. – 447 с.

2. Ларин В.Н., Наша Земля. Происхождение, состав, строение и развитие изначально гидридной Земли. – М., 2005, 242 с.

3. Сывороткин В.Л., Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. – М.: ООО "Геоинформцентр", 2002. – 250 с.

4. Шолпо В.Н., Земля раскрывает свои тайны. – М., Недра, 1979. – 160 с.

5. Biogeographic and evolutionary implications of a diverse paleobiota in amber from the early Eocene of India. Jes Rust et al. – PNAS journal, October 26, 2010. Vol.107 | no. 43, p.18360–18365.

Подробнее об авторе



Череповский
Анатолий Викторович

Член редакционной коллегии журнала «ПСРГ», геофизик-сейсморазведчик, к.т.н. Автор более 30 научных статей, монографии «Наземная сейсморазведка нового технологического уровня» (2017 г.) и Англо-русского/ /русско-английского словаря по прикладной геофизике (2008 г.). Лектор ЦДУ РАН и популяризатор науки.

Принципы построения диаграммы псевдоакустического каротажа по данным ВСП

Тихонов А.А., ФГБУ «ВНИГНИ», г. Москва.

Аннотация: *Представление критических данных метода Вертикального Сейсмического Профилирования (ВСП), таких как вертикальный годограф или интервальная скорость, в виде каротажных кривых, помогает специалистам при рассмотрении критически важных задач интерпретации данных сейсморазведки, решаемых с использованием данных ГИС. Один из основных результатов ВСП, характеристика отражательной способности - сейсмическая Трасса Однократных Отражений (ТОО) представляется, в отличие от годографа или интервальной скорости, в виде сейсмической трассы в масштабе времени. Такое представление осложняет сопоставление ТОО как с каротажными кривыми, так и с данными наземной сейсморазведки, В статье предлагается простое решение задачи эффективного использования данных ВСП путем построения по ним одномерной эффективной тонкослоистой модели скорости и представления её в виде кривой псевдоакустического каротажа (ПАК-ВСП) [4].*

Ключевые слова: *Вертикальное Сейсмическое Профилирование; Псевдоакустический Каротаж.*

Введение

Данные Вертикального Сейсмического Профилирования (ВСП), как метода Геофизических Исследований Скважины (ГИС), обычно регистрируются вдоль ствола каротируемой скважины с постоянным шагом 10м, в отличие от стандартных методов каротажа, таких как акустический (АК) или плотностной каротаж, регистрация которых в геологоразведочных скважинах осуществляется с шагом 0,2 м. Этот факт определяет необходимость согласования разрешающей способности (апскейлинга) результатов детальных методов исследований для обоснованного их сопоставления с данными методов с меньшим разрешением. Традиционно для этих целей предлагается воспользоваться методами частотной фильтрации [4]. Однако, такое согласование носит формальный характер и не обусловлено главным физическим свойством пород, изучаемым по АК и ВСП – отражательной способностью разреза. В рамках данной работы предлагается выполнять согласование упругих и других физических свойств разреза, измеряемых ГИС и сейсмическими методами в рамках единой Эффективной Модели Физических Свойств (ЭМФС).

Впервые идея использования эффективной модели в качестве решения обратной динамической задачи сейсморазведки была предложена в работе [3] и нашла своё дальнейшее развитие в работах [1,4]. Основным критерием корректности решения было требование совпадения модельного волнового поля с наблюдённым. В настоящее время в качестве решения обратной динамической задачи, обычно, рассматриваются результаты сейсмической инверсии, выполненной в рамках того, или иного подхода. Рассмотрение алгоритмов и получаемых результатов показывает, что инверсия, собственно, и является инструментом построения Эффективной Сейсмической Модели. Использование результата инверсии и известной формы сигнала позволяет воспроизвести волновое поле, динамические и кинематические характеристики которого соответствуют таковым

для реальных волновых полей, зарегистрированных методами сейсморазведки. При этом, наилучшее совпадение с методологией ЭСМ обеспечивают алгоритмы типа «инверсии редких импульсов», которые обеспечивают решение с использованием минимального количества слоёв.

Построение диаграммы ПАК по данным ВСП.

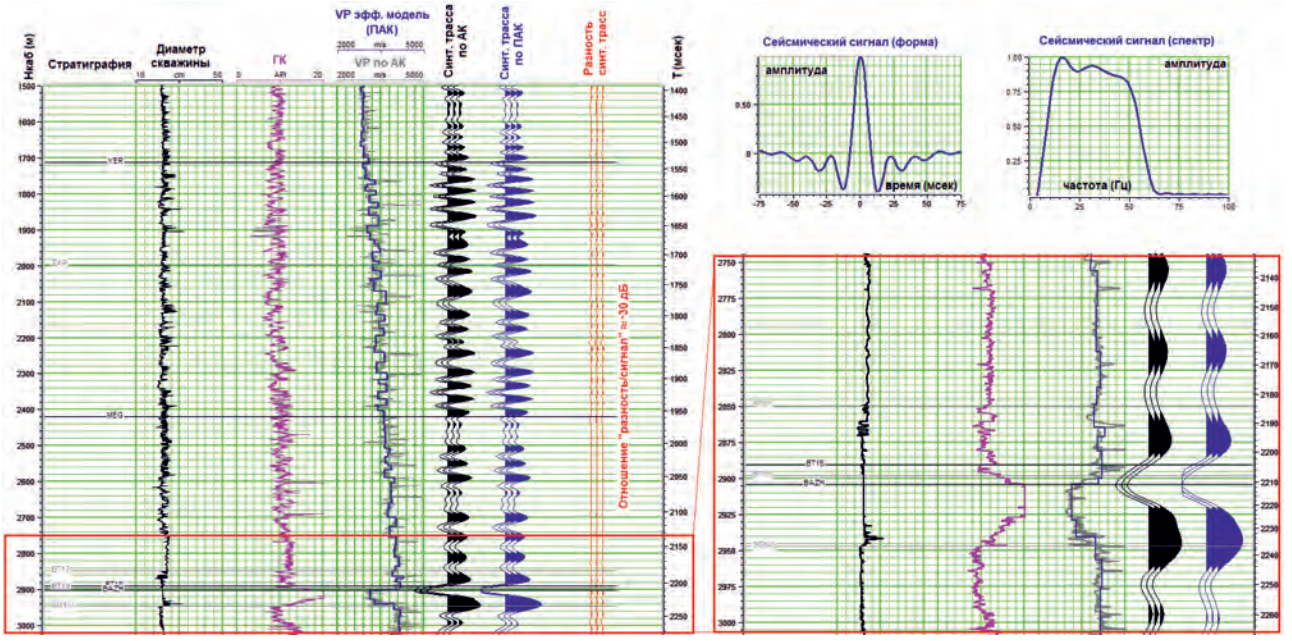
Метод ВСП, реализующий регистрацию волнового поля во внутренних точках среды имеет ряд критических преимуществ перед данными собранными на поверхности. Распределение скоростей сейсмических волн по вертикали измеряется с достаточной для геологической интерпретации точностью, измерение формы сигнала прямой волны даёт возможность приведения формы импульса отраженной волны к желаемой, субвертикальное положение лучей падающих и отраженных волн упрощает учет затухания сейсмической энергии. Другими словами, данные ВСП содержат внутри себя всю необходимую информацию для корректного построения одномерной эффективной тонкослоистой модели скорости и акустического импеданса [1,3].

В работе [1] для построения тонкослоистой модели скорости предлагается использовать данные акустического каротажа, усредняемые в пределах некоторых интервалов. При этом признаётся, что “процедуру осреднения не удается выполнить на общем аналитическом уровне”. Действительно, для дифференцированных кривых АК трудно формализовать процесс назначения границ пластов, в пределах которых можно провести осреднение данных. К тому же, в этом процессе необходимо учитывать разрешающую способность данных сейсморазведки, достигнутую при сейсмических работах.

В этом отношении идея построения эффективной тонкослоистой модели, заложенная в преобразование ПАК [4] и применяемая к данным ВСП, позволяет обоснованно, с учётом достигнутой разрешающей способности, получить границы тонких пластов и выполнить в пределах этих пластов оценку распределения скорости и импеданса. Естественным требованием к значениям скоростей по ПАК-ВСП является соответствие кривой интегрального времени вертикальному годографу ВСП, а распределение импеданса должно обеспечивать в рамках свёрточной модели совпадение синтетики по ПАК-ВСП, рассчитанной с использованием сигнала ВСП, с ТОО ВСП. Заметим, что в пределах этих же пластов можно выполнить осреднение каротажных данных, что позволит сопоставить упругие параметры, получаемые по каротажу и ВСП в рамках приведенной к единой разрешающей способности [6].

Наиболее используемым на сегодня инструментом построения тонкослоистой модели скорости и акустического импеданса является сейсмическая инверсия [5,9]. С использованием этого инструмента в рамках данной работы была выполнена проверка применимости предлагаемого подхода.

Было проведено исследование, проиллюстрированное на рисунке 1. По данным акустического каротажа с заданной формой сейсмического сигнала, была построена синтетическая трасса однократных отражений, в соответствии с понятием о сверточ-ной модели сейсмической трассы [8]. По синтетической трассе с использованием алгоритма инверсии редких импульсов была рассчитана тонкослоистая эффективная модель (кривая Псевдо-Акустического Каротажа - ПАК), соответствующая разрешающей способности использованного сейсмического сигнала (показана на рисун-



▲ *Рис. 1. Синтетические трассы в сопоставлении с данными ГИС и кривой ПАК.*

ке 1 на одном треке со скоростью продольной волны по АК). Расчет синтетической трассы по кривой ПАК с использованием того же сигнала дает сейсмотрассу практически не отличающуюся по форме от синтетической трассы по АК (синяя и черная трассы на рисунке 1). Количественная оценка отношения разности амплитуд этих двух синтетических трасс (красные трассы на рисунке 1) к их осредненной амплитуде составляет порядка Ашум/Асигнал ≈ – 30 дБ, то есть шумовая составляющая замены АК на ПАК практически отсутствует. Рассмотрение тонкослоистой эффективной модели в сопоставлении с кривой АК в крупном масштабе позволяет заметить, что значения скорости на кривой ПАК практически являются средними значениями скоростей по АК на интервале соответствующего тонкого пласта эффективной модели. Количественные расчеты показали, что значения скоростей в пластах эффективной модели согласуются с расчетами, сделанными в соответствии с теоретическими положениями, изложенными в классической работе Бейкуса [6].

Таким образом, выполняются условия, наложенные на кривую ПАК: рассчитанная по ней синтетика, совпадает с синтетикой по АК, а интегральное время совпадает с интегральным временем по кривой АК. Другими словами, эффективная модель, построенная по трассе однократных отражений и представленная в формате каротажной кривой, может быть использована для тех же целей сейсмической интерпретации, что и кривая акустического каротажа.

Использование диаграммы ПАК-ВСП для целей сейсмической интерпретации.

Одной из ключевых процедур интерпретации данных наземной сейсморазведки является привязка формы записи отраженных волн к стратиграфическим маркерам геологического разреза и границам целевых пластов. Привязка, как правило, выполняется путём сопоставления формы записи на синтетической трассе, рассчитанной по данным акустического и плотностного каротажей, с записью на трассах наземной сейсморазведки методом отраженных волн, зарегистрированных возле скважины. Критерием достоверности стратиграфической привязки является взаимная корреляция формы записи на синтетической

трассе и сейсмической трассе отраженных волн. Поскольку имеется ряд факторов, как физических, так и технических, влияющих на качество данных каротажа, практически всегда корреляция синтетики с данными сейсморазведки оставляет желать лучшего.

Решением этой проблемы являются данные Вертикального Сейсмического Профилирования - Трасса Однократных Отражений и вертикальный годограф. Годограф ВСП, представленный в виде таблицы, загружается в интерпретационный проект данных сейсморазведки и используется в качестве калибровочной кривой время-глубина (Check-Shot) для кривой акустического каротажа. Это стандартная процедура, поскольку кривая время-глубина, рассчитанная по АК, или априорная кривая, принятая для района работ, не характеризуют достоверно распределение скоростей сейсмических волн по вертикали. ТОО ВСП передается в формате SEGY и её сопоставление с данными наземной сейсморазведки напрямую затруднено. Если синтетическая кривая по ГИС рассчитывается и визуализируется на сейсмических данных в любом интерпретационном Программном Обеспечении, то ТОО ВСП в формате SEGY наложить на сейсмический профиль затруднительно, особенно для наклонных скважин. Решение может быть найдено путем представления данных ВСП в виде кривой псевдоакустического каротажа, которая по аналогии с кривой акустического каротажа легко интегрируется в сейсмический проект.

Преимуществом использования для стратиграфической привязки кривых акустического и плотностного каротажа является их детальность, что позволяет при наличии других методов каротажа с высокой точностью привязывать их показания к опорным маркерам геологического разреза скважины. Для сопоставления с данными сейсморазведки разрешающая способность каротажа (сантиметры) должна быть согласована с таковой для сейсморазведки (метры, десятки метров). Наиболее распространенным способом согласования разрешающей способности является расчет по данным каротажа синтетической трассы с использованием сигнала, соответствующего сигналу в данных наземной сейсморазведки.

При выполнении ряда условий, таких как целостность ствола скважины, отсутствие различий в скорости для разночастотных данных и т.д., получаемая в рамках сверточной модели синтетическая трасса по каротажу представительно отображает трассу однократных отражений в сейсмическом диапазоне частот. Это является основой стратиграфической привязки, учитывающей также допущение о том, что суммотрасса в данных ОГТ представляет собой, в основном, последовательность однократных отражений. При соблюдении этих условий наблюдается удовлетворительное совпадение формы записи для одного и того же интервала разреза на синтетической трассе и на трассе ОГТ, и приемлемое значение ФВК между ними, определяющее надежность выполненной стратиграфической привязки отражений.

Часто эти идеальные условия нарушаются и интерпретатор вынужден привлекать дополнительные данные для повышения надёжности привязки. В большинстве случаев применяется годограф ВСП, который используется как опорная кривая время-глубина. Обычно, калибровка данных АК по годографу ВСП улучшает корреляцию между синтетикой и трассой ОГТ и повышает надежность стратиграфической привязки. Но что делать, если кривая АК записана с низким качеством по причине разрушения ствола, в непредставительном интервале, или для винтажных

данных вообще отсутствует? В этом случае можно использовать Трассу Однократных Отражений по ВСП, например, «вшив» её в разрез ОГТ вдоль ствола скважины, как делается в некоторых публикациях по обработке данных ВСП [5,9]. В этом случае трасса ВСП будет одной из трасс разреза и можно использовать инструменты интерпретации данных ОГТ для сравнения и оценки количественных параметров.

С другой стороны, в ПО для сейсмической интерпретации наиболее широкий и гибкий набор инструментов разработан для синтетической трассы, рассчитываемой по данным акустического и плотностного каротажей. В этих условиях представление данных ВСП в виде тонкослоистой эффективной скоростной модели, задаваемой в виде каротажной кривой скорости, или, по аналогии с АК, медленности, позволит в полной мере использовать все инструменты сейсмической интерпретации, существенно дополнить и повысить надежность результатов использования имеющихся данных акустического каротажа.

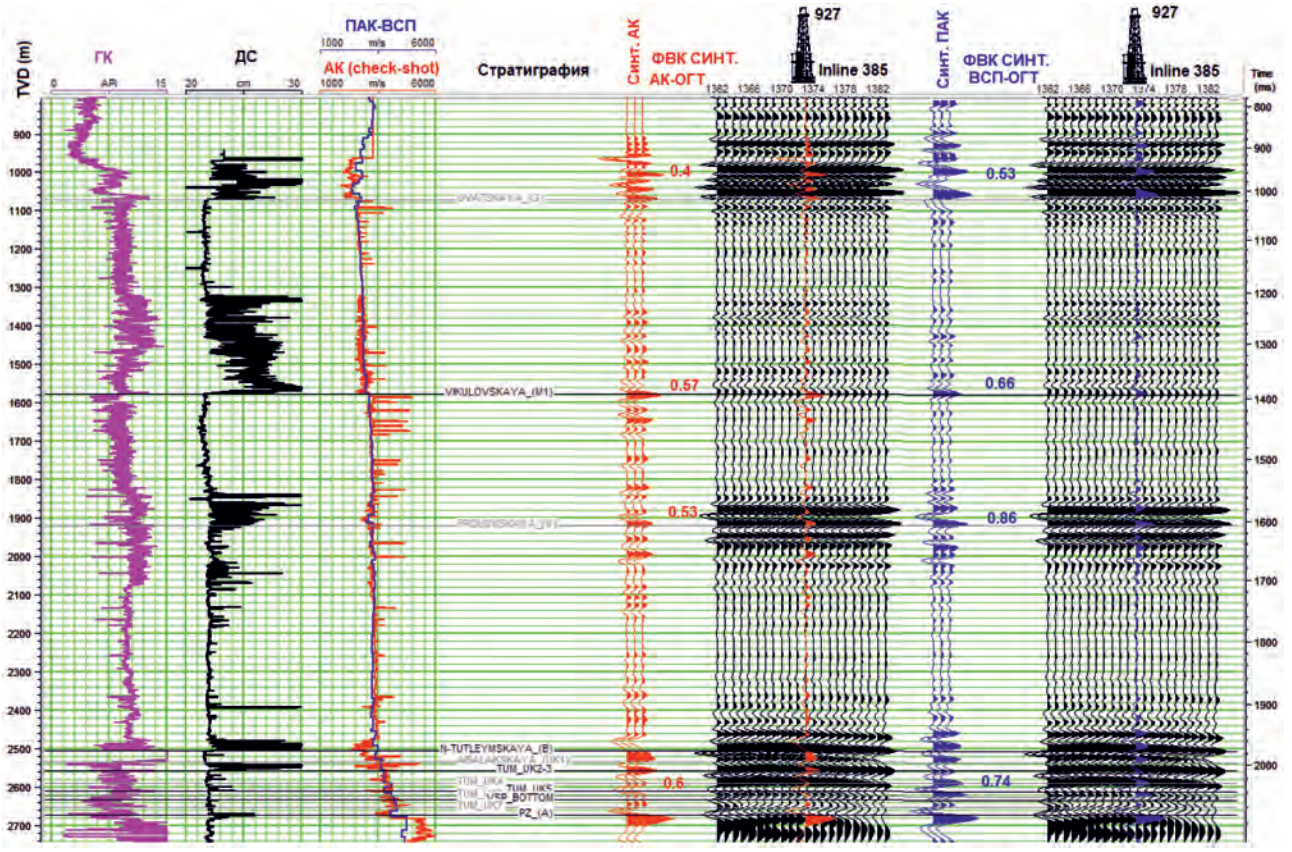
При корректно выполненной обработке данных ВСП, ТОО полностью удовлетворяет требованиям, предъявляемым к трассе, используемой для построения тонкослоистой эффективной модели – она содержит только однократные отражения с известной 0-фазовой формой сигнала. Это позволяет обоснованно использовать ТОО ВСП для расчёта кривой ПАК, которую можно в данном случае назвать кривой ПАК-ВСП.

Сопоставление результатов использования ПАК-ВСП и АК.

Использование кривой АК для целей стратиграфической привязки часто сопряжено с проблемами, вызванными несоответствием скоростей по АК сейсмическим скоростям. При этом, относительные изменения скоростей по АК характеризуют отражательную способность геологического разреза с точностью, достаточной для расчета представительной трассы однократных отражений, которая после калибровки по годографу ВСП, хорошо коррелирует с записью однократных отражений на трассе ВСП и формой записи на ближайших к скважине трассах разреза ОГТ. При условии, что обработка данных скважинной и наземной сейсморазведки выполнена корректно.

На рисунке 2 показан пример такой ситуации. Разность времен вертикальных годографов по АК и ВСП закономерно меняется по профилю с разным градиентом в разных интервалах. Также по кривой ДС отмечаются интервалы разрушения стенок скважины, которые визуально коррелируют с изменениями в характере записи на кривой АК. Тем не менее, после калибровки кривой АК по годографу ВСП форма записи отражений на синтетической трассе по реперным отражениям может быть сопоставлена с записью на временном разрезе, хотя и с низкой корреляцией (ФВК= 0.4 – 0.6). Использование для расчёта синтетики эффективной тонкослоистой скоростной модели построенной по ВСП позволяет получить и сопоставить с временным разрезом запись идентичную записи на ТОО ВСП. Взаимная корреляция между синтетикой по ПАК-ВСП и ближайшими к скважине трассами ОГТ в данном примере существенно повышается, как для всей трассы в целом, так и для отдельных интервалов (ФВК= 0.53 – 0.86).

Особенностью кривой ПАК-ВСП является то, что она определяется одновременно двумя факторами – отражательной способностью геологического разреза и разрешающей способностью сейсмического метода. Другими словами, такие характеристики тонкослоистой эффективной модели, как



▲ *Рис. 2. Синтетические трассы по АК и ПАК-ВСП в сопоставлении с данными ГИС и ОГТ.*

мощности пластов и их эффективные упругие характеристики, изменяются при изменении частотного состава сейсмического сигнала. На рисунке 3 показан результат построения эффективных моделей для трасс однократных отражений, рассчитанных для одного и того же распределения скоростей по АК, но для 0-фазового сейсмического сигнала различного частотного состава. Каждая панель на рисунке 3 соответствует эффективной тонкослоистой модели, построенной по синтетической трассе однократных отражений, посчитанной с сигналами, граничные частоты которых даны сверху в скобках. Видно, что количество слоев увеличивается с расширением спектра сигнала, что подтверждает общепризнанный факт - отражательная способность разреза, которую мы в конечном итоге изучаем по данным сейсморазведки, зависит от реализованного частотного диапазона. Это наблюдение хорошо согласуется и с положениями теории структурно-формационной интерпретации [2]. С практической точки зрения, это означает, что эффективную модель упругих свойств геологического разреза целесообразно строить не только с учётом разрешающей способности, но и с учетом «ранга и масштаба» самих целевых геологических объектов.

Одним из важных аспектов использования данных акустического каротажа при интерпретации является построение низкочастотной модели для выполнения сейсмической инверсии. При этом, зачастую, данные АК по проекту имеются лишь для ограниченных скважинных интервалов. В этом случае полезным будет использование данных ВСП, которые имеются по всему стволу разведочных скважин. Используя скважины с ВСП можно построить более представительную 3-х мерную низкочастотную (НЧ) модель скорости, чем используя калибровку по тем же данным ВСП кривых АК в ограниченных по протя-

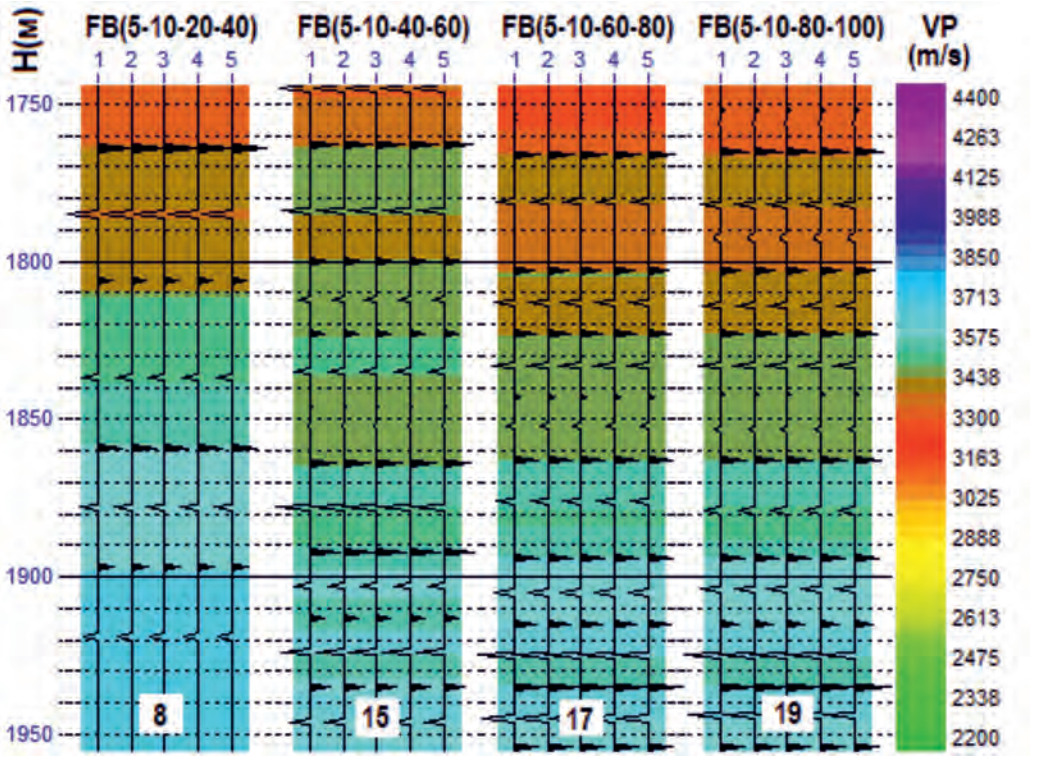
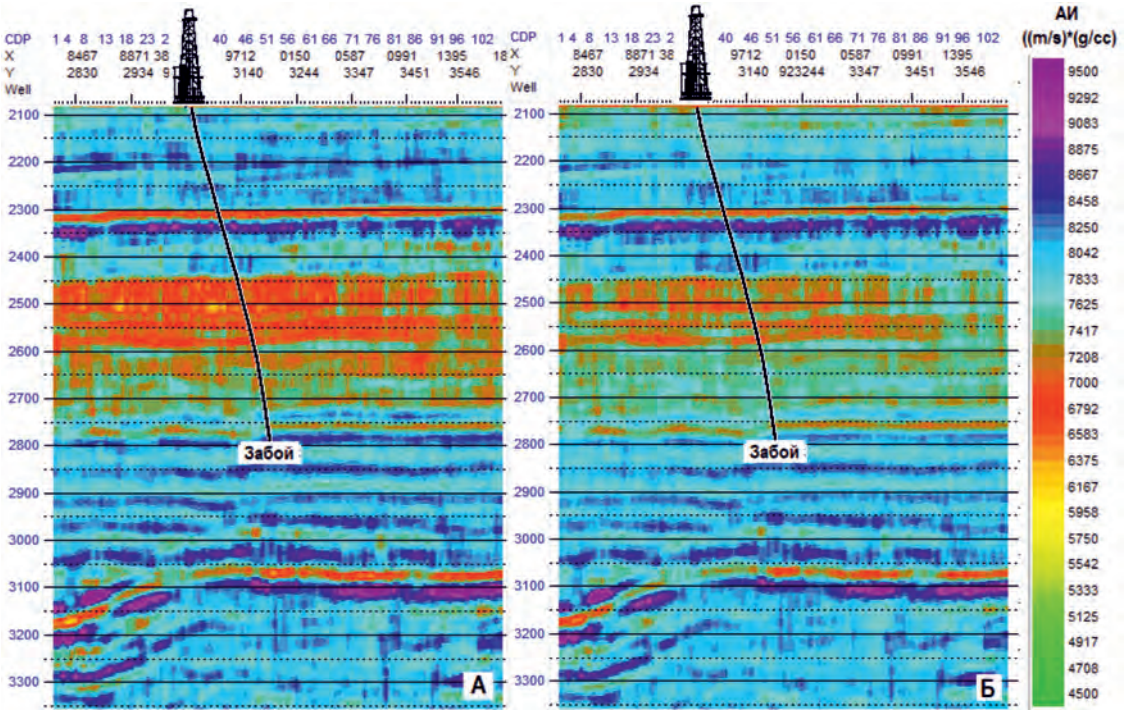


Рис. 3. Эффективные скоростные модели для разных частотных диапазонов. Цифрами обозначено количество слоёв в тонкослоистой модели.

женности интервалах. В новых проектах геологоразведчики учитывают этот факт и выполняют запись кривой АК в широком интервале, практически по всему стволу скважины. Однако, при необходимости выполнить инверсию данных наземной сейсморазведки по винтажным данным, где АК практически отсутствует, использование данных ВСП в формате кривых псевдоакустического каротажа помогает решить эту проблему.

На рисунке 4. показан результат сейсмической инверсии данных сейсморазведки 3D по профилю, проходящему через ствол

Рис. 4. Результат инверсии данных сейсморазведки. А) НЧ модель по АК, Б) НЧ модель по ПАК-ВСП.



наклонной скважины. Для разреза на рисунке 4А в качестве НЧ модели использовалась кривая АК (после калибровки по годографу ВСП), а для разреза на рисунке 4Б использовалась кривая ПАК-ВСП. Как видно, различия в разрезах минимальны. То есть, для построения низкочастотной модели скорости при выполнении инверсии корректно использовать кривую ПАК-ВСП.

Выводы

Выполненное в рамках данной работы исследование по формированию по данным ВСП одномерной эффективной тонкослоистой модели сейсмических скоростей, представляемой в виде кривой псевдоакустического каротажа и применимости этой кривой для интерпретации данных наземной сейсморазведки показывает оправданность и простоту данного подхода. Загрузка в интерпретационный проект кривой ПАК-ВСП позволяет быстро оценить надежность стратиграфической привязки, выполненной по данным АК, особенно в тех случаях, когда кривая время-глубина изменялась (растягивалась или сжималась) для достижения наилучшего соответствия формы записи на синтетической трассе и трассе разреза ОГТ.

Кривая ПАК-ВСП также может быть использована для извлечения формы сейсмического сигнала из данных ОГТ практически для любого интервала разреза, а отсутствие ограничения кривой забоем скважины позволяет выполнять прогноз строения разреза ниже забоя скважины.

Эффективная тонкослоистая скоростная модель, представляемая в виде кривой ПАК-ВСП, в полной мере может быть использована и для построения низкочастотной модели скорости при выполнении сейсмической инверсии, что особенно ценно для проектов, где данные АК имеются в неполном объеме.

Литература

1. Берденникова Н.И., Голикова Г.В., и др., 1985, Применение эффективной сейсмической модели., Москва, Недра.

2. Бродов Л.Ю., Козлов Е.А., Мушин И.А., Хатьянов Ф.И., 1990 г, Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных, Недра, Москва, 299 стр., УДК: 550.834:553.981/.982, ISBN: 5-247-00556-2

3. Гельчинский Б.Я., 1975, Метод эффективной сейсмической модели., Изд-во ЛГУ, 206 с.

4. Гогоненков Г.Н., 1987, Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой., Недра, Москва, 221 стр., УДК: 550.834

5. Тихонов А.А., 2018г., Современное состояние ВСП, Материалы конференции ГеоЕвразия,

6. Backus, G. E. 1963, Long-Wave Elastic Anisotropy Produced by Horizontal Layering. Geophysical Journal of the Royal Astronomical Society, 7, 242–247.

7. Robinson, E. A., 1957, Predictive decomposition of seismic traces, Geophysics, 22(4), 767–778

8. Taylor H. L., Banks S. C., McCoy, J. F., 1979, Deconvolution with the ℓ_1 norm., Geophysics, 44(1), 39–52.

9. Tikhonov A. A., 2003 г., Borehole vicinity characterization using 3C-3D VSP, SEG Technical Program Expanded Abstracts

АГГИ
Ассоциация геологов, геофизиков и инженеров

Геомодель

Междисциплинарный научно-практический
КЛАСТЕР КОНФЕРЕНЦИЙ И ВЫСТАВКА АГГИ

г. Санкт-Петербург

2026 Санкт-Петербург
Геонауки: от современных вызовов до решений открывающих будущее

20 - 23 апреля
Санкт-Петербург 2026
Геонауки: от современных вызовов до решений, открывающих будущее
12-я международная конференция

7-я научно-практическая конференция
ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ 2026

20 - 23 апреля
Горизонтальные скважины 2026
7-я научно-практическая конференция

ИНЖЕНЕРНАЯ :: И РУДНАЯ :: ГЕОФИЗИКА 2026

20 - 23 апреля
Инженерная и рудная геофизика 2026

23 апреля
Молодёжный день 2026

АГГИ ЧЕМПИОНАТ

23 апреля
Чемпионат России по разведке и добыче 2026

АГГИ 3-Й СЪЕЗД

21 апреля
АГГИ 3-й съезд

УСПЕЙТЕ ВОВРЕМЯ ЗАРЕГИСТРИРОВАТЬСЯ!

1000	350	400
участников	компаний участниц	докладов

ПРИГЛАШАЕМ КОМПАНИИ ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В ВЫСТАВКЕ
И ОБШИРНОЙ СПОНСОРСКОЙ ПРОГРАММЕ МЕЖДИСЦИПЛИНАРНОГО НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОГО КЛАСТЕРА МЕРОПРИЯТИЙ

geomodel.ru/cluster26

СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ
SKBSP.RU

РОССИЙСКОЕ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ



SCOUT-L

Надежный комплекс для изучения ВЧР методами МПВ и ОГТ

- От 6 до 96 каналов сбора данных
- Работа без системы синхронизации
- Сейсмическая коса со стандартными отводами РКВ-21 или РКП-2М
- 3 года безусловной гарантии
- Управление комплексом через wi-fi с планшета
- Минимальный интервал квантования 0,03125 мс
- Работа в любых условиях от -40 до +70
- Встроенный GPS/GLONASS приемник, Wi-Fi, Li-Pol аккумуляторы, генератор тестовых сигналов

sales@skbsp.ru | +7 (8452) 570-500

ГЕОФИЗ
КАТАЛОГ
геофизкаталог.рф



Геофизический рынок перегружен информацией

Компании, оборудование, технологии — всё разбросано по разным сайтам, каталогам и презентациям, публикациям.

Найти нужное - сложно
Сравнить - еще сложнее



Геофизкаталог.рф

это единая цифровая платформа, где собрана вся ключевая информация по геофизической отрасли:

- компании
- технологии
- оборудование
- программные решения
- образование

Экспертная модерация от команды журнала «Приборы и системы разведочной геофизики»

Геофизкаталог

формируем отраслевой стандарт вместе

геофизкаталог.рф
+7 905 385 5106
psrgeo@mail.ru



EURASIA OIL SERVICES

Your Gateway to Business in Eurasia

Стратегический и управленческий консалтинг на нефтесервисном рынке Ближнего Востока

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

Разработка стратегии вхождения на рынок;

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

Развитие Вашего бизнеса «под ключ».

Партнерство

Представление интересов клиента в странах региона;

Поиск местных партнёров и заказчиков, организация переговоров;

Привлечение инвестиций под перспективные проекты.

Поставки оборудования и разработка технологических решений

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

Подготовка проектных решений под запрос.

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

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

www.eurasia-oil-services.com



– Что это за красные огни на болотах, Берримор?

– ГЕОТОМы, сэр

ГЕОТОМ

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

GEOSEIS

Геофизические услуги и аренда оборудования

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

сейстех

Разработчик системы ГЕОТОМ

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

