ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ЯНВАРЬ-МАРТ
1/2025
Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:



Тенденции и перспективы ГЕОФИЗИЧЕСКОГО РЫНКА

НОВЫЙ ВОСТОК ГЕО и компания АЛРОСА провели тестово-полевые работы с применением бескабельной системы Alwev гибридным методом

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

ЛУЧШИЕ В МИРЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РОССИЙСКОЙ ГЕОФИЗИКИ!



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

НОВЫЙ ВОСТОКГЕО
NEW EASTGEO Co. Ltd



YF Solo 4.5 Гц
Высокочувствительные геофоны.



Литий ионная система питания 120 Ah



Alwev - Бескабельная система сбора сейсмических данных

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

ТЕМА НОМЕРА:
«Тендении и перспективы геофизического рынка»

СОДЕРЖАНИЕ:
Наши партнеры 5

КОЛОНКА РЕДАКТОРА
Главный редактор Слонов Д.Н. 6

ТЕМА НОМЕРА
Перспективные направления геологоразведочных работ на углеводородное сырье
Ерофеева Н.Л., Шиманский С.В. 8

Рыночные перспективы ПАК «Геотом» - российской телеметрической сейсморегистрирующей системы
Тиссен А.А. 20

Методы повышения эффективности морских сейсморазведочных работ 3D
Горбачев С.В. 32

Электроразведочные исследования – ключ к повышению геологической информативности на всех этапах ГРР
Мисюркеева Н.В., Агафонов Ю.А., Селяев В.А., Токарева О.В., Давыденко С.А. 43

Актуальное состояние электроразведки в России: задачи, технологии и центры развития
Яковлев Д.В. 54

Особенности планирования и проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3D в пределах передовых складок Урала
Захаров Ю.М., Спешилов В.И. 64

О необходимости разработки методики прогноза изменения сейсмичности на участках распространения многолетнемерзлых грунтов
Кауркин М.Д., Кауркин В.Д. 72

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
Преимущества обратной миграции RTM для изучения среды в зоне сложных надвиговых структур на примере Косью-Роговской впадины
Малышев М.В., Кокошин Е.Ю., Ляпин Н.В., Гребенкина Д.С.,
Феськова Т.В., Корнилова О.В. 77

АРУ(AGC) и деконволюция. Об искажениях формы сигнала в ходе нелинейных преобразований
Киреева А.П., Фиников Д.Б. 87

Применение фильтра обнаружения в георадиолокации
Романов В.В., Латышев К.А., Матюшенко А.А., Кауркин М.Д. 104

Подавление коррелируемых помех в георадиолокации
Романов В.В., Латышев К.А., Матюшенко А.А., Андреев Д.О. 109

Опыт применения программного обеспечения «АЛЬТАИР-М» для обработки морских сейсморазведочных данных 3D, зарегистрированных с буксируемыми косами
Авраменко А.Д., Паутов А.С., Штоль К.В., Казанин А.Г., Литвачук А.В., Нагаев Р.Р., Сафонов Д.А. 113

Опыт реализации инженерной сейсмической томографии со сверхмалым шагом приема
Романов В.В., Кауркин М.Д., Крячков И.В., Бабуркин И.А. 123

4D сейсмическая инверсия как метод уточнения интерпретации для последующего количественного анализа данных 4D сейсморазведки на объекте Sleipner B
Лекомцев А.В. 128

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИДЕИ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Геофизика, геодезия и бурение способны решить столетний спор геологов об эволюции Земли
Череповский А.В. 136

ОБРАЗОВАНИЕ

Геофизическое образование в Российском государственном геологоразведочном университете (МГРИ-РГГРУ)
Романов В.В., Иванов А.А., Новиков П.В., Морочко А.Ф. 144

НОВОСТИ И СОБЫТИЯ

Оценка технологических перспектив сейсморегистрирующей нодальной системы Alwev в производственных работах компании Алроса
Махортов И.Р., Шарафутдинов В.О., Блохинов Д.С., Николаев Ф.А. 146

НАШИ ПАРТНЕРЫ

Главный редактор:
Слонов Д.Н.

Редакционная коллегия:
к.т.н. Абдулвалиев М.Т.
д.ф.-м.н. Александров П. Н.
к.т.н. Белоусов А.В.
к.г-м.н. Волкова Е.Н.
к.т.н. Гафаров Р.М.
д.т.н. Гогоненков Г.Н.
к.т.н. Горбачев С.В.
Гурьев С.В.
к.т.н. Дагаев И.Л.
к.т.н. Детков В.А.
д.т.н. Жуков А.П.
к.г-м.н. Золотая Л.А.
д.т.н. Кострыгин Ю.П.
д.г-м.н. Михеев С.И.
к.т.н. Тарасов Н.В.
к.т.н. Циммерман В.В.
к.т.н. Череповский А.В.
д.т.н. Шехтман Г.А.
к.г-м.н Шиманский С.В.

Руководитель проекта
Матвеев С.А.

Корректор:
Пачикина М.И.

Учредитель:
СРО МОО ЕАГО

Издатель:
ООО «ПСРГео»

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

Обложка и оформление:
Мокроусов Д.В.

Вёрстка:
Мокроусов Д.В.

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

Подписано в печать:
24.03.2025

Дата выпуска:
31.03.2025

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

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

Организатор журнала:
Турлов П.А.

Уважаемые коллеги!

Представляем вашему вниманию 1 номер «Приборы и системы разведочной геофизики» за 2025 год.

Выбрав темой номера «Тенденции и перспективы геофизического рынка», мы надеялись предоставить нашей аудитории информацию для анализа текущей рыночной ситуации в отрасли, чтобы читатели могли получить стратегические данные для оценки будущих перспектив. С одной стороны, по ряду причин мы наблюдаем снижение активности рынка геофизических услуг как в денежном, так и в физическом выражении, и тому есть причины. Однако, с другой стороны, происходит значительная трансформация отрасли. Традиционные рыночные механизмы отходят на второй план, поскольку государство реализовывает долгосрочную экономическую стратегию экономики России, ориентированную на развитие ресурсной базы, включая новые открытия и точки роста.

Статья, открывающая номер, именно об этом. Наши авторы, Шиманский С. В. и Ерофеева Н. Л., (Управление геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию), представляют материал «Перспективные направления геологоразведочных работ на углеводородное сырье», дающий важную информацию о понимании сегодняшнего состояния ГРР в России.

Уже непосредственно во время подготовки номера вышло распоряжение Правительства Российской Федерации от 4 марта 2025 г. № 500-р, утверждающее ПЛАН мероприятий по реализации Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2050 г., что еще раз говорит о том, какое внимание сегодня уделяется развитию отрасли.

Представление об имеющихся тенденциях в отрасли позволяют сформировать и другие публикации номера. Редакционные материалы – статья Горбачева С.В. «Методы повышения эффективности морских сейсморазведочных работ 3D» и публикация, сделанная по материалам докладов Яковлева Д. В. «Актуальное состояние электроразведки в России: задачи, технологии и центры развития» дают представление об этих важных сегментах геофизического сервиса, причем именно с точки зрения имеющихся трендов и в перспективе.

Компания "Сигма Гео", представленная статьей коллектива авторов, дает оценку эффективности современной электроразведки в работе «Электроразведочные исследования — ключ к повышению геологической информативности на всех этапах ГРР», дает оценку эффективности современной электроразведки, обращая внимание на необходимость шире использовать потенциал этих методов исследования недр при планировании работ ГРР.

Еще одна важная тенденция ГРР - рост спроса на проведение разведочных работ в сложных сейсмогеологических поверхностных условиях. Авторы статьи «Особенности планирования и проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3D в пределах передовых складок Урала» делятся успешным опытом выполнения геологоразведочных работ в передовых складках Уральского хребта (Пермский край), полученным специалистами компаний «ЛУКОЙЛ-Пермь» и ПАО «Пермнефтегеофизика».

Реальное импортозамещение внедряется в российские геофизические технологии не на словах, а на деле. Ярким примером является эффективная, в определенном плане импортоопережающая российская разработка - бескабельная телеметрическая сейсморегис-

трирующая система ПАК «Геотом». Данный проект демонстрирует инновационные решения в области геофизики и отвечает современным требованиям отрасли. Подробности можно найти в материале Тиссена А.А. (компании «Геосейс»).

Приятно отметить, что публикации журнала охватывают все более широкий круг тем, интересных нашей аудитории. Сразу несколько материалов в номере посвящены технологиям инженерных геофизических исследований. Компания "Алроса" выбрала страницы журнала "Приборы и системы" для рассказа о новом оборудовании, выходящем на российский рынок. Подробности - в статье «Оценка технологических перспектив сейсморегистрирующей нодальной системы Alwev в производственных работах компании Алроса».

Обработке сейсмических данных посвящено несколько материалов. Компания "Сейсмотек" представила статью «АРУ (AGC) и деконволюция. Об искажениях формы сигнала в ходе нелинейных преобразований». Компания МиМГО – «Преимущества обратной миграции RTM для изучения среды в зоне сложных надвиговых структур (на примере Косью-Роговской впадины)». А также в совместной статье компаний МАГЭ и «Совфрансгео» «Опыт применения программного обеспечения «АЛЬТАИР-М» для обработки морских сейсморазведочных данных 3D, зарегистрированных с буксируемыми косами» презентуется новый российский обрабатывающий комплекс. Программное обеспечение «АЛЬТАИР-М» было продемонстрировано специалистам на симпозиуме по обработке данных сейсморазведки, который состоялся 18-19 марта 2025 г. в Тюмени. Информация о данном мероприятии, в котором участвует и наш журнал, появится в следующем номере.

Мы продолжаем предоставлять страницы нашего издания учебным заведениям, занимающимся подготовкой специалистов. На тему подготовки кадров - публикация «Геофизическое образование в российском государственном геологоразведочном университете (МГРИ–РГГРУ)». Ждем к следующим номерам информации от других ВУЗов, готовящих специалистов отрасли.

Мы видим важную роль журнала, как площадки для дискуссий, предоставляющей возможность аргументированно представить смелую идею, отличную от мнения иных специалистов. Статья Череповского А. В. «Геофизика, геодезия и бурение способны решить столетний спор геологов об эволюции Земли» продолжает тему расширяющейся планеты. И автор приглашает к полемике специалистов, несогласных с данной гипотезой.

В целом номер оказался насыщенным, разнообразным и ярким. Мы планируем продолжить обсуждение стратегического развития отрасли и во втором номере, который выйдет в июне. Приглашаем авторов участвовать в выпуске «Технологии для завтрашних проектов», запланированном на второй квартал 2025 г.

Интересного вам прочтения нашего первого номера за 2025 г.!



С уважением,
Главный редактор
«Приборы и системы
разведочной геофизики»
Дмитрий Слонов



Перспективные направления геологоразведочных работ на углеводородное сырье

- Ерофеева Н.Л., начальник Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию.
- Шиманский С.В., к.г.м.н., заместитель начальника Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию.

Введение

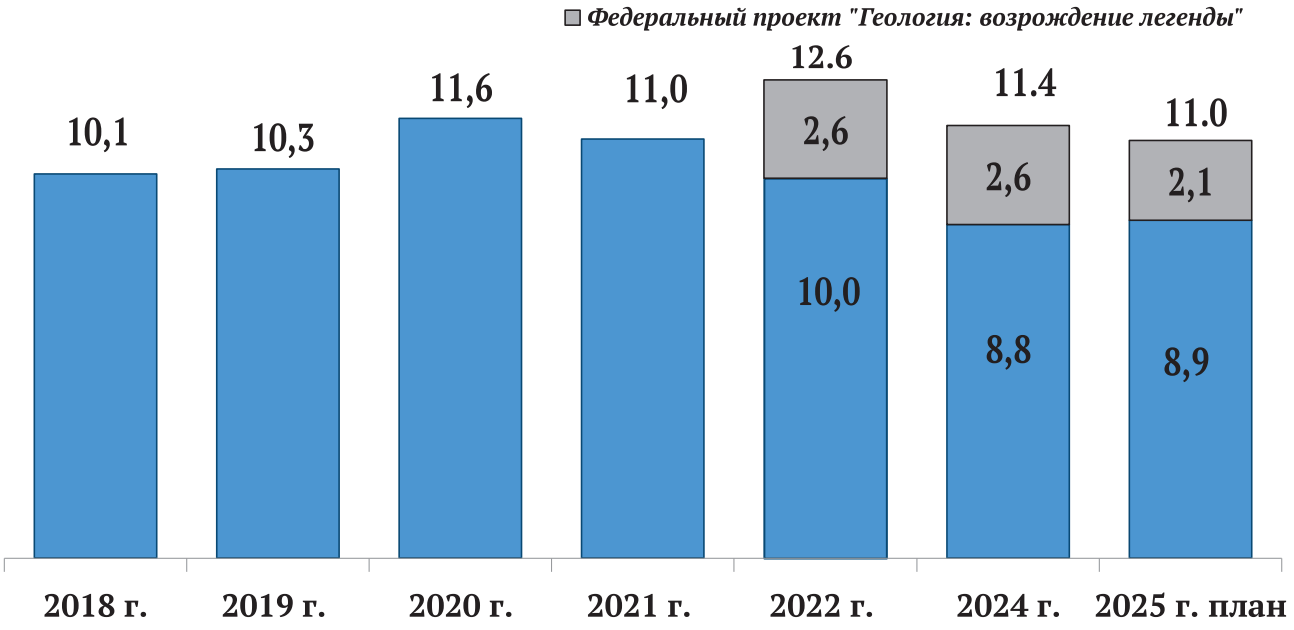
Региональные геологоразведочные работы (ГРР), осуществляемые за счет средств федерального бюджета (ФБ), являются основой для лицензирования и дальнейших поисковых работ силами недропользователей. От выбора направлений региональных ГРР зависят перспективы пространственного развития субъектов. Этот принцип заложен в основной документ стратегического планирования - «Стратегию развития минерально-сырьевой базы до 2050 года». Реализация Стратегии осуществляется в рамках «Государственной программы воспроизводство и использование природных ресурсов». В данной работе рассматриваются направления текущих и планируемых к реализации до 2030 региональных работ как основа для последующих работ компаний.

Направления геологоразведочных работ на углеводородное сырье за счет средств федерального бюджета

ГРР в 2024 году

В 2024 году в рамках комплекса процессных мероприятий по Государственной программе «Воспроизводство и использование природных ресурсов» региональные работы на углеводородное сырье проводились на 27 объектах, в том числе на 3 новых. Объекты были подготовлены подведомственными институтами в рамках тематических работ, включающих анализ всей доступной геолого-геофизической информации по перспективным участкам нераспределенного фонда недр. Комплекс взаимоувязанных тематических и последующих полевых работ не только обеспечивает

Рис. 1. Динамика финансирования ГРР на нефть и газ в 2018–2024 годах и планы на 2025 год, млрд руб.



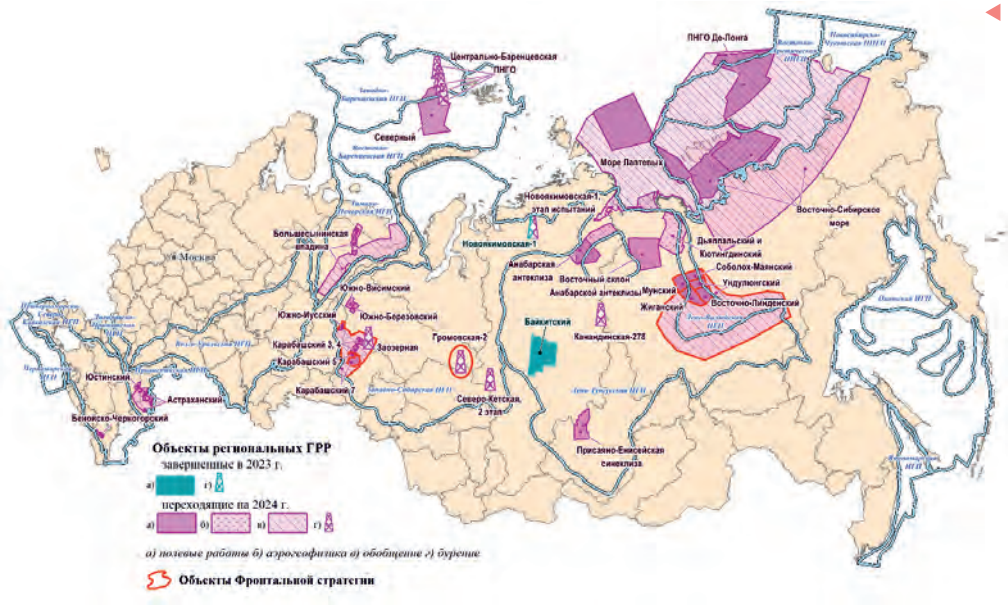


Рис. 2. Объекты ГРР на нефть и газ, выполненные за счет средств федерального бюджета в 2023-2025 гг. на территории России и ее континентальном шельфе.

ежегодное достижение показателя по приросту ресурсов, но и позволяет подготовить перспективные участки под лицензирование.

В 2024 году завершены 9 объектов, остальные перешли на 2025 год.

В 2024 году также завершены работы на 8 объектах по проекту «Фронтальная стратегия»: 7 объектов сейсморазведки (5 - в республике Саха (Якутия), 2 - в Карабашской зоне в ХМАО и Тюменской области), а также бурение параметрической скважины Громовская 2 глубиной 3200 м в Томской области.

Исследованиями были охвачены территории всех федеральных округов, за исключением Центрального и Приволжского, а также акватории арктических и дальневосточных морей. Наибольшее количество объектов выполнялось в Сибирском (7), Уральском (8), Дальневосточном (9) ФО и на континентальном шельфе РФ (7). Работы также велись в Северо-Кавказском (1), Северо-Западном (1) и Южном (2) ФО.

Объемы параметрического бурения в 2024 году составили 4,9 тыс. м, в том числе 4,6 тыс.м параметрического бурения и 380 м стратиграфического. Продолжалось бурение на Канандинской 278 и Громовская 2, испытание скважин Новоякимовская 1 и Северо-Кетская скважин в Сибирском ФО,Заозерной скважины в Уральском ФО . Объемы сейсморазведки 2D составили в 2024 году 10 тыс. пог. км.

В целом, по результатам геологоразведочных работ 2024 года за счет средств федерального бюджета на территории Российской Федерации локализованы ресурсы углеводородного сырья категории DЛ в объеме 8388 млн тут, в том числе ВИПР – 3244 млн.тут и 5144 млн.тут ФП «Геология: возрождение легенды».

Практические все перспективные территории европейской части России находятся в распределенном фонде недр. Однако здесь есть участки нераспределенного фонда недр, лицензирование которых сдерживается слабой геолого-геофизической изученностью. Есть ряд глубоких перспективных интервалов, неизученных бурением.

В Северо-Западном ФО в 2024 году геологоразведочные работы на УВС проводились на одном объекте, расположенном на территории Республики Коми. Полевые сейсморазведочные

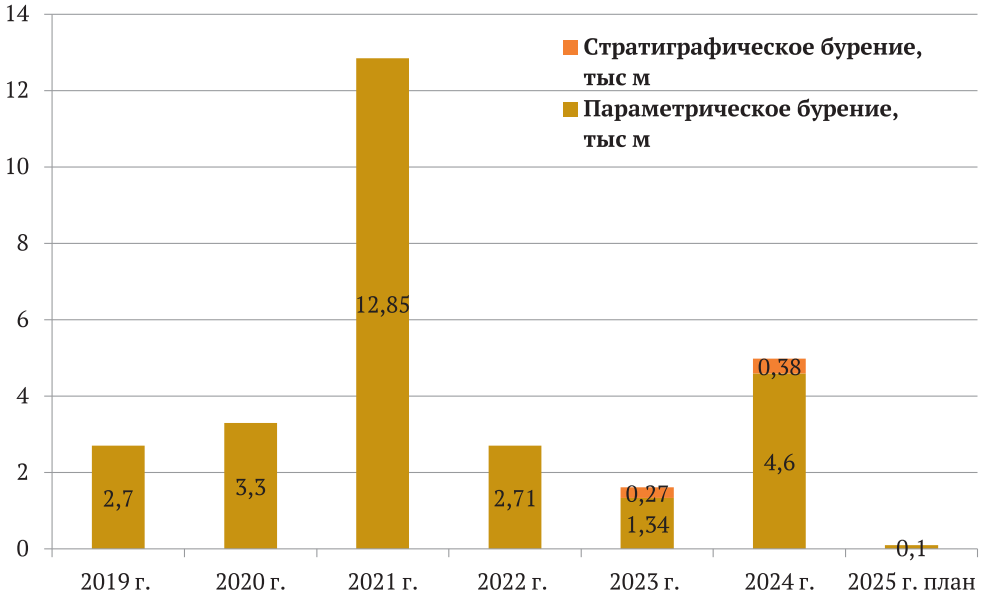


Рис. 3. Объемы параметрического бурения на нефть и газ за счет средств федерального бюджета в 2019-2024 годах и планы на 2025 год, тыс. м.

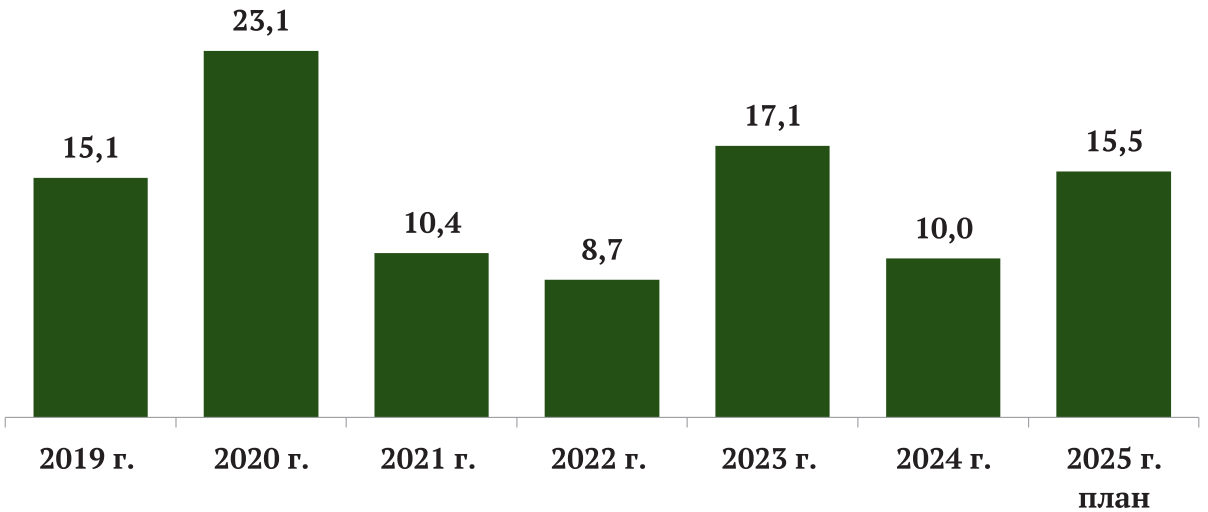
работы выполнены в объеме 348 пог.км, обработка полученных данных – 250 пог.км. В пределах контура обобщения, включающего восточную периферийную часть Тимано-Печорской НГП, выполнена обработка ретроспективных сейсмических данных в объёме 15 995,6 пог. км; осуществлена обработка и интерпретация материалов ГИС по пяти скважинам

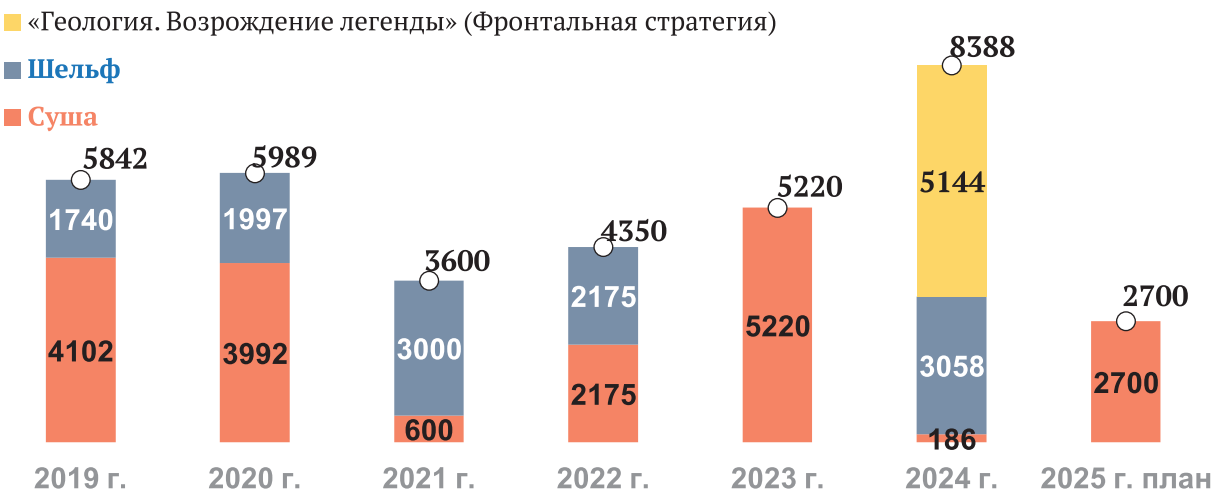
В Южном ФО в 2024 году геологоразведочные работы на углеводородное сырье проводились на одном объекте в Республике Калмыкия и одном в Астраханской области.

В пределах Юстинского подсолевого поднятия Сарпинского прогиба Прикаспийской впадины на территории Республики Калмыкия по результатам проведенных исследований детализирован структурный план Юстинского участка по 10 отражающим горизонтам. Существование крупного подсолевого Юстинского поднятия не подтверждено. По кровле подсолевого мегакомплекса выявлено Восточно-Юстинское локальное поднятие. Оценён ресурсный потенциал Восточно-Юстинского локального поднятия по категории Dл в размере 135,502 млн т у.т., в том числе: свободного газа – 105,353 млрд м3, конденсата – 30,149 млн т.

В пределах объекта ГРР на астрахан-

Рис. 4. Объемы сейсмопрофилирования 2D за счет средств федерального бюджета в 2019-2024 годах и планы на 2025 год, тыс. пог. км.





▲ *Рис. 5. Локализация ресурсов категории Дл, млн т у.т. в 2019-2024 гг. и планы на 2025 г.*

ском секторе Прикаспийской впадины выполнен сбор, анализ и систематизация материалов глубокого бурения по скважинам на территории обобщения. По 8 скважинам проведена комплексная интерпретация данных ГИС в широком стратиграфическом интервале мезозойского и палеозойского комплексов.

В Северо-Кавказском ФО на Бенойско-Черногорском участке полевые сейсморазведочные работы МОГТ-2D выполнены в полном объеме 650 пог. км. По результатам интерпретации сейсморазведочных материалов МОГТ 2D уточнены геологическое строение и перспективы нефтегазоносности мезозойско-кайнозойских, в первую очередь, майкопских и юрско-эоценовых отложений. Выделены наиболее перспективные зоны нефтегазонакопления и нефтегазоперспективные локальные объекты (ловушки). Оценка извлекаемых ресурсов Дл – 50,9 млн тонн.

Составлены схемы корреляции неогеновых, палеогеновых, верхнемеловых, нижнемеловых и юрских отложений. Проведен анализ ретроспективных геохимических данных.

Западно-Сибирская НГП – одна из крупнейших НГП не только России, но и мира. Это регион с активной нефтегазодобычей и развитой инфраструктурой. Здесь сохраняются перспективы в части проведения региональных УВС. Фактически вся периферийная часть перспективна для регионального изучения. Поэтому региональные ГРР поставлены в периферийных частях. В 2024 закончены 4 объекта, в том числе 3 объекта по проекту «Геология: возрождение легенды».

В 2024 году активно велись работы в Карабашской нефтегазоперспективной зоне, где в последние годы отмечается рост объемов лицензирования.

В параметрической скважине Заозёрной площади в 2024 году завершены работы по изучению в фильтрационно-емкостных свойств аномального разреза баженовской свиты. В результате получен приток нефти с расчётным дебитом 8 м3 в сутки.

На Карабашском 3 участке в 2024 году проведены полевые сейсморазведочные работы в объёме 850 пог.км (общий объём 2000 пог.км), проводились исследования по направлению «Обобщение и анализ результатов геологоразведочных работ прошлых лет», выполнена предварительная обработка сейсморазведочных данных в объеме 100 усл. км.

На Карабашском 4 участке в 2024 году

проведены полевые сейсморазведочные работы в объёме 424 пог.км. (общий объём 1500 пог.км), проводилось обобщение и анализ результатов геологоразведочных работ прошлых лет, выполнена предварительная обработка сейсморазведочных данных в объеме 100 усл. км.

На Южно-Иусском участке в 2024 году выполнены полевые сейсморазведочные работы в объёме 720 пог.км. (общий объём 1700 пог.км), завершены полевые аэрогеофизические работы, проведены исследования по направлению «Обобщение и анализ ретроспективных геолого-геофизических материалов», построены корреляционные схемы разрезов скважин с целью изучения особенностей распространения продуктивных горизонтов, составлено дополнение к проекту на производство работ. Проектная документация прошла экспертизу и получено положительное заключение , проводится камеральная обработка, комплексная интерпретация аэрогеофизических данных, проведена предварительная обработка полученных сейсмических данных в объёме 350 усл. км.

В 2024 г. в пределах Южно-Березовского участка, расположенного в Советском ХМАО, выполнены региональные сейсморазведочные работы в объеме 728.2 пог. км. В пределах Южно-Висимского участка, расположенного на юго-западе ХМАО на границе Березовского и Советского районов, выполнены региональные сейсморазведочные работы в объеме 879.9 пог. км.

Следующим стратегическим принципом Роснедра при формировании программы ГРР является: «Восточный вектор» ГРР, который позволит обеспечить газификацию ДФО и поставки УВС в страны АТР. Провинции Восточной Сибири характеризуются низкой степенью изученности. Региональные работы направлены на изучение наиболее перспективной территории – Республики Саха (Якутия).

В Сибирском ФО в рамках ВИПР выполнялись работы на 5 объектах.

В пределах западного склона Анабарского мегасвода на территории северной части Красноярского края выполнены полевые комплексные аэрогеофизические исследования в объеме 104 303 пог. км. По результатам проведенных работ изучено глубинное геологическое строение осадочного чехла и фундамента, уточнена схема нефтегазогеологического районирования исследуемого региона, в частности, детализирована юго-восточная граница Енисей-Хатангского прогиба и зоны распространения осадочного чехла на склоне Анабарского свода. Создана обобщенная геолого-геофизическая модель территории сочленения Енисей-Хатангского прогиба и Анабарской антеклизы, включающая схему глубинного геологического строения осадочного чехла и фундамента, уточненную схему тектонического районирования и нефтегазоперспективные зоны.

На восточном борту Присаяно-Енисейской синеклизы на территории Иркутской области проведена обработка и интерпретация ГИС в объеме 11 скважин. Выполнена интерпретация ретроспективных сейсморазведочных данных МОГТ-2D в объеме 500 пог. км, позволяющая проследить основные опорные отражающие горизонты в разрезе осадочного чехла Н1, Н2, К1, А, Б, М, R0. Выполнена корреляция сейсмических отражений. Проведены работы по выявлению и трассированию тектонических нарушений. В результате выполнения камеральных работ по ретроспективным

данным получена новая геологическая информация о строении восточного борта Присаяно-Енисейской синеклизы, обладающая высокой научно-технической ценностью.

За период 2024-2025 года проведены испытания скважины Северо-Кетская трех объектов. При испытании в интервале 3510-3530м (оксымская свита) был получен приток пластовой воды дебитом 7 м³/сут. Отобранные пробы пластовых флюидов отправлены на исследования.

На объекте «Испытание глубокой параметрической скважины Новоякимовская 1» проведено испытание первого объекта в интервале 4956-4998м. В настоящий момент ведутся совместные испытания I-го и II-го объектов. Выполнены исследования кернового материала методом трекового датирования цирконов и апатитов. Проведено одномерное бассейновое моделирование.

По объекту «Бурение глубокой параметрической скважины Канандинская 278 глубиной 5400м выполнено бурение скважины до глубины 5335 м, отбор керна и шлама. Выполнен комплекс ГИС и ГТИ, проведена оперативная интерпретация данных ГТИ и ГИС с целью оптимизации процесса углубления, исследования ствола скважины и предупреждения геологических осложнений при бурении.

Проводились лабораторно-аналитические исследования керна, шлама и обработка данных с использованием новых методов и технологий.

В Дальневосточном ФО в рамках ВИПР выполнялись работы в пределах восточного склона Анабарского мегасвода на территории Республики Саха (Якутия) в ходе продолжившихся в 2025 году исследований выполнено 123 440 пог. км комплексной аэрогеофизической съемки в том числе: 12 019 пог. км – опорная сеть, 106 107 пог. км. – рядовая сеть и 5 314 пог. км повторных и секущих маршрутов. Проведена цифровая экспресс-обработка первичных материалов в процессе полевых работ в объеме 123 440 пог. км. Осуществлён сбор, анализ, систематизация и оценка априорной геолого-геофизической информации (по фондовым материалам) в объеме 60,04 тыс.кв.км. Построены карты аномального магнитного поля; локальных составляющих магнитного поля, аномалий силы тяжести в редукции Буге с учетом топографии, локальных составляющих аномалий силы тяжести в редукции Буге в объеме 118 126 пог.км. Завершён расчет набора трансформант гравитационного и магнитного полей в объеме 118 126 пог.км

Комплексная аэрогеофизическая (аэромагнитная, аэрогравиметрическая) съемка на Дьяппальском и Кютингдинском участках выполнена на площади 55974 кв.км. По результатам работ составлены гравиметрические и магнитометрические каталоги, комплект геофизических карт, единая геолого-геофизическая модель фундамента, выделены системы разрывных нарушений, оценены масштабы развития магматизма основного состава.

В результате комплексной интерпретации данных аэрогравимагнитной съемки совместно с данными сейсморазведки бурения и геологической съемки было проведено моделирование кровли акустического фундамента, кровли пермских отложений, кровли триасовых отложений, кровли юрских отложений, построены структурные карты по этим горизонтам, подготовлена структурно-тектоническая модель, выявлены и проанализированы факторы, прогноза нефтегазоперспективности, уточнена схема нефтегазогеологического районирования. Даны рекомендации для даль-

нейшего проведения комплексных поисковых сейсморазведочных и электроразведочных работ.

На континентальном шельфе РФ ГРР на нефть и газ в 2024 году проводились в рамках 7-ти объектов: 2-х завершающихся - в Восточно-Сибирском и Черном морях; 4-х переходящих – в Баренцевом море, в море Лаптевых, и в зоне сочленения моря Лаптевых и Восточно-Сибирского моря; 1-го нового – в Охотском море.

В 2024 г. по объекту Уточнение геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности ПНГО Де Лонга шельфа Восточно-Сибирского моря завершена обработка, интерпретация и комплексная интерпретация по всему объему геолого-геофизических данных (сейсморазведочных МОВ ОГТ 2D, дифференциальной гидромагнитометрии, надводной гравиметрии) в объеме 6 600 пог. км каждого метода.

По результатам работ составлен комплект карт по целевым ОГ, схем тектонического районирования. Составлена карта перспектив нефтегазоносности ПНГО Де Лонга и сопредельных территорий, выполнена оценка ресурсов, ресурсы нефти составили 766,8 млн. тонн, ресурсы газа –2 291,7 млрд. м^3.

В 2024 году завершен объект ГРР «Региональные геолого-геофизические работы в западной части Скифской плиты с целью уточнения перспектив нефтегазоносности». В рамках объекта выполнена обработка и интерпретация ретроспективных сейсмических данных МОГТ-2D в объеме 11296,5 пог. км, гравиметрических – в объеме 10366,2 пог. км, магнитометрических – в объеме 9143,5 пог. км, а также данных пяти глубоких скважин. В результате уточнены границы нефтегазогеологического районирования участка работ, выделены и оконтурены в плане перспективные локальные объекты. Оценка ресурсов выполнена по 73 ловушкам в составе 30 структур. Прирост ресурсов, по сравнению с предыдущей оценкой, составил : по газу – 438,5 млрд. м^3, по нефти – 3,73 млн. т. В 2024 г продолжены полевые работы в рамках изучения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности *зоны сочленения склоновых структур хребта Гаккеля и котловины Нансена с шельфовыми структурами акватории моря Лаптевых* продолжены полевые работы (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, дифференциальная гидромагнитометрия, надводная гравиметрия).

По переходящим объектам в районе *зоны сочленения шельфовых структур Восточно-Сибирского моря и моря Лаптевых* и в Баренцевом море с целью уточнения особенностей геологического строения *зоны сочленения Северо-Баренцевской синеклизы и Предновоземельской структурной области* выполнялась обработка и интерпретация геофизических данных (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, надводная гравиметрия, гидромагнитометрия). Основные геологические результаты по ним будут получены в 2025 г.

В результате выполнения морских полевых работ в рамках объекта «Уточнение перспектив нефтегазоносности Центрально-Баренцевской ПНГО на основе результатов малоглубинного стратиграфического бурения и бассейнового моделирования» пробурено шесть стратиграфических скважин глубиной по породе от 27,5 м до 155 м. Общий объем проходки по породе составил 564,5 пог. м. Бурение с отбором керна - 489,5 пог. м, без отбора керна – 75 пог. м. Выход керна составил – 300 пог. м (61,3%). В четырех скважинах выполнено вертикальное

сейсмическое профилирование общим объемом 447,2 пог. м. В результате изучения остатков макро- и микрофауны установлен юрско-плейстоценовый возраст вскрытых отложений. По результатам U-Pb датирования обломочных цирконов из образцов керна были определены нижние границы возраста терригенных пород, реконструированы возрастные источники сноса для обломочного материала. По определенным значениям отражательной способности витринита R0, степень зрелости органического вещества соответствует зонам раннего, среднего и реже позднего протокатагенеза (ПК1-ПК3). В результате органо-геохимических исследований установлено, что органическое вещество имеет как сапропелевую, так и гумусовую природу . Термическая эволюция отложений находится в диапазоне ПК3-МК1, а генетический потенциал отвечает в основном бедным отложениям. Для потенциальных нижне-среднеюрских коллекторов определены открытая пористость, проницаемость, объемная и минералогическая плотность. Песчаники имеют плотность от 1,69 до 2,36 г/см³, пористость достигает 32%, проницаемость по азоту варьирует от 1,41 до 3461*10-3 мкм². Лабораторные работы будут продолжены в 2025 году.

В 2024 г. начаты ГРР по одному новому объекту *в Тинровском осадочном бассейне Охотского моря.* Выполнены полевые комплексные региональные геолого-геофизические работы (сейсморазведка МОВ ОГТ 2D, надводная гравиметрия, гидромагнитометрия) в объеме 3 000 пог. км в Тинровском осадочном бассейне Охотского моря.

В 2025 году работы будут продолжены по 5-ти объектам, также начнутся комплексные региональные геолого-геофизические работы в рамках нового объекта в *заливах Анива и Терпения Охотского моря* и запланировано начало проведения *полевых ревизионно-аналитических исследований на островах Арктической зоны* для установления литолого-стратиграфической, геохимической и петрофизической характеристик осадочного чехла в пределах неразбуренных перспективных нефтегазоносных областей арктического шельфа.

Федеральная программа «Геология: возрождение легенды».

В рамках ФП Геология: возрождение легенды» завершены работы на 8 объектах, в том числе 5 объектов в Якутии, два в ХМАО и один в Томской области.

На участке Карабашский-5 полевые сейсморазведочные работы в полном объеме (800 пог.км) завершены в 2023 году. В 2024 году выполнена обработка сейсмических данных в объёме 800 пог. км, получены временные, глубинные разрезы, построены структурные карты по отражающим горизонтам. В пределах участка Карабашский-5 подтверждено наличие и уточнено строение ранее выделенных поднятий: Карабашского, Западно-Карабашского, Северо-Таёжного, Верхнеуральского, Герасимовского, Курухтальского. Впервые выделены, именованы Путикское, Куминское, Камкульское поднятия. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности Карабашского 5 участка, построена сводная карта выделенных перспективных объектов. Извлекаемые ресурсы нефти по категории Дл на территории Карабашского 5 участка составляют 61.984 млн т., ресурсы газа по категории Дл – 25.887 млрд м³.

На участке Карабашский -7 полевые сейсморазведочные работы завершены

в объеме 1000 пог.км в 2023 году. В 2024 году выполнена обработка вновь полученных сейсмических данных в объёме 1000 пог. км., проведена переобработка сейсмических данных прошлых лет в объеме 1200 пог.км. Построены структурные карты по отражающим горизонтам. В пределах участка Карабашский-7 подтверждено наличие и уточнено строение ранее выделенных поднятий: Менделеевского I, Менделеевского II, Лайтамакского. Впервые выделены, именованы Камкульское, Новоселовское, Сазламыкульское, Сункульское, Кавылское, Гарланское, Южно-Гарланское, Янгутумское, Котуковское, Ишменевское, Вармахлинское, Намухтарское поднятия. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности Карабашского-7 участка, построена сводная карта выделенных перспективных объектов. Извлекаемые ресурсы нефти по категории Дл на территории Карабашского-7 участка составляют 105,17 млн.т., ресурсы газа по категории Дл - 24,847 млрд. м^3.

На Мунском участке выполнены полевые работы в объеме 725 пог.км (сейсморазведочные МОГТ-2D и электроразведочные - ЗСБ И МТЗ). По результатам проведенных исследований составлена комплексная геолого-геофизическая модель Мунского участка недр, включающая структурные карты по основным перспективным уровням, уточненную структурно-тектоническую схему фундамента и перспективны нефтегазоносности по наиболее вендским отложениям с оценкой локализованных ресурсов. Выделены структурно-стратиграфические и литологические ловушки нефти и газа с суммарными ресурсами нефти категории Dл – 850,3 млн тут. Намечен перспективный участок к лицензированию и сформирована программа по дальнейшему изучению территории.

На Соболох-Маянском объекте выполнена обработка и интерпретация вновь полученных данных МОГТ 2D (625 полнократных пог. км) и ретроспективных (100 пог. км), выполнена обработка и интерпретация электроразведочных данных ЗСБ и МТЗ в объеме 625 пог. км. каждого метода, выполнена комплексная интерпретация геолого-геофизических данных, выполнена оценка прогнозных ресурсов УВ категории Dл на выявленных объектах, рекомендован участок для лицензирования. Извлекаемые ресурсы УВ категории Dл составляют 810 млн. тут.

На Восточно-Линденском объекте завершены полевые работы методами: МОГТ 2Д и ЗСБ, выполнена обработка и интерпретация вновь полученных данных МОГТ 2Д (600 полнократных пог. км) и ретроспективных (100 пог. км), Выполнена обработка и интерпретация электроразведочных данных ЗСБ и МТЗ в объеме 600 пог. км. каждого метода, выполнена комплексная интерпретация геолого-геофизических данных, построены карты и схемы перспектив нефтегазоносности по пяти стратиграфическим уровням, выполнена оценка прогнозных ресурсов УВ категории Dл на выявленных объектах, рекомендован участок для лицензирования. Извлекаемые ресурсы УВ категории Dл составляют 797,9 млн. тут.

По Ундулюнгскому объекту полевые и камеральные работы завершены в полном объеме. На Ундулюнгской площади получено новое представление о строении зоны сочленения юго-восточной окраины Анабарской антеклизы и северо-восточной части Вилюйской синеклизы и Предверхоянского прогиба, выделены структурные, стратиграфические и литологические ловушки в пермских и мезозойских отложениях,

выполнена оценка ресурсов. На площади обобщения по рифейским, вендским, кембрийским, пермским, триасовым и юрским горизонтам выделены и локализованы структурные и стратиграфические ловушки, выполнена оценка ресурсов УВ категории Dл (всего на площади обобщения выделено 283 объекта на 14-ти стратиграфических уровнях, с которыми могут быть связаны перспективы обнаружения УВ). Ресурсы УВ категории Dл составляют 1230,5млн. тут.

На Жиганском объекте завершены полевые работы методами: МОГТ 2Д и ЗСБ, выполнена обработка и интерпретация полученных данных МОГТ 2Д (1000 пог. км), выполнена обработка и интерпретация электроразведочных данных ЗСБ и МТЗ в объеме 1000 пог. км. каждого метода. Впервые на изучаемой территории прослежены отражающие горизонты, характеризующие строение отложений рифея и венда. Также впервые был выявлен рифтовый ступенчатый характер погружения отложений в южном направлении в сторону Вилюйской синеклизы, происходивший в верхнем палеозое. Выполнено ранжирование выделенных тектонических нарушений по возрастам: предположительно рифейские рифтообразующие, предпермские рифтообразующие и верхнемеловые синколизионные. Выявлены комбинированные ловушки УВ в центральной части площади Баханайская в отложениях терригенного и карбонатного венда, ограниченные с севера и юга тектоническими нарушениями, а с востока – зоной выклинивания вендских отложений. Выявлены неантиклинальные литологический ловушки в отложениях логлорской свиты пермской системы и таганджинской свиты триасовой системы – Хахсыкская ловушка конседиментационного выклинивания отложений перми и триаса, Баханайская неантиклинальная ловушка связанная с песчаным баровым телом, Элгер-Юряхская неантиклинальная тектонически экранированная ловушка. Извлекаемые ресурсы УВ категории Dл Жиганского участка составляют: 1236 млн.тут.

Завершено бурение на Громовской параметрической скважине №2. Достигнут проектный забой 3200м. На забое вскрыты отложения доюрского основания. В процессе работы были проведены геолого-технологические (ГТИ) и геофизические (ГИС) исследования скважины. Произведена оперативная интерпретация данных ГИС. Проведено испытание пластов в процессе бурения скважины, выполнен гидродинамический каротаж и опробование пластов для определения коллекторских свойств вскрытых пород. Осуществлены лабораторно-аналитические исследований керна и шлама, получена гидрогеологическая характеристика разреза и определены физико-химические свойства пластовых флюидов. Весь комплекс проведенных исследований и анализ полученных результатов явился основой для определения перспектив нефтегазоносности изучаемого участка недр и дальнейших направлений геологоразведочных работ на территории Пайдугинской НГО.

Планируемые геологоразведочные работы на УВС в 2025 году

Финансирование ГРР на УВС за счет средств федерального бюджета в 2025 г. запланировано в размере 11 млрд руб., в том числе по федеральному проекту «Геология-возрождение легенды - 2» 2,1 млрд.руб. Планируется завершение бурения параметрической скважины Канандинская. Объем региональных сейсморазведочных работ составит 15,5 тыс. пог.км. Прирост прогнозных

ресурсов Дл ожидается в объеме 2,7 млрд т у.т.

В рамках КПМ запланированы следующие работы:

В Северо-Западном ФО продолжатся работы на объекте в Большесынинской впадине с целью уточнения региональной модели геологического строения и перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Припайхойско-Приюжноновоземельского и Предуральского в границах Тимано-Печорской НГП) мегапрогибов.

В Южном ФО продолжатся региональные геофизические работы в пределах в астраханском секторе Прикаспийской впадины.

В Уральском ФО продолжаться работы на 5 объектах сейсморазведочных работ – Карабашском -3 и 4, Южно-Висимском и Березовском и в пределах Южно-Иусского участка.

В Сибирском ФО продолжатся испытание в эксплуатационной колонне скважин Новоякимовская.

В Дальневосточном ФО будут продолжены комплексные аэрогеофизические работы на восточном склоне Анабарской антеклизы.

Продолжатся работы по объектам на шельфе Восточно-Сибирского и Баренцева морей и в акватории моря Лаптевых.

В рамках ФП «Геология: возрождение легенды - 2» будут начаты работы на 10 участках к северу от ГВЛ 1, в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Предверхоянского прогиба (Якутия). Основная цель – подготовка ресурсной базы для минерально-сырьевого центра у планируемого порта Найба (дельта р. Лена).

Планируемые геологоразведочные работы на УВС в период 2026-2030 гг.

Основной объем региональных работ в этот период будет сосредоточен в СФО и на Дальнем Востоке.

В Красноярском крае начнутся работы по оценке перспектив нефтегазоносности ордовикских, силурийских и кембрийских отложений в слабо изученной Курейской синеклизы.

С целью изучения рифогенных комплексов венда и кембрия запланированы комплексные региональные работы в зоне сочленения Сюгджерской и Анабарской НГО.

В Якутии продолжатся сейсморазведочные работы в зоне сочленения Предверхоянского прогиба и Западно-Вилюйской синеклизы с целью локализации ресурсов в зоне развития перспективного МСЦ порта Найба.

В центральной части РФ будут продолжены региональные работы с целью подготовки перспективных участков под лицензирование в «старых» добывающих регионах Приволжского округа, Калмыкии и Астраханской области.

В ЗСНГП основные направления региональных ГРР 2026-2030 гг. будут направлены на изучение зоны сочленения Сибирской платформы и ЗСНГП. Вторым направлением будет оценка перспектив нефтеносности палеозойских отложений на севере провинции. В южной части ЗСНГП часть работ планируется для поддержания ресурсной базы в добывающих регионах (Новосибирская, Омская области и ХМАО).

В Вилюйской синеклизе продолжится изучение рифогенных комплексов венда и кембрия и оценка перспектив нефтеносности южных территорий провинции.

В центральной части РФ основным направлением работ будет изучение краевых частей Прикаспийской синеклизы и западных Волго-Уральской провинции.

Заключение

Министерство природных ресурсов и экологии России активно работает над привлечением частных инвестиций в геологоразведку, делая акцент на различных этапах этого процесса, включая региональный этап и лицензирование для открытия новых месторождений. Одна из ключевых задач — выход на малоизученные территории для расширения ресурсной базы. Государственные усилия направлены на создание долгосрочной стратегии, которая включает привлечение инвестиций для рационального использования недр, охраны окружающей среды и повышения конкурентоспособности российской экономики.

Важно формировать условия, способствующие инвестиционной привлекательности, включая упрощение административных процедур и развитие инфраструктуры. Такой подход позволит увеличить объемы геологоразведочных работ, оптимизировать использование природных ресурсов и укрепить экономический потенциал страны.

Подробнее об авторах



Ерофеева
Нина Леонидовна

начальник Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию.



Шиманский
Сергей Владимирович

к.г.м.н.- заместитель начальника Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Федерального агентства по недропользованию.

Рыночные перспективы ПАК «Геотом» - российской телеметрической сейсморегистрирующей системы

Тиссен А.А, ООО «Фирма «Геосейс», г. Москва.

В России в настоящее время активно развиваются процессы импортозамещения, особенно в высокотехнологичных сферах, таких как сейсморазведка. В условиях санкций и ограничений со стороны зарубежных поставщиков программно-аппаратный комплекс (ПАК) «Геотом» становится ключевым шагом к снижению зависимости от иностранного оборудования и повышению эффективности сейсмических исследований.

ПАК «Геотом» представляет собой отечественную телеметрическую сейсморегистрирующую систему, которая оптимально сочетает современные технологии и тренды сейсмического приборостроения с действующими в отрасли требованиями. Эта разработка облегчает работу сейсморазведчиков, повышая эффективность за счет мобильности, удобства и адаптируемости. Кроме того, она предоставляет широкие возможности для соответствия актуальным стандартам и требованиям контроля процесса сейсморазведочных работ. ПАК «Геотом» обеспечивает надежное выполнение сейсмических исследований и гарантирует высокое качество получаемого сейсмического материала.

Стандарты и правила, определяющие технологии сейсморазведки

Инструкция по сейсморазведке 1986 года и её терминология продолжают служить основой для контрактов и локальных стандартов, но устарели и не соответствуют современным требованиям отрасли. Созданная для проектов с ограниченным числом каналов, она не учитывает быстрое развитие технологий и разнообразие оборудования. Тем не менее, заказчики всё еще ориентируются на этот документ и настаивают на быстром получении большого объема информации, необходимой им для контроля технологических процессов.

И несмотря на назревшую необходимость изменений, важно понимать, что работать нужно здесь и сейчас. Вот выдержка из действующих стандартов одного крупного заказчика сейсморазведочных работ:

«Полевой контроль качества сейсмических работ и материалов осуществляется на всех этапах сейсмических работ и включает:

- контроль качества возбуждения (источника);
- контроль приёмной расстановки;
- контроль сейсмостанции (телеметрической системы), модулей;
- контроль первичных материалов на полевом ВЦ;

Подрядчик обязан обеспечить супервайзерской службе возможность ежедневного контроля качества проводимых работ и контроля первичных материалов на полевом ВЦ. Выявленные в результате оперативной обработки бракованные сейсмограммы дублируются за счет подрядчика.»

Разумеется, это очень высокий риск исполнителя – ведь даже переотработка одного единственного физического наблюдения задерживает перемотку оборудования, нарушает ритмичность сейсморазведочного конвейера, не позволяя проводить перемотку. Именно этот риск становится стоп-фактором при

внедрении слепых и полуслепых регистрирующих систем. При этом повышение технологичности работ без облегчения удельного веса полевой системы наблюдения невозможно.

Разработчики аппаратуры постоянно стараются унифицировать свои системы, сделав их максимально адаптивной к требованиям сегодняшнего дня и задаче повышения производительности и эффективности. Так, создатели кабельного оборудования идут по пути облегчения удельного веса канала напольной расстановки. Особенно с появлением новых материалов. Косы становятся легче, 4х канальные косы сменяются 6-ти канальными. На один внешний аккумулятор запитывается все больше и больше каналов. А все производители нодальных систем стремятся расширить возможности контроля полевой системы наблюдения, добавляя функции управления по Wi-Fi или радиоканалу, повышая ее дальность, даже в ущерб времени работы модулей без замены питания.

Однако, кабельные системы все равно проигрывают в весе нодальным системам, оставаясь «кабельными», что сегодня также уже рассматривается как минус в надежности оборудования. А нодальные, несмотря на их огромное многообразие, продолжают оставаться «слепыми» - уверенный радиус обзора по Wi-Fi не превышает и сотни метров.

В то же время, в России, вот уже несколько лет разрабатывается, а с 2024 года полноценно участвующая в производственных проектах система, максимально универсальная и адаптированная для решения широкого круга задач сейсморазведки прежде всего, в рамках действующих в отрасли стандартов.

Это программно-аппаратный комплекс «Геотом».



Рис. 1. Полевой блок ПАК «Геотом» с подключенным сейсмоприемником.

ПАК «Геотом» - краткое описание системы

Программно-аппаратный комплекс (ПАК) «Геотом» является бескабельной сейсморегистрирующей системой с удаленным контролем и управлением всей полевой расстановкой. Предназначен для регистрации сейсмических данных с подключением внешних сейсмоприемников различного типа. Подключение осуществляется через стандартный разъем КСК-2.

Управление системой Геотом осуществляется с рабочего места оператора – компьютера с ПО Геотом под управлением ОС Windows или Linux. Основным компонентом сейсмостанции является модуль «Шлюз». Он состоит из радио модуля, навигационного модуля и модуля интеграции с системой синхронизации источников возбуждения (все типы). Возможна организация нескольких рабочих мест управления системой, наладки и контроля напольного оборудования на одном проекте.

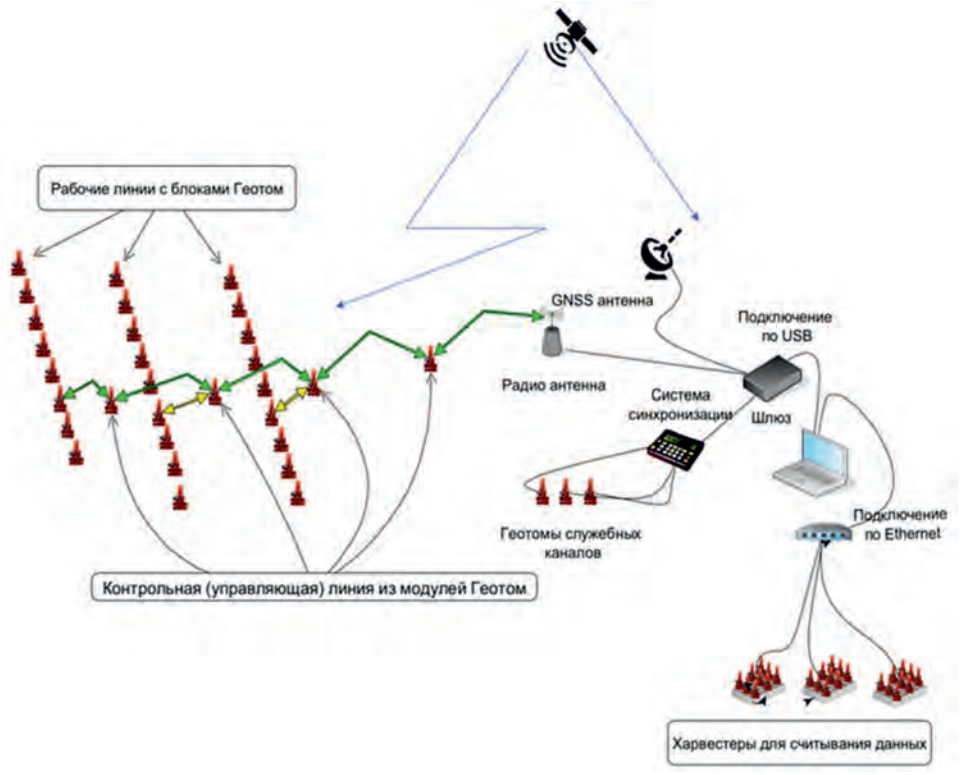
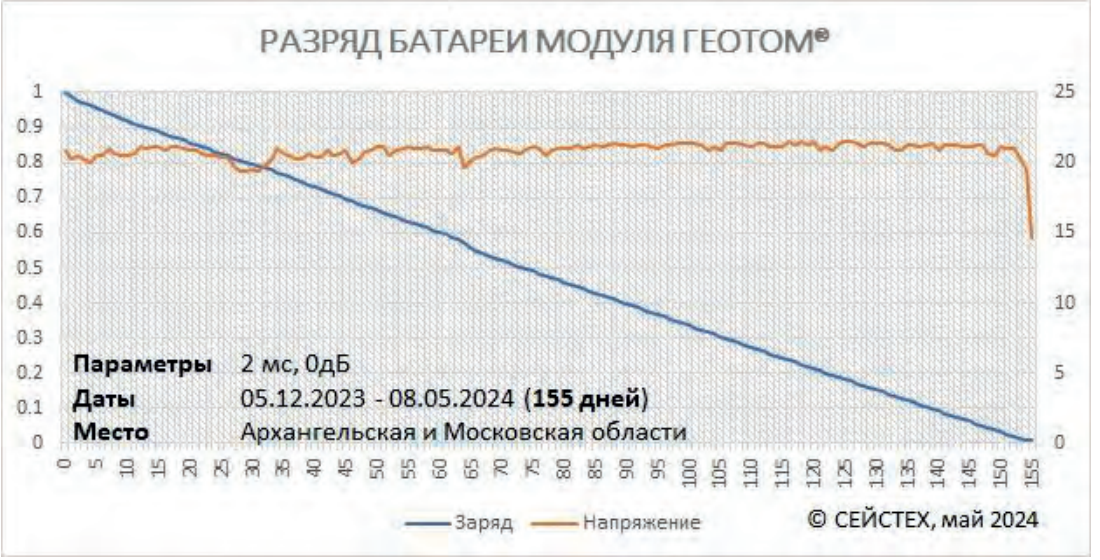


Рис. 2. Принципиальная схема работы ПАК «Геотом».

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

Непрерывная работа в режиме включенной регистрации данных без замены батарейного блока - более 100 суток при отрицательных температурах. Остановка записи увеличивает время работы батарей (Рис. 3).

Рис. 3. Тест на полный разряд батареи ПАК «Геотом» в режиме записи



Наименование параметра	Количество, показатель
Размеры полевого блока ПАК «Геотом»	310×135×130 мм
Масса полевого блока	1.6 кг
Разъем для подключения геофонов	КСК-2М
Разрешение ADC	24 bits
Формат данных	SEGY
Контроль статусов и управление полевыми блоками в около реальном времени	По радиоканалу
Частота радиомодема	433.9+/-0.8 МГц
Объем встроенного накопителя	8 Гб (опционально)
Коэффициент усиления	0,6,12,24 дб
Мощность в режиме радиопередачи	10 мВт
Мгновенный динамический диапазон	121 дБ
Полный динамический диапазон	144 дБ
Максимальный входной сигнал, В rms	при усилении 0 дб – 2.33 при усилении 6 дб – 1.16 при усилении 12 дб – 0.58 при усилении 18 дб – 0.29 при усилении 24 дб – 0.14
Аппаратный шум (1 мс, 3-200 гц, 24дб) мкв rms	при усилении 0 дб – 1.56 при усилении 6 дб – 0.76 при усилении 12 дб – 0.38 при усилении 18 дб – 0.21 при усилении 24 дб – 0.13
Входное сопротивление	20кОм
Анти-аляйсинглвый фильтр	206.5 Hz @ 2 ms (82.6% of Nyquist) Линейно-фазовый или Минимально-фазовый
Питание	Батарейный блок
Время непрерывной записи	Более 100 дней при отрицательных температурах
Время в режиме запись/ожидание	Работа до 180 дней в режиме 12 ч. запись/12ч. перерыв
Период квантования	0.25, 0.5, 1, 2, мс
Поддерживаемые навигационные системы	ГЛОНАСС/GPS/GALILEO
Точность временной синхронизации	10 мкс
Точность определения координат (RTK в постпроцессинге)	<0,5 м rms
Периодичность статусной информации	~2 мин
Передача данных по радиоканалу	имеется
Скорость считывания данных в модуле считывания данных с одного порта	8 Мб/с

▲ *Табл 1. Технические характеристики ПАК «Геотом».*

Последовательность технологических операций с ПАК «Геотом»:

• Мобилизация оборудования на площадь работы;

• Проверка и тестирование оборудования, загрузка в блоки информации по полевой системе наблюдения на проекте;

• Развертывание станции ПАК «Геотом» с подключением системы синхронизации и служебных каналов;

• Расстановка и наладка полевой системы наблюдения;

• Производственные сейсморазведочные работы;

• Оперативный контроль качества получаемого материала;

• Считывание данных, формирование сейсмограмм;

• Приемка и оценка качества получаемых материалов.

Регистрация данных ПАК «Геотом»

Оператор ПАК «Геотом» в процессе регистрации имеет возможность:

• Контролировать состояние каждого блока приемной расстановки;

• Контролировать устойчивость радиосигнала;

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

• Контролировать состояние памяти каждого блока;

• Контролировать уровень заряда батарей каждого блока;

• Включать и выключать запись;

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

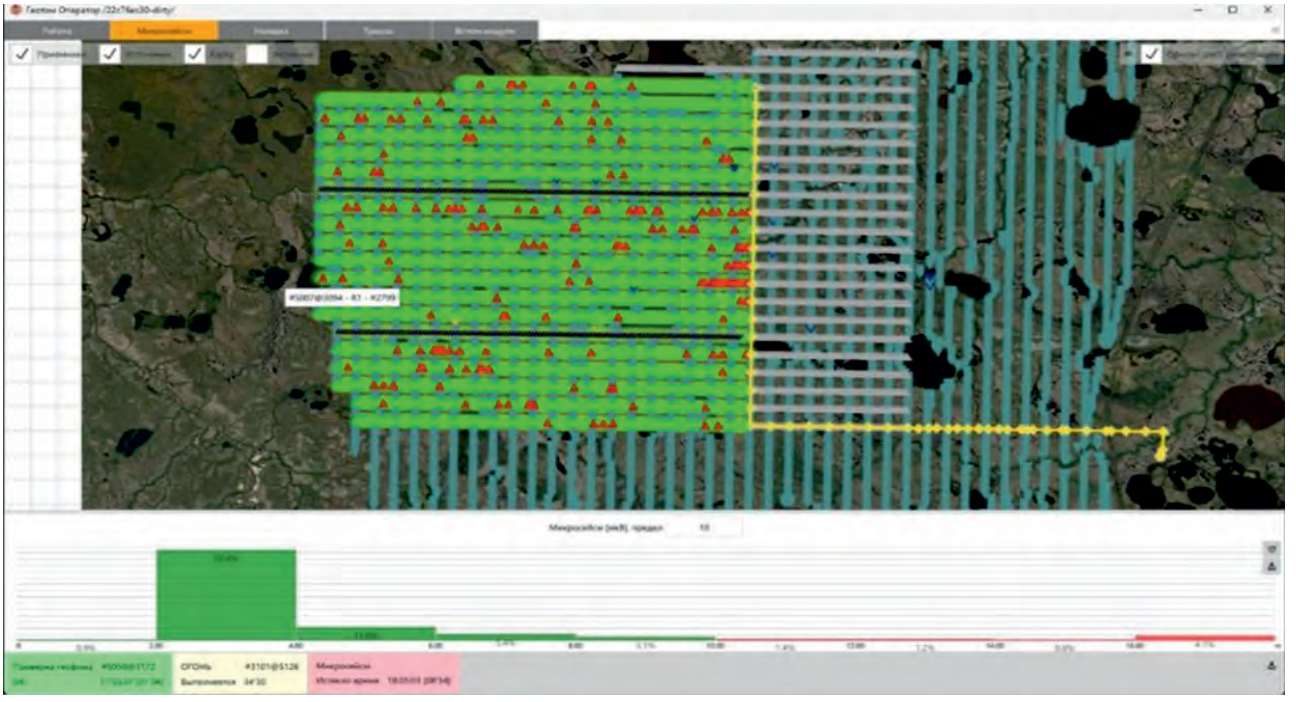
• Задавать допустимый уровень микросейсм и контролировать соотвевтвие уровня микросейсм заданному ;

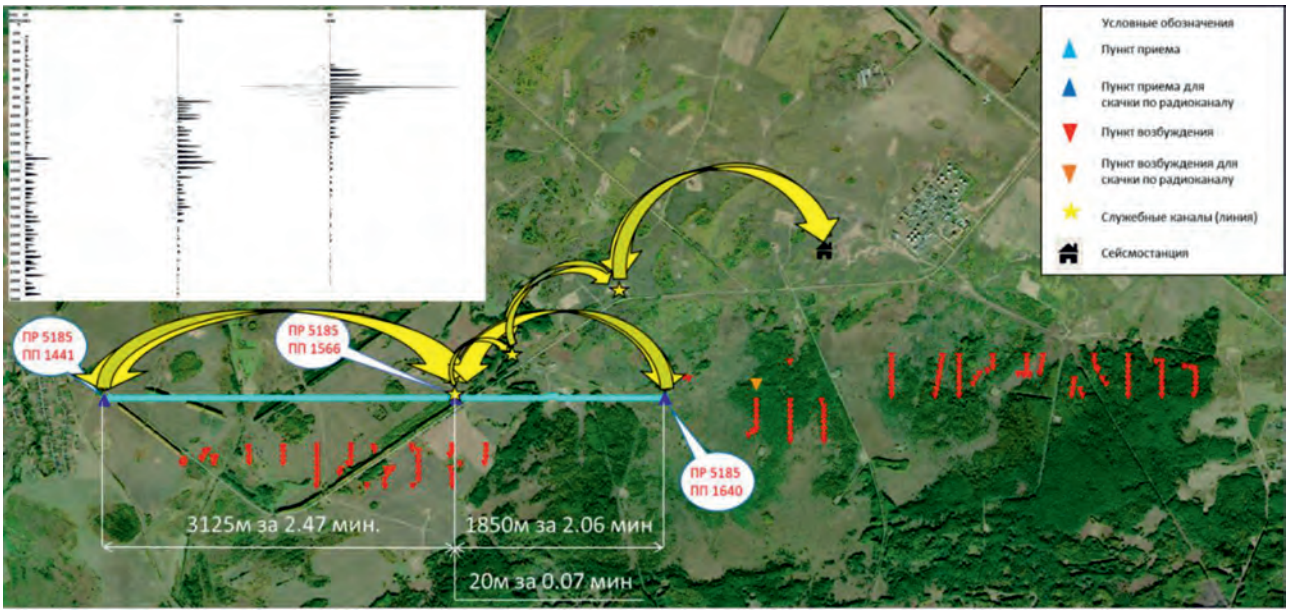
• Управлять источниками возбуждения – ПАК «Геотом» работает со всеми типами источников возбуждения, применяемых в сейсморазведке.

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

В процессе регистрации оператор для

Рис. 4. Визуализация уровня шумов активной расстановки.





▲ *Рис. 5. Скачивание отдельных трасс по радиоканалу.*

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

Возможности ПАК «Геотом» соблюдения требований существующих положений ведения сейсморазведки

Несмотря на большое разнообразие сейсмогеологических условий, в которых проводятся сейсморазведочные работы, требования к контролю технологии и стандарты оценки качества материала остаются неизменными и переходят из проекта в проект, основываясь на вышеупомянутой Инструкции по сейсморазведке. Текст, выделенный курсивом, взят без изменений из типичного проекта, чтобы при оценке возможностей бескабельной системы ПАК «Геотом» не были упущены важные нюансы.

Сейсмотрасса считается браком, если:

- *соответствующий канал регистрации постоянно либо периодически не регистрирует волновое поле;*
- *один из параметров соответствующего канала регистрации превышает согласованные заказчиком пределы допусков при тестировании;*
- *полярность сейсмотрассы не соответствует SEG Polarity 1993;*
- *форма сигнала сейсмотрассы значительно отличаются от формы сигнала на соседних сейсмотрассах (без объективного обоснования) по амплитуде более чем на 50 %, по фазе более чем на ¼ периода;*
- *сейсмотрасса имеет переполнение разрядной сетки в рабочем интервале записи.*

Запись отдельных сейсмотрасс обеспечивается автономными блоками телеметрической системы ПАК «Геотом». Характеристики и работоспособность каждого блока, включая полярность, функционирование АЦП и объем памяти, контролируются на этапе предпроектной подготовки оборудования. Оператор в процессе регистрации удаленно следит за состоянием каждого блока и может включать или выключать запись. При потере связи с блоком или несанкциони-

рованной смене его положения, некорректно работающий канал на экране оператора подсвечивается красным. Проверка расстановки осуществляется автоматически примерно каждые две минуты.

Все сейсмотрассы остаются в памяти блоков ПАК «Геотом», и могут быть получены по прошествии времени.

Физическое наблюдение считается браком (коэффициент качества 0), если имеет хотя бы один из следующих недостатков, который препятствует выделению целевых отражений и решению геологических задач:

- *характеристики регистрирующей системы при производстве ф.н. не соответствуют стандартам, установленным заводом-изготовителем;*
- *сейсмограмма отсутствует на носителе информации или не считывается;*
- *сейсмограмма имеет неполную длину записи;*
- *сейсмограмма получена при несоблюдении установленных сроков проверки регистрирующей аппаратуры;*
- *сейсмограмма получена при необоснованном нарушении коммутации каналов или геометрии расстановки;*
- *сейсмограмма получена при нарушениях методики работ (условий возбуждения и/или приема сейсмических волн, системы наблюдений);*
- *момент начала записи сейсмограммы смещён относительно момента начала возбуждения на величину, превышающую установленное перед началом работ время задержки запуска источников;*
- *доминантная частота в целевом интервале сейсмической записи менее определенной по результатам опытных работ;*
- *превышен установленный в результате опытных работ процент сейсмотрасс с уровнем микросейсм средней амплитудой >10 мкВ. Допустимые уровни микросейсм могут быть скорректированы по результатам опытных работ;*
- *соотношение сигнал/шум для установленных заказчиком окон (удаление ПП-ПВ - время) ниже уровня, определенного по результатам опытных работ;*
- *в процессе регистрации сейсмограммы произошло прерывание или потеря любых данных о позиционировании;*
- *произошло прерывание функционирования навигационной системы, если наличие запасной не предусмотрено;*
- *произошло раннее или позднее завершение работы навигационной системы;*
- *произошел отказ систем синхронизации источников сейсмических сигналов;*
- *система запуска свип-сигнала и контроля работы вибратора неисправна или имеет характеристики ниже требований ТУ завода-изготовителя;*

Для обеспечения данных требований необходимы три составляющие:

1. Сейсмостанция должна работать в соответствии с заявленными изготовителем параметрами, каждый канал должен находиться в рабочем состоянии с подключенным и установленным сейсмоприемником.

Система ПАК «Геотом» реализует тест «TILT и сопротивление». По результатам данного теста проверяются подключение сейсмоприемников и корректность установки. Время реализации данного теста 20-30 минут. Результаты теста визуализируются цветом на экране оператора (Рис.6.), также в виде тексто-



Рис. 6. Результаты теста «tilt – сопротивление» в процессе наладки на экране оператора ПАК «Геотом».

вого отчета. При этом практический опыт показывает, что качественная установка полевых модулей с правильно подключенными сейсмоприемниками позволяет свести наладку к минимуму (Рис.7).

2. Уровень шумов при регистрации должен быть ниже установленного требованиями задания на регистрацию.

Система ПАК «Геотом» реализует тест «шум» - автоматически каждые 2 минуты, либо по запросу оператора. Результаты теста визуализируются цветом на экране оператора, сводной гистограммой по (Рис. 8), также в виде текстового отчета.

3. Условия возбуждения должны соответствовать установленной методики работ.

ПАК «Геотом» предлагает несколько решений для оперативного анализа



Рис.7. Соблюдение технологии установки сейсмоприёмников минимизирует наладку оборудования.

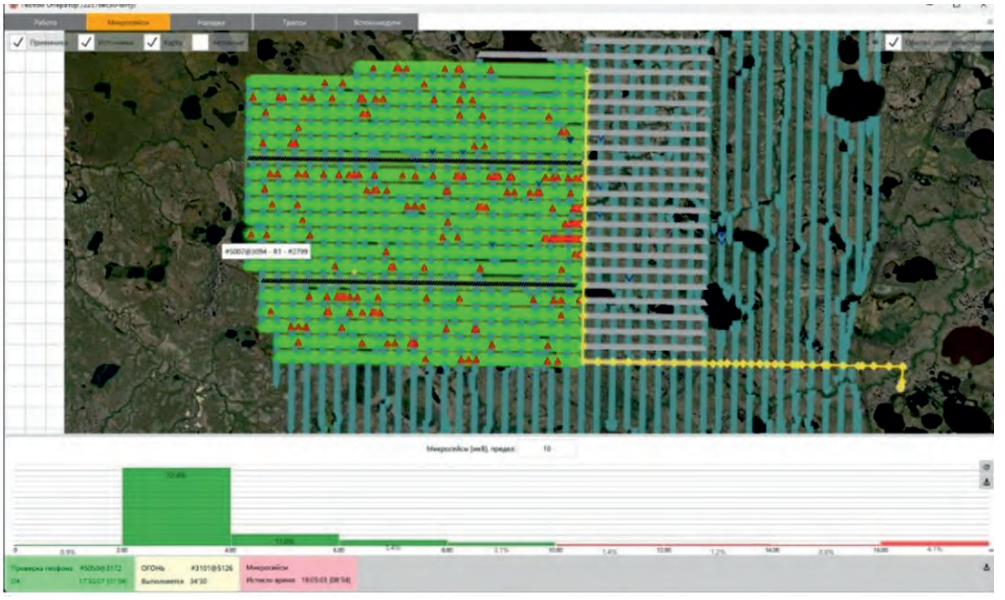


Рис. 8. Окно контроля шумов в окне оператора ПАК «Геотом».

условий возбуждения.

Вариант 1: После отработки каждого ф.н. оператор скачивает по радиоканалу 1-2 трассы из зоны расчета атрибутов для передачи на ПВЦ

Вариант 2: После отработки смены выбирается 2-5 ПП, которые были всегда в активной расстановке, с них скачивается весь отработанный материал за смену, формируются сейсмограммы ОПП, которые передаются на ПВЦ.

ПАК «Геотом» вносит множество преимуществ в технологию проведения сейсморазведочных работ:

• Так как данные сохраняются в памяти каждого блока, есть возможность скачивания информации независимо от технологического процесса спустя некоторое время.

• ПАК «Геотом» позволяет формировать сейсмограммы с длиной записи, превышающей проектную, что особенно актуально в сложных тектонических условиях либо при увеличении глубинности исследования.

• ПАК «Геотом» обеспечивает возможность формирования систем наблюдения, превышающих проектные параметры (full spread), увеличивая длину годографа за счет дополнительных каналов, выходящих за рамки активной расстановки. При этом необходимо помнить, что работа блоков в режиме записи

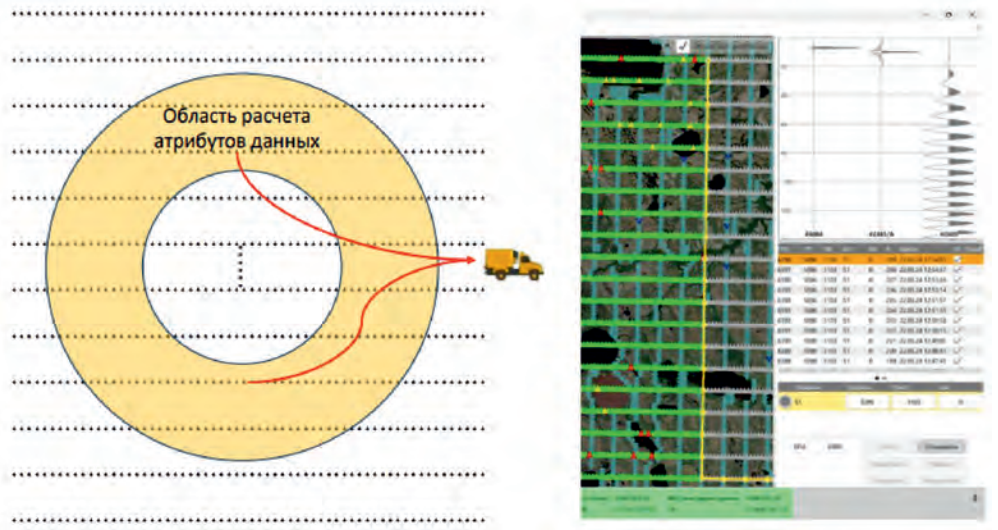


Рис. 9. Выборочное скачивание данных ПАК «Геотом» позволяет контролировать корректность работы источников сейсмических колебаний.

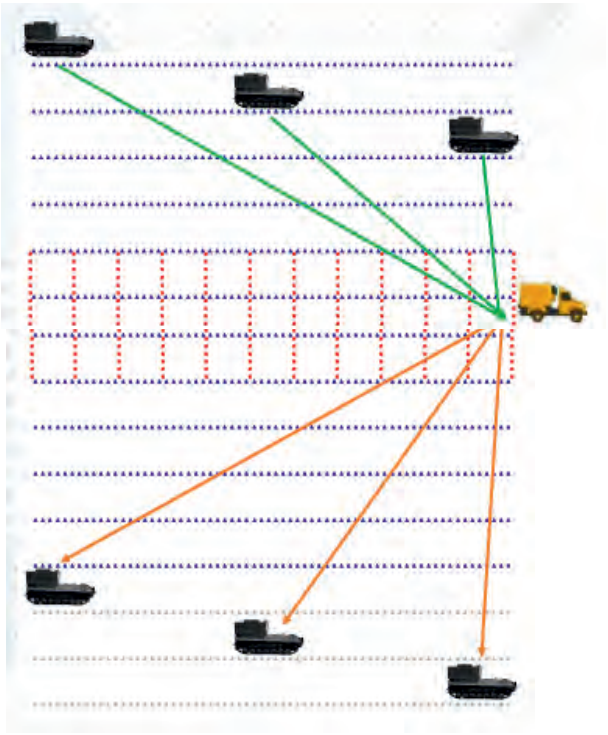


Рис. 10. Схема организации считывания данных при перемотке ПАК «Геотом».

повышает расход батарей.

• Кроме того, возможность самонавигации оборудования с точностью RTK менее 0,5 м в постобработке способствует оптимизации процессов топогеодезического обеспечения сейсморазведочных работ.

При всех несомненных плюсах ПАК «Геотом» необходимо взаимодействие с заказчиком в части оперативности получения всего массива сейсмических данных. Технология «Геотом» предусматривает скачивание сейсмических данных в момент перемотки. Скорость считывания данных через стационарные модули считывания данных достаточна, чтобы при рациональной организации производственного процесса было возможно считывать данные за 1-2 часа во время обеденного перерыва сейсмобригад после смотки и перед расстановкой оборудования на новые пикеты. (Рис. 10, 11).

Таким образом проектное положение о ежедневном полном анализе сейсмических данных может трансформировать в следующий вид:

Оперативная оценка качества ф.н. для выявления брака производится после передачи данных в полевой центр обработки: визуально по сейсмограммам, по результатам анализа атрибутов сейсмозаписи в полном и высокочастотном (с отфильтрованными низкочастотными помехами) диапазонах.



Рис. 11.



▲ *Рис. 12. Заказчики и проекты ПАК «Геотом» 2023-2024 гг.*

Заключение

Резюмируя вышесказанное, можно уверенно утверждать, что:

• ПАК «ГЕОТОМ» наиболее адаптивен к технологиям «Зеленой сейсморазведки»;

• ПАК «Геотом» позволяет минимизировать потравы посевов, может успешно использоваться на сложном рельефе;

• ПАК «Геотом» совместим со всеми регистрирующими системами, работающими в отрасли;

• ПАК «Геотом» является инструментом, гарантирующим получение качественного сейсмического материала;

• ПАК «Геотом» позволяет работать в соответствии с существующими стандартами сейсморазведочных работ .

Это подтверждено на опытно-промышленных проектах и производственных проектах, уже выполненных в различных сейсмогеологических условиях (Рис.12).

По результатам выполненных проектов подготовлен и реализуется в настоящее время ряд документов и соглашений с ведущими компаниями-заказчиками (ЛУКОЙЛ, Роснефть, Газпром, Газпром Нефть).

• Май 2024 г. Отчет ООО ТСГК для компании «Газпром Нефть» по работам с использованием ПАК «ГЕОТОМ» в процессе МОГТ 3D НА ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОЙ ПЛОЩАДИ.

• Протокол 12.07.24 ПАО «Роснефть» рассмотрения отчета по ОПР с ПАК «Геотом» на Западно-Усть-Балыкской площади

• Протокол 18-19.06.24 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», ООО «Урал Ойл» по рассмотрению опыта производственной эксплуатации ПАК «Геотом» на Усть-Обвинской площади

• 2023 – 2027 г. – Дорожная карта взаимодействия ПАО «Газпром» с ООО «Газпром Недра» для разработки технологии регистрации сейсмических данных с использованием телеметрической системы.

В зимнем сезоне 2024/2025 гг. реализуется два сейсморазведочных проекта с регистрацией сейсмических данных в производственном режиме с использованием ПАК «Геотом».



▲ *Рис. 13. ПАК «Геотом» - это не только эффективно, но еще очень эффектно!*

Литература

1. Жужель В.С., Жужель А. С., Натеганова Т. С., Будущее начинается вчера // Приборы и системы разведочной геофизики, 2024 - №1(80).
2. Никонов Е.О., Низовцев С.В., Гурьев С.В., О разработке технологии регистрации сейсмических данных с использованием российских телеметрических систем // Газовая промышленность – 2024 – Спецвыпуск №4 (874) – С.76-79.
3. Слонов Д. Н., Невозможное возможно – качественные и эффективные сейсморазведочные работы в сложных и ограниченных условиях // Приборы и системы разведочной геофизики – 2024 - № 4(83). – С. 9 – 18.
4. Гордиенко А.В., Шевченко И.И., Митрофанов Д. Ю., Есипенок И.Н., Попутчик Е.М., Геотом проверили на ЗУБ // Приборы и системы разведочной геофизики – 2024 - № 2(81). – С. 86 – 96.
5. Слонов Д.Н., Горбачев С.В., Инструкция по сейсморазведке – догмат или фундамент развития отрасли в журнале // Приборы и системы разведочной геофизики – 2023 - №1(76), с. 6-14
6. Жужель В.С., Жужель А. С., Натеганова Т. С., Будущее начинается вчера // Приборы и системы разведочной геофизики – 2024 - № 1(80). – С. 16-26.
7. Тиссен А.А., Революция сейсморазведки в эпоху «ГЕОТОМ» // Приборы и системы разведочной геофизики – 2023 - № 2(77). – С. 66-73.
8. Гафаров Р.М., Сибгатуллин А. А., «Геотом» вызывает Таймыр – об испытаниях российского оборудования в компании «Башнефтегеофизика» // Приборы и системы разведочной геофизики – 2023 - № 2(77). – С. 74 - 80.
9. Стив Уилкокс, Чего ожидать в сегменте наземных нодальных систем? – First Break, 2020 – том.38.

Подробнее об авторе



Тиссен
Александр Артурович

Заместитель
генерального директора
ООО «Фирма «Геосейс»

сейстех

Методы повышения эффективности морских сейсморазведочных работ 3D

Горбачев С.В., член-корреспондент Российской инженерной Академии, г. Москва.

Аннотация. *Проведение сейсморазведочных работ 3D с буксируемым оборудованием на шельфе является достаточно затратной и сложной задачей, требующей привлечения современного сейсмического судна с большим количеством сейсмического, навигационного и другого вспомогательного оборудования, а также судов сопровождения и снабжения. За последнее десятилетие с ростом технологических возможностей и их широкого применения стала возможной реализация различных конфигураций методик выполнения работ для решения широкого спектра задач поиска, разведки и мониторинга разработки месторождений нефти и газа. В работе представлены возможные варианты, как повышения качества полевых данных, так и оптимизации методик сейсмических наблюдений 3D, направленных на повышение экономической эффективности работ без существенной потери качества данных. Доказано на практике, что при правильном подходе к планированию полевых сейсморазведочных работ и выборе доступных технологических решений, возможно существенно оптимизировать технологическую схему выполнения работ, а благодаря ей сократить время и стоимость проектов с учетом решения поставленных задач, а также получить дополнительную геолого-геофизическую информацию.*

Ключевые слова: *сейсморазведочные работы 3D, морское буксируемое оборудование, кратность, разрешающая способность, оптимизация методик и технологий, повышение эффективности, решение геолого-геофизических задач.*

Введение

Сейсморазведочные работы являются наиболее эффективным методом поиска и разведки месторождений нефти и газа, как на суше, так и на акватории. Существует множество разновидностей методик и технологий работ, имеющих как различные возможности, так и ограничения при их реализации (глубины моря, природно-климатические условия) в зависимости от стоящих геолого-геофизических задач. Ключевым моментом является общий график реализации геологоразведочных проектов, где сейсмические исследования являются одним из первых и дорогих этапов и служат основанием для последующего планирования поисково-оценочного и разведочного бурения. Также надо учитывать, что при успехе поисково-разведочного этапа и принятии решения о введении месторождения в разработку, потенциально, могут потребоваться повторные сейсмические исследования (так называемый 4D мониторинг), которые эффективно себя зарекомендовали на континентальном шельфе в различных регионах мира, в том числе и в акваториях Российской Федерации (более чем на 6 месторождениях). Поэтому уже на этапе планирования первичных 3D работ необходимо учитывать, можно ли будет этими работам воспользоваться на этапе разработки при мониторинге или надо будет закладывать новые 3D/4D работы, как базовые. То есть первые 3D будут рассматриваться только для уточнения структуры, прогноза свойств разреза, планирования поисково-оценочных и разведочных скважин, а также создания модели для принятия решений о разработке.

Существует две принципиально отличных технологии морских сейсморазве-

дочных работ. Работы с донным оборудованием, в которых раскладка регистрирующего оборудования осуществляется с помощью судов-раскладчиков на поверхность дна, а возбуждение сейсмического сигнала осуществляется с судна источника в водном слое. Работы выполняются в переходных и транзитных зонах, куда не может зайти большое сейсмическое судно в связи с малыми глубинам или для решения специальных задач, таких как регистрация широкоазимутальных данных и использование многокомпонентной регистрации с целью получения данных на продольных и обменных (поперечных) волнах. Такие работы технологически достаточно сложные, имеют невысокую производительность (около 100-200 кв.км. в месяц) и, более высокую стоимость. Вторая технология - это сейсморазведочные работы с буксируемым оборудованием, которые заключаются в буксировке регистрирующего оборудования и источников сейсмического сигнала в водном слое за сейсмическим судном. Эти работы считаются стандартными для исследований шельфовых/морских территорий по всему миру и имеют различные конфигурации съёмки и оборудования. Производительность выполнения таких работ более высокая, примерно в 5-10 раз выше, чем у донного оборудования в зависимости от формы контура работ, судна и выбранной конфигурации сейсмического оборудования.

В данной работе рассмотрены возможные варианты повышения эффективности и оптимизация сейсмических работ 3D с буксируемым оборудованием с учетом особенностей решения различных геолого-геофизических задач.

Для начала рассмотрим варианты применения сейсморазведочных работ, на каких этапах ГРР они нужны, какие результаты позволяют получить, какие требования предъявляются к ним и какие существуют допущения. Сейсморазведка - геофизический метод поиска и разведки месторождений нефти и газа, основанный на возбуждении упругих волн и регистрации их отражений от глубинных горизонтов. С учетом стадийности геологоразведочных работы (ГРР) можно предъявлять различные требования к методикам и технологиям полевых работ. На региональном этапе, для первоначального поиска, выявления потенциальных структур выполняются профильные 2D сейсморазведочные работы. На этапе разведки могут выполняться как 2D, так и 3D работы, в зависимости от степени изученности объекта, его геологического строения и факторов риска бурения без наличия 3D данных. В любом случае, чтобы адекватно оценить геологический объект / месторождение и планировать его разработку необходимо иметь качественную объёмную сейсмогеологическую модель, а она может быть получена только на основании 3D сейсмических данных. От качества этих данных во многом зависят результаты прогноза углеводородов, риски бурения и разработки. Поэтому к планированию и проектированию полевых работ необходимо подходить очень тщательно, детально оценивая, как сами методики и технологии работ, давая «запас прочности» данным, так и этапы развития всего проекта в целом.

Требования, предъявляемые к сейсморазведочным работам концептуально схожи как для сухопутных, так и для шельфовых работ. Они основываются на основных понятиях: разрешающая способность, освещённость и качество данных. Разрешающая способность по вертикале и горизонтали зависит от характеристик системы наблюдения: расстояния между источниками, прием-

никами и линиями приемников и источников, что приводит к понятиям размер бина и кратность наблюдений. Также разрешающая способность зависит от характеристик источников генерирующего сигнал, оборудования которое его регистрирует и, конечно же, характеристик среды, через которую проходит сейсмический сигнал. В работе [Горбачев, 2012] показан пример, как изменение шага пунктов приема существенно сказывается на изображении среды. От выбора конфигурации и характеристик морского пневмоисточника очень много зависит, но в данной работе этот вопрос анализироваться не будет, примем ее за постоянную для всех вариантов.

Очень важным параметром является освещённость объекта исследований. Чаще всего 3D работы планируются по редкой сети 2D профилей, не всегда корректно отображающей сложное геологическое/тектоническое строение или учитывающие «аномалии» разреза (например, газовые шапки, мерзлота, термоклины и т.д.), что приводит к неоптимальной освещенности в приоритетных геологических зонах. Поэтому, на этапе планирования работ необходимо учитывать все факторы и корректно закладывать как систему наблюдения, так и полигоны номинальной и «половинчатой» кратности с учетом апертур миграции. Тут эффективным инструментом является качественное проектирование систем наблюдения с использованием сейсмогеологическое моделирования [Горбачев, 2011].

Что касается вопроса качества данных, то его лучше рассматривать комплексно, не только как соответствие требованиям Геолого-Технического задания (работа, расположение оборудования и соблюдение допусков), а как совокупность трех факторов: планирование, качество полевых работы (по ГТЗ) и качество решения поставленной геолого-геофизической задачи (с учетом последующей обработки и интерпретации данных). При таком разделении понятия «качество» сейсмических данных можно обосновано рассматривать как отдельное понятие по факторам и подфакторам, так и совокупно, и выявить возможные ошибки и устранить их в будущем.

В современных реалиях выполнения программы ГРР как основы бизнеса, очень важно уже на этапе планирования определять параметры эффективности работ и проектов. С учетом того, что ГРР и, особенно первоначальные сейсмические исследования, не могут быть экономически эффективными, так как доход от их проведения можно получить только после первой добытой нефти, а это только через 5-10-15 лет (или же перепродажа данных или участка с новыми данным по увеличенной цене), то надо вводить дополнительные критерии оценки качественного уровня. Видится корректным разделить эффективность на несколько блоков. Во-первых, это решение поставленной геолого-геофизической задачи, которую можно выразить в уже описанных выше получении данных заданного качества, покрытия, освещенности и т.д. Во-вторых, это затраты на сами работы, где чем ниже затраты при тех же или схожих результатах, тем проект более эффективный.

В-третьих, можно рассмотреть риски реализации проекта с точки зрения времени или не реализации его вообще в связи с техническими и природно-климатическими и другим видами рисков. То есть наличие рисков поломки судов и оборудования, не открытия акватории или прихода льда, штормов и т.д. надо также учитывать при выборе

систем наблюдения, судов и оборудования [Горбачев, 2021].

В-четвертых, надо рассматривать какая дополнительная информация может быть получена для проекта напрямую, не затрагивающая решение сейсмических задач в рамках базового геологоразведочного процесса. Например, размещение на судне/судах гравиметрического и магнитометрического (ГМ) оборудования и получение детальных моделей полей с решением специфических задач [Черников, 2020]. Возможно, размещение на судах дополнительного комплекса для инженерного-геофизических исследований (ИГФИ), для предварительной оценки зон с аномалиями и опасностями. В качестве примера, если бы ГМ или ИГФИ делались бы отдельными работами, то пришлось бы дополнительно нанимать суда, приходить в район, работать, то есть выполнять полноценный проект, а так это сопутствующие работы за минимальные затраты в несколько десятков раз меньшие, чем полноценные работы.

При работах в южных морях с большим безледовым периодом, ограничиваясь только погодными условиями (базовое ограничение по волне 2 м), можно варьировать параметры системы наблюдения оптимизируя и объемы работ под геологические задачи и финансово-экономическую составляющую проектов. В Арктических (Лаптевых, Восточно-Сибирское, Чукотское и Карское) и Северных (Баренцево, Печорское и Охотское) морях, кроме погодных условий существенным ограничением является также и безледовый период на самом участке работ и по маршруту следования судов. Например, море Лаптевых и В-Сибирское может очищаться намного раньше ото льда чем пути прохода в эти моря через проливы Вельникицкого, Санникова и др. С учетом этого фактически период выполнения возможных работ становится ограниченным 20-60 днями, что накладывает существенные ограничения на покрытие больших площадей 3D сейсмическими исследованиями. При планировании работ необходимо учитывать дни непогоды, что статистически может варьироваться от 10 до 30% в месяц. И, конечно же, нельзя забывать о туманах, которые в Арктических регионах и на шельфе Охотского моря очень частые явления. Они оказывают достаточно серьёзные ограничения, как на безопасность проведения работ и риски встречи с ледяными полями и айсбергами, так и технические операции по ремонту забортного оборудования и бункеровок. Еще одним ограничивающим фактором для проведения полевых работ является возможное присутствие морских и краснокнижных животных (киты и др), которые могу находится в районе, что ограничивает возможности проведения работ и может приводить к сходу с профилей и дополнительным простоям. В таких условиях повышение производительности позволит выполнить запланированные объемы в сжатые сроки с минимизацией рисков для дальнейшей реализации геологоразведочной стратегии.

Основная часть

Чаще всего при работах на шельфе используется стандартная система с буксируемым оборудованием от 4х до 12 сейсмических приемных кос (количество кос может достигать 32, но такие варианты очень редкие). Для примера, возьмем 8-и косовое судно с длинной сейсмических кос в 6 км, сепарация между косами 100 м, шагом групп гидрофонов 12.5 м, двумя источниками с сепарацией 50 м, системой пошаговой работы flip-flop

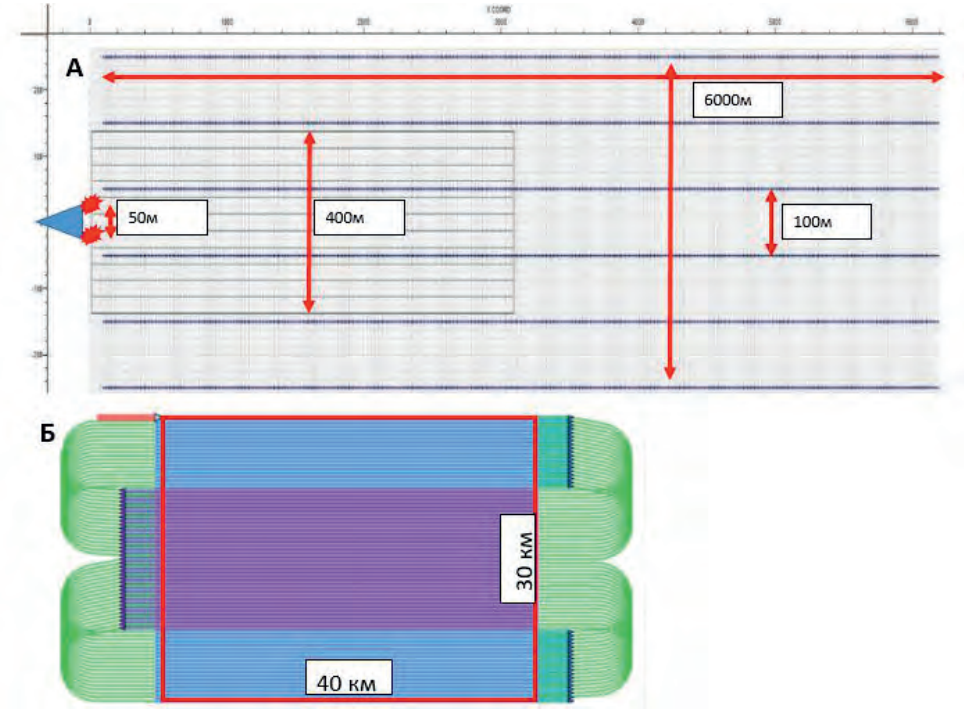


Рис. 1. Схема системы наблюдения (А); полигон и схема его отработки (Б).

каждые 25 м (50 метров для источника каждого борта). Получается бин 6.25х25 м и кратность – 60, с плотностью трасс 384 000 на квадратный километр. За один проход судно покрывает зоной номинальной кратности полосу шириной в 400 м. Чтобы покрыть полигон 1200 кв.км. (40х30 км) необходимо совершить минимум 75 проходов, а с учетом внешних факторов (инфилов – 10-20%) примерно 80-90. На рисунке 1 представлена схема судна с косами и схема отработки условного полигона.

С учетом специфики полевых работ и использования стандартных судов 3D есть различные варианты повышения «качества» данных за счет повышения кратности, плотности данных и изменения размера бина.

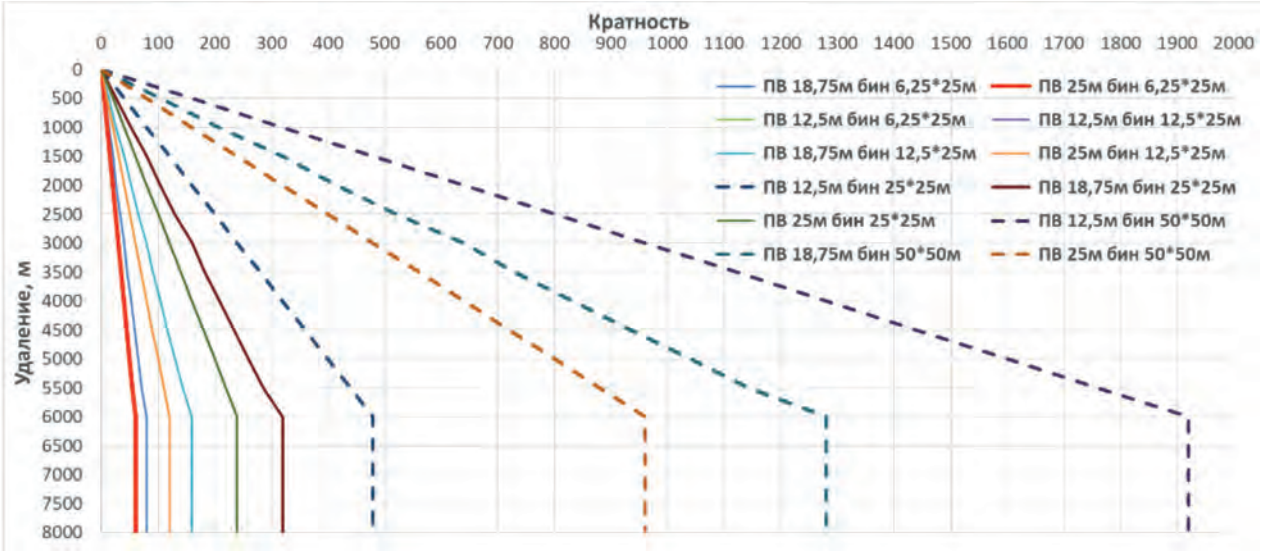
Рассмотрим первый способ получения более плотных данных. Сейсмическое судно постоянно двигается со скоростью примерно 4.5 узла по профилю, возбуждение сейсмического сигнала происходит с интервалом ~11 секунд каждым источником попеременно. При уменьшении шага между пунктами возбуждения с 25 м до 18.75 м, происходит изменение интервала возбуждения до ~8 с и увеличение кратности наблюдений с 60 до 80 (при том же бине 6.25х25м, рисунок 2). При простом увеличении частоты возбуждения без изменения других параметров, мы получаем более плотные сейсмические данные с кратностью на 1/3 большей и плотностью трасс 512 000 на кв.км. Время записи остается достаточно большим как для решения детальных (до 3-6 км) и региональных (до 8-12 км) задач. Увеличение кратности позволяет повысить соотношение отношения сигнал-помеха на суммированных данных. Это особенно важно для верхней части разреза в особенности для мелководной съёмки и/или есть аномалии среды, искажающие целевые горизонты. Данный способ не сильно влияет на стоимость работ и может быть эффективно использован на всех проектах. Можно уменьшить шаг возбуждения до 12.5 м, через каждые ~5.5 секунд (кратность будет 120 и плотность трасс 768 000), но тут могут быть технические сложности, связанные с работой компрессоров и линий высокого давления, а также наложения энергии предыдущего выстрела.

Существуют технологии обработки, позволяющие эффективно разделять волновые поля. Поэтому такой вариант возможен, но его надо детально прорабатывать, оценивать плюсы и минусы.

При планировании полевых сейсмических работ, обработки и интерпретации необходимо понимать требования к разрешающей способности, возможностям системы наблюдения, а также к процессу и технологиям обработки и интерпретации. Как уже было указано ранее, морские работы имеют стандартный бин 6.25х25м, но для нефтяных задач это избыточный размер и не очень удобный для интерпретации, которая чаще всего выполняется по квадратному бину. Поэтому, уже на этапе планирования работ можно учитывать, что при преобразовании базового бина в более прямоугольный 12.5х25м или квадратный 25х25м (стандартный бин для сухопутных работ, а иногда и 50х50м) кратность увеличивается пропорционально в 2 или 4 раза, то есть вместо 80 получается 160 или 320. В случае необходимости получения более пространственно-разрешенных данных возможно перейти на бин 12,5х12,5 м путем объединения бинов в продольном направлении и регуляризации данных в поперечном направлении. Такой вариант также можно продумывать при планировании работ, он не требует дополнительных затрат на полевом этапе и на этапе обработки, так как в большинстве базовых графов обработки входит регуляризация [Никульников, 2023]. На рисунке 2 представлены графики набора кратности для разных вариантов шага возбуждения и размера бина.

Рассмотрим варианты изменения сепарации (расстояния) сейсмических кос и источников от базовых, к чему это приводит и что дает. Уменьшение сепарации между косами с 100 до 50 метров и источниками с 50 до 25 м приводит уменьшению размера бина с 6.25х25м до 6.25х12.5м, при сохранении той же номинальной кратности (допустим 80, при шаге ПВ 18.75м). При объединении бинов до 25х25 м получаем кратность 640. При той же конфигурации судна с 8 косами это приводит к увеличению времени работ на участке исследуемого участка в 2 раза, за счет более частых проходов судна (ширина линии прохода 200 м). Соответственно такое изменение приводит к удорожанию проекта примерно в 1.5 раза, так как стоимость

Рис. 2. Графики набора кратности для разных шагов возбуждения и размерах размеров бина.

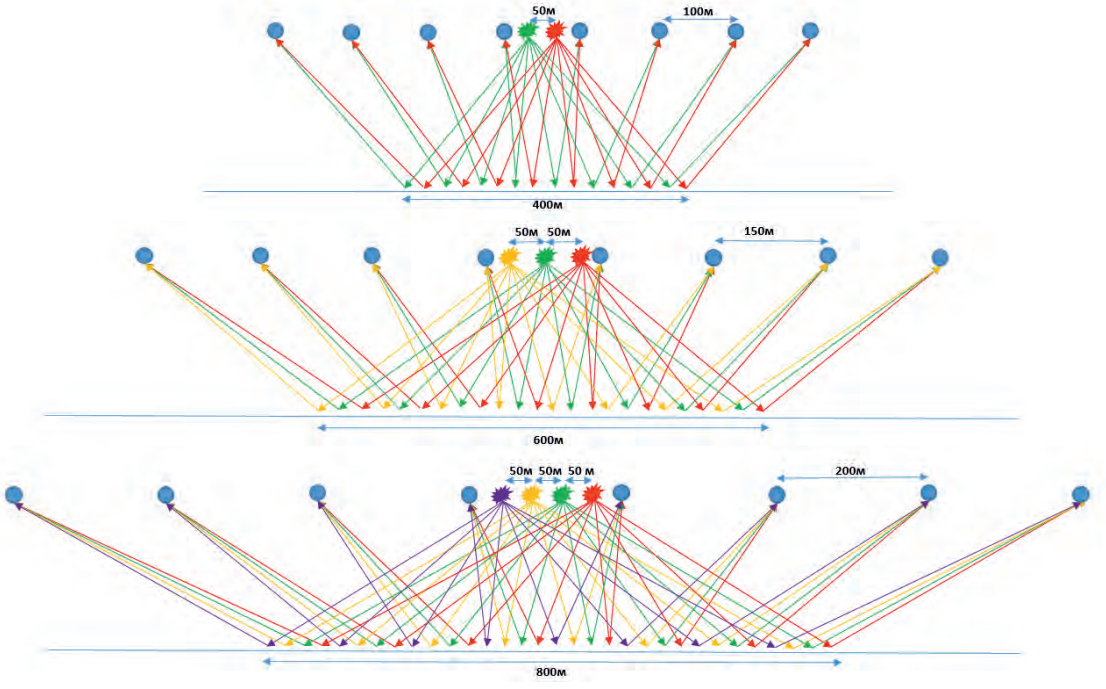


проекта включает в себя этапы подготовки, мобилизации, работ и демобилизации, то есть увеличивается только время и стоимость полевого этапа. Такой подход используют в тех случаях, когда надо повысить пространственное разрешение для «борьбы» с помехами разной природы (например, жесткое дно) или решения каких-либо специфических задач.

При увеличении сепарации кос до 150 или 200 м (соответственно и изменении расстояния между источниками) происходит увеличение размера бина в поперечном направлении с 6.25x25 до 6.25x37.5 или 6.25x50 м при сохранении прежней кратности. Это приводит к увеличению зоны покрытия при проходе и, тем самым, позволяет быстрее отработать объект. Например, полигон 1200 кв.км., представленный выше, можно отработать с 8и косовым судном с сепарацией 100 м за 26 дней (чистого времени), а сепарацией 150 или 200 м за 17 и 13 дней соответственно. С применением описанных выше подходов объединения бинов и регуляризации возможно получения качественных данных при существенной экономии средств.

Для сохранения прежнего размера бина возможно применение технологий использования большего количества источников (triple – три источника, quad - четыре, penta – пять источников [Langhammer J., 2015]. Это позволяет при большей сепарации кос, например, 150 м использовав 3 источника иметь бин не 6,25x 37,5 м, а стандартный 6,25x25 м, при этом со снижением кратности на одну треть с 60 до 40 м, но изменив шаг возбуждения с 25м, на 18.75м кратность остается прежней. На рисунке 3 представлены схемы 8и косового судна с сепарацией 100 м между косами, двумя источниками и сепарацией 150 метров и тремя источниками и 200 м с 4я источниками. В таблице 1 представлены некоторые из возможных вариантов конфигураций сейсмического оборудования (кос и источников), получаемые размеры бина, кратность, а также чистое время для отработки полигона 1200 кв.км. В таблице наглядно видно, что при изменении

Рис. 3. Схема расположения средних точек для 8и косового судна с сепарацией кос 100, 150, 200 м и разным количеством источников.



Параметры	СН1	СН2	СН3	СН4	СН5	СН6	СН7	СН8	СН9	СН10
Количество кос	4	8	8	8	10	8	8	8	10	10
Сепарация, м	100	50	100	100	100	150	200	200	150	200
Количество ПИ	2	2	2	2	2	3	2	4	3	4
Шаг возбуждения, м	25	18.75	25	18.75	18,75	18.75	18.75	18,75	18,75	18,75
Бин, м	6.25x25	6.25x12.5	6.25x25	6.25x25	6.25x25	6.25x25	6.25x50	6.25x25	6.25x25	6.25x25
Номинальная кратность	60	80	60	80	80	60	80	60	80	80
Кратность приведенная для бина 25x25м	240	640	240	320	240	160	320	240	240	240
Ширина зоны покрытия, м	200	200	400	400	500	600	800	800	750	1000
Чистое время отработки	52 дня	52 дня	26 дней	26 дней	20 дней	17 дней	13 дней	13 дней	13 дней	10 дней
С учетом инфилов (10%)	56 дней	56 дней	29 дней	29 дней	22 дня	19 дней	14 дней	14 дней	14 дней	11 дней
С учетом погодных простоев (20%)	67 дней	67 дней	34 дня	34 дня	27 дней	22 дня	17 дней	17 дней	17 дней	13 дней
С учетом времени прихода и ухода в район работ, размотки и смотки	81 день	81 день	48 дней	48 дней	41 день	36 дней	31 день	31 день	31 день	27 дней

▲ *Табл. 1. Некоторые варианты систем наблюдения с разной конфигурацией сейсмического оборудования для отработки площади 1200 км^2.*

конфигурации сейсмического оборудования возможно существенно повысить производительность полевых работ, тем самым сократить риски невыполнения и затраты на сами работы.

В результате таких изменений конфигурации, возможно, повысить производительность примерно на 20-30 %, что в условиях арктического шельфа, с учетом описанных выше рисков, может быть критически важным, или же выполнить больший объем работ в один полевой сезон.

Необходимо также учитывать возможности рынка судов, который сейчас крайне ограничен. Фактически на рынке РФ, учитывая санкционные ограничения, есть всего 3 сейсмических судна 3D: одно 4х косовое, одно 8и косовое и одно 12 косовое, с неподтверждённым, на данный момент, наличием достаточного количества оборудования. Важным фактором при планировании работ является загруженность этих судов и их локация до начала проекта. С учетом работ последних лет большинство судов находятся на Дальнем Востоке, поэтому, например, переход их в Баренцево или Карское море существенно ограничен переходом через «юг» примерно 25 т.км. или через Северный морской путь - 10 т.км., при открытии проливов Северного морского пути, то есть не раньше середины–конца августа. Поэтому, проработка альтернативных конфигураций с возможностью повышения производительности работ, является важной задачей не только для получения более высокоплотных данных, но и снижения рисков реализации проектов.

Конечно, изменение конфигурации забортного оборудования у сейсмического судна не тривиальная задача. К ней надо готовится, у подрядчика должен быть опыт и возможности по дооснащению судна. Также это требует дополнительных затрат, но они существенно меньше стоимости «оптимизированных» полевых работ. Поэтому к вопросу подготовки такого проекта надо подходить заранее с учетом реальных возможностей подрядчиков. На практике переговоров с потенциальными подрядчиками необходимо не менее 6-9-и месяцев

на дозакупку и поставку вспомогательного оборудования.

Другими методами пространственного изучения геологического строения континентального шельфа, кроме сейсмического, является электроразведка, гравиразведка и магниторазведка. Существуют примеры комплексирования электрометрических измерений совместно с 2D и 3D СРР за рубежом [Engelmark F, 2014], но в РФ такие технологии имеющие промышленное применение отсутствуют, поэтому этот метод напрямую не рассматривается. В виде опытно-промышленного опробования возможно на судне сопровождения расположить специализированное оборудование и персонал, но на данный момент даже полностью рабочего комплекса для морских электроразведочных работ с буксируемым оборудованием в России нет и ввоз его представляется крайне трудозатратным мероприятием.

На многих проектах активно используются сопутствующие гравиметрические и магнитометрические наблюдения которые существенно не влияют на технологию проведения сейсмических работы. Для реализации гравиметрических наблюдений необходимо расположить гравиметры на борту сейсмического или вспомогательного судов (лучше сейсмического, оно больше, меньше подвержено качке и, как правило, имеет специальные места для установки такого оборудования, позволяющие минимизировать помехи) и осуществлять непрерывную регистрацию данных в течении всего проекта. Дополнительно нужен один-два человека для контроля за работой оборудования и экспресс обработки. Добавление магнитометрических работ сложнее, так как требует спуск и буксировку в водном слое магнитометров совместно с сейсмическим оборудование, за последнее десятилетие, российские компании неоднократно отработали данный технологический процесс и могут делать такое комплексирование без влияния на основной процесс съёмки сейсмических данных. Для выполнения таких работ также требуется дополнительный персонал 2-4 человека. Далее в камеральных условиях необходимо выполнить обработку и, комплексирование методов в процессе интерпретации сейсмических данных [Черников, 2020]. В процессе выполнения 3D работы, например, 8и косовым судном с проходами через 400 м получается гравиметическая съемка масштаба 1:50000, что является достаточно детальными наблюдениями, позволяющими оценить дополнительные физические свойства геологического разреза с минимальными затратами.

Еще одним типом важной, для геологоразведочных и добычных проектов, информацией является строение верхней части разреза (ВЧР) с точки зрения размещения буровых, инфраструктуры и бурения верхних секций. Тут есть несколько вариантов получения необходимых данных. Самый простой, это размещение на судах многолучевого эхолота (МЛЭ) с построением детальной карты морского дня, выявлением опасных геологических процессов и явлений на дне, в том числе выходов газа. Данный вариант является самым простым и не влияет на технологические процессы сейсморазведочных работ. Второй вариант, это размещение на судах комплекса инженерно-геофизических исследований (ИГФИ) включающего в себя кроме МЛЭ, непрерывное акустическое профилирование в разных частотных диапазонах [Токарев, 2021]. При таком варианте необходимо размещение большого комплекса ИГФИ на судах. Возникают сложности со спуском и

работой забортного сейсмического оборудования 3D и ИГФИ одновременно, как с точки зрения разведения оборудования в водном слое (запутывания, особенно при поворотах и штормах), так и с точки зрения перекрестных помех от разных типов источников. Поэтому есть два варианта или заблаговременно прорабатывать с подрядчиками схемы расстановки оборудования или планировать его установку на судно сопровождения с размещением команды 5-10 человек. В результате работ будет получена информация, не только о конфигурации дна, но придонных отложений вплоть до глубин 100-150 м. Далее данные можно будет взять из специализированной обработки и интерпретации стандартных данных 3D [Терехина, 2024]. Эти данные можно использовать для выявления опасных геологических процессов и явлений на исследуемой территории и их заблаговременного учета при планировании последующего бурения и обустройства.

Выводы и рекомендации

Сейсморазведочные работы на шельфе сложный и дорогостоящий процесс, от которого зависят дальнейшие еще более дорогостоящие работы на участках, поэтому к ним надо подходить основательно и комплексно, особенно в современных реалиях сейсмического рынка и геополитической обстановки. При планировании работ необходимо детально оценивать геолого-геофизические задачи, возможности их решения с проработкой современных методик и технологий полевых работ, а также обработки и интерпретации данных.

В представленной работе показаны различные варианты возможного изменения и комплексирования методик и технологий исследовательских работ, направленные на повышение информативности данных и производительности работ. В каждом отдельном случае необходимо детально анализировать геологическое строение как целевых объектов, так и верхней части разреза подбирая приемлемые варианты с точки зрения материально-технологических возможностей рынка, а также бюджета.

При детальном комплексном предварительном планировании исследований, возможно кроме стандартных сейсмических данных получить дополнительную геофизическую информацию для уточнения геологического строения участка.

Планирование ГРР, особенно на Российском шельфе, с учетом текущих задач и необходимости выбора максимально эффективной стратегии работ на участке, является очень сложным решением, требующем комплексного подхода и всестороннего обзора геологических неопределенностей и технических возможностей рынка. Поэтому, одним из возможных инструментов снижения рисков, является повышение качества данных и производительности работ с использованием комбинации различных технических решений, представленных в данной работе.

Литература

1. Горбачев С.В., Титов А.Б., Обметко В.В., Рейдик Ю.В. Особенности планирования и выполнения 3D сейсморазведочного проекта в условиях предельного мелководья шельфа Печорского моря// Нефтяное хозяйство, №06, 2021.

2. Горбачев С.В., Яковлев А.П. Моделирование сейсмосъемок - инструмент повышения эффективности сейсморазведки // Seismic modelling – a tool to enhance seismic surveying // Oil & Gas Journal Russia. №10 (54), октябрь 2011.

3. Горбачев С.В., Губарев М.В., Дердуга А.В., Титов А.Б. Применение сейсмического моделирования при проектировании 3D сейсмической съемки в сложных геологических и орогидрографических условиях // Технологии сейсморазведки №4. 2012, стр. 67-75.

4. Никульников А.Ю., Горбачев С.В., Нурмухамедов Т.В., Самаркин М.А. Оптимизация методик регуляризации сейсмических данных 3D на примере транзитных данных акватории Печорского моря // Геофизика, №4, 2023, с 2 – 7.

5. Терёхина Я.Е., Соловьева М.А., Буланова И.А., Горбачев С.В., Понимаскин А.И. Выявление геологических опасностей на шельфе Печорского моря по данным стандартной сейсморазведки 3D после специализированной обработки. XIII Международная научно-практическая конференция Морские исследования и образование - MARESEDU 2024, Москва, 28.10-01.11. 2024.

6. Токарев М.Ю., Росляков А.Г., Терехина Я.Е., Бирюков Е.А., Колюбакин А.А., Горбачев С.В. Перспективные сейсмические технологии для инженерно-геологических изысканий на мелководном шельфе // Геофизика, №2, 2021, с 3-11.

7. 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 геологоразведочных работ // Геология нефти и газа, №2, 2020. 107-120.

8. Engelmark F., Mattsson J., McKay A., Du Z. Towed streamer EM comes of age // First break. Vol 32. April 2014.

9. Langhammer J., Bennion P. Triple-source simultaneous shooting. Future for higher density seismic? EAGE. Madrid 2015. 1-4 June 2015.

Подробнее об авторе



Горбачев
Сергей Викторович

Окончил РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина в 2005 г, кандидат технических наук, член-корреспондент Российской инженерной Академии.
Область научных интересов: методики и технологии геологоразведочных работ.
Автор более 80 научно-практических публикаций.

Электроразведочные исследования — ключ к повышению геологической информативности на всех этапах ГРР

Мисюркеева Н.В.[1,2], Агафонов Ю.А.[1], Селяев В.А.[1], Токарева О.В.[1], Давыденко С.А[1].
[1] СИГМА-ГЕО, г. Иркутск.
[2] ИЗК СО РАН, г. Иркутск.

Введение

Электроразведочные методы, в частности зондирование становлением поля (ЗСБ), магнитотилурическое зондирование (МТЗ) являются важным инструментом для повышения эффективности геологоразведочных работ на всех этапах, от поиска до эксплуатации месторождений, существенно повышая геологическую информативность за счет изучения распределения удельного электрического сопротивления в разрезе.

ЗСБ позволяет выявлять проводящие и непроводящие геологические объекты, такие как коллекторы нефти и газа, водоносные горизонты, карстовые полости и зоны трещиноватости, рудные тела, а также картировать глубинные структуры земной коры. Метод основан на анализе переходных процессов электромагнитного поля, что обеспечивает высокую детальность и глубинность исследований (до нескольких километров). Это делает ЗСБ эффективным инструментом для поиска и разведки месторождений полезных ископаемых, изучения осадочных бассейнов и решения инженерно-геологи-ческих задач.

Преимущества ЗСБ включают чувствительность к низкоомным объектам, возможность интеграции с другими геофизическими методами и экономическую эффективность по сравнению с сейсморазведкой и бурением. Однако метод требует квалифицированной интерпретации данных и чувствителен к электромагнитным помехам. Несмотря на это, ЗСБ остается важным инструментом для повышения геологической информативности на всех этапах геологоразведочных работ, от региональных исследований до детальной разведки и мониторинга месторождений.

Магнитотеллурическое зондирование (МТЗ) значительно повышает геологическую информативность за счет глубинности. Метод охватывает широкий диапазон частот, что обеспечивает возможность изучения геологического разреза на различных глубинах — от первых сотен метров до нескольких десятков километров. Позволяет эффективно выделять зоны с аномальными значениями удельного электрического сопротивления, что особенно важно для идентификации коллекторов, зон тектонических нарушений и флюидонасыщенных участков.

Региональный этап

Актуальные проблемы регионального этапа исследований связаны с оптимизацией выбора местоположения опорных и параметрических скважин в условиях значительной неопределенности, обусловленной недостаточной изученностью наличия и характеристик коллекторов. Важным аспектом на данной стадии исследований также является минимизация объемов высокозатратных сейсморазведочных работ 2D при одновременном обеспечении их проведения в зонах с максимальной вероятностью обнаружения нефтегазовых залежей.

Для выявления новых перспективных стратиграфических комплексов в пределах осадочного чехла, а также для тектонического и нефтегазогеологического районирования малоизученных территорий, необходимо применение комплексного подхода, включающего региональ-

ные геофизические исследования. К ним относятся магниторазведка, гравиразведка, сейсморазведка и электроразведка.

Сейсморазведку 2D применяют как основной метод изучения строения осадочного чехла и идентификации потенциальных ловушек. **Магниторазведка** позволяет выделить крупные тектонические структуры и зоны разломов. **Гравиразведка** применяется для изучения плотностных неоднородностей и выделения осадочных бассейнов;

Среди множества методов электроразведки на региональном этапе наиболее широко используются магнитотеллурические зондирования (МТЗ) и зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ).

МТЗ эффективны для исследования глубоких слоев земной коры и выделения зон с аномальной проводимостью, которые могут быть связаны с нефтегазоносными коллекторами;

ЗСБ применяемые для изучения более мелких структур и детализации данных. Метод ЗСБ нацелен на детальное изучение геоэлектрических свойств разреза до глубины 3–6 км [Агафонов, 2005; Поспеев, 2010; Буддо и др., 2021]

Проведение 2D сейсмо- и электроразведочных работ по совмещенной сети профилей обеспечивает получение взаимодополняющей информации, что повышает надежность интерпретации данных и снижает риски ошибок. Совместный анализ данных сейсморазведки, магнитотеллурических и гравиметрических исследований позволяет более точно выделить перспективные зоны и обосновать расположение скважин.

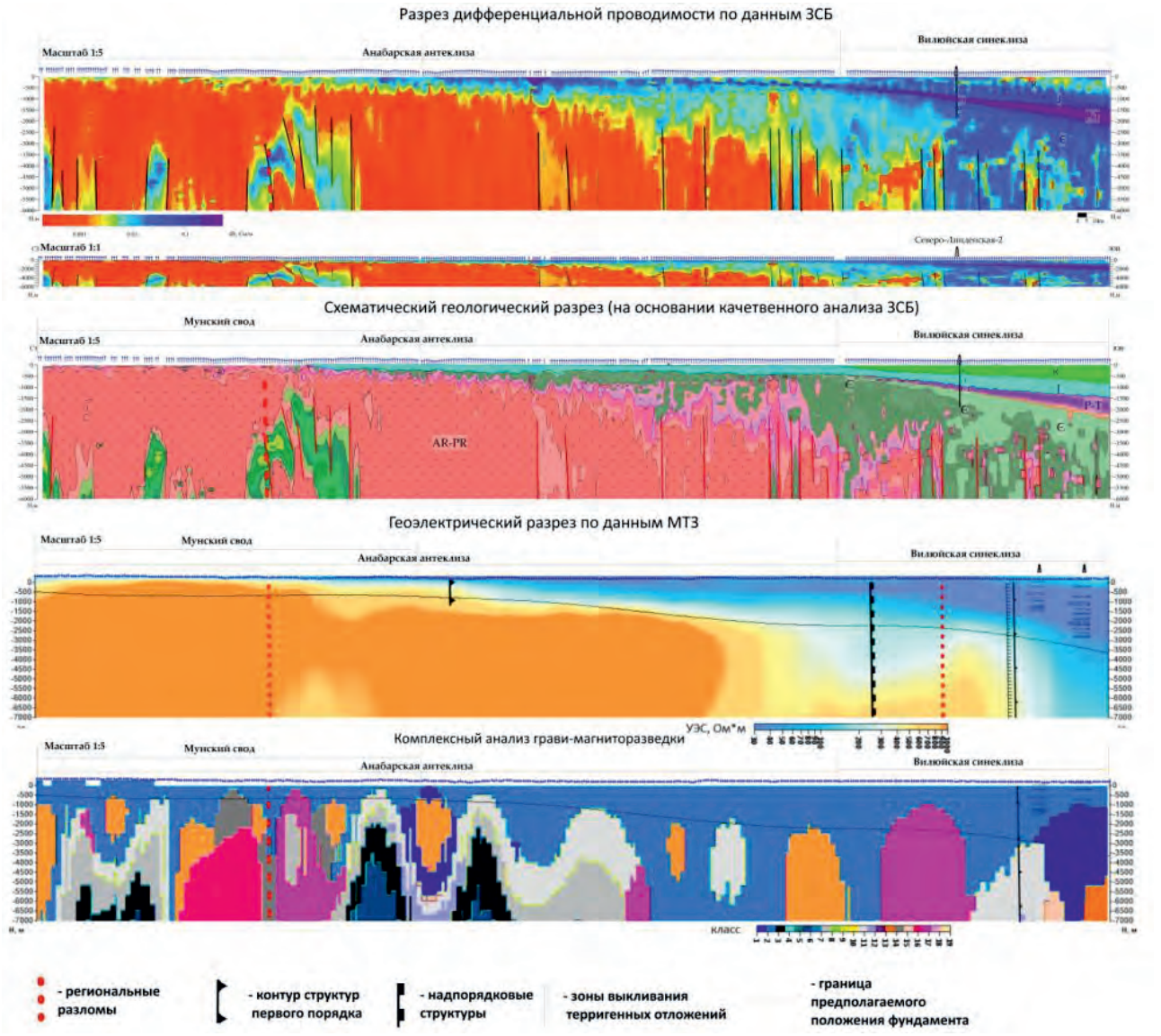
Рассматривая результаты региональных электроразведочных исследований на территории республики Саха (Якутия), уже на этапе качественной интерпретации (до инверсии) можно видеть общие черты регионального тектонического и геологического строения территории исследования. Площадное положение, морфология и простирание геофизических аномалий взаимосвязаны и отражают пространственное положение крупных тектонических элементов и их глубинное строение, а ограничивающие их градиентные зоны соответствуют тектоническим границам (глубинных разломам) [Гольдшмидт, 1979].

На этапе качественной интерпретации по данным электроразведочных исследований довольно четко картируются кристаллические породы фундамента, общие черты Мунского свода и Анабарской антеклизы, область перехода в Вилюйскую синеклизу, где по мощной зоне проводящих отложений выделяется палеозойско-мезозойский осадочный чехол, слагающий синеклизу, и прорываемый на отдельных участках дайковыми интрузиями долеритов (Рисунок 1).

Зоны повышенной проводимости в фундаменте могут быть с вязаны с зонами милонитизации, катаклаза, перекристаллизации исходных пород и свидетельствуют о сочетании различных форм тектонических движений, а также могут быть представлены различными базитовыми интрузиями.

При интерпретации результатов геофизических исследований необходимо приводить разрезы из неравномерного соотношения вертикального и горизонтального масштабов к масштабу 1:1, что позволит избежать неверной трактовки геофизических аномалий.

Таким образом, в процессе качественного анализа разрезов дифференциальной проводимости на участке прослеживаются структурные изменения строения фундамента и увеличения мощности палеозойско-мезозойских отложений в



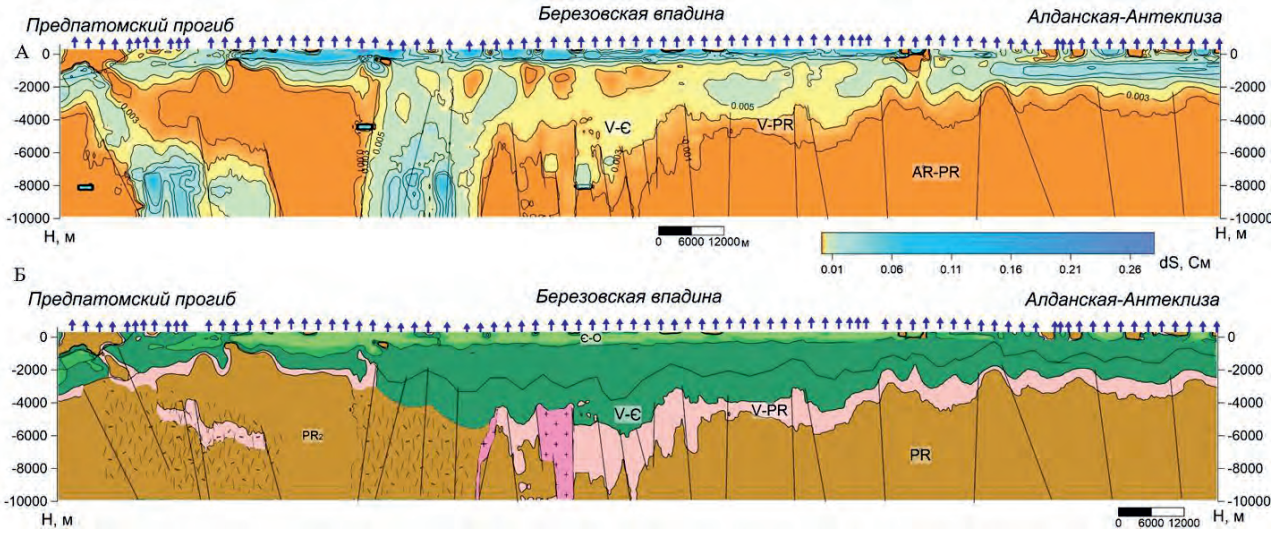
▲ *Рис. 1. Комплексные региональные геолого-геофизические исследования на территории республики Саха (Якутия)*

юго-восточном направлении (повышение проводимости). Суммарная проводимость разреза изменяется в широком диапазоне от первых сименс в зоне Мунского свода до 100 См и более в зоне аномальных проводников и увеличения мощности палеозойско-мезозойских отложений. Также на разрезах дифференциальной проводимости проявляются уже известные тектонические нарушения, в частности секущий площадь исследования глубинный разлом.

По результатам МТЗ на территории исследования картируются глубокозалегающие отложения (более 5 км) мне вскрытые скважинами глубокого бурения.

По данным грави- и магниторазведки на территории исследования выделены классы с определенными плотностными и магнитными характеристиками. Выделенные классы коррелируют с геоэлектрическими характеристиками разреза, как в плане, так и по глубине, как на качественном уровне, так и по результатам инверсии.

Результат классификации инверсии гравиразведки и магниторазведки по методу К- средних с распределением на комплексы, позволили закартировать поверхности предполагаемого уровня проявления кристаллического фундамента.



▲ *Рис. 2. Разрез дифференциальной проводимости (А) и схематический геологический разрез (Б).*

Поисково-оценочный этап

Поисково-оценочный этап геологоразведочных работ (ГРР) является одним из наиболее важных, так как именно на этой стадии определяются перспективные участки для дальнейшей разведки и оценки запасов полезных ископаемых. Однако этот этап сопряжен с рядом актуальных проблем, которые могут существенно затруднять процесс и снижать его эффективность.

Ключевые трудности включают недостаточную геологическую изученность, особенно в труднодоступных регионах, сложные геологические условия, такие как сложно построенные тектонические зоны, перекрытые мощными осадочными чехлами или вулканическими породами, а также ограниченность традиционных методов поиска, которые часто неэффективны для обнаружения глубокозалегающих или скрытых месторождений.

Дефицит бюджетных средств, выделяемых на проведение дорогостоящих сейсморазведочных работ 2D/3D в сроки, установленные лицензионными обязательствами на текущей стадии изучения участка недр создает риски невыполнения программ геологоразведочных работ (ГРР) и может привести к нарушению условий лицензионных соглашений.

Одним из эффективных решений данной проблемы является проведение опережающих электроразведочных работ 2D/3D. Преимущество данного подхода заключается в том, что при наличии существующих 2D профилей или сети дорог отсутствует необходимость в дополнительной рубке леса, что значительно сокращает время на подготовительные мероприятия и позволяет оптимизировать затраты на геологоразведочные работы без ущерба для их качества и полноты [Буддо и др., 2021].

Комплексный подход к преодолению этих вызовов позволит повысить геологическую информативность, снизить риски и обеспечить устойчивое развитие минерально-сырьевой базы.

На стадиях региональных и поисково-оценочных геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ на территории Иркутской области и Республики Саха (Якутия) метод зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) является неотъемлемым элементом исследований. Данный метод позволяет изучать разрез осадочного чехла на глубинах до 3–4 км и более, а также картировать свойства и структурные особенности отложений

рифея, что особенно актуально для данных регионов.

Проведенные на территории Республики Саха (Якутия) региональные геофизические исследования с использованием метода ЗСБ позволили получить новые данные, а также уточнить ранее известные сведения о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности исследуемых территорий. Это способствовало повышению точности прогнозов и обоснованию перспективных зон для дальнейших исследований.

В качестве примера можно привести профиль электроразведочных работ ЗСБ пройденный с юго-запада на северо-восток через Предпатомский региональный прогиб, Березовскую впадину и Алданскую антеклизу (Рисунок 2).

Березовская впадина – один из наиболее перспективных регионов Северо-Алданской НГО. Основными перспективными горизонтами здесь являются отложения верхнего докембрия. Залежи нефти и газа могут быть встречены и в нижнекембрийских отложениях, разрез которых имеет почти такое же строение, как и в Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области.

По данным ЗСБ отчетливо картируется профиль Березовской впадины. Березовская впадина выполнена мощной толщей терригенно-карбонатных верхнепротерозойских и преимущественно карбонатных нижне- и среднепалеозойских отложений, характеризующихся по данным ЗСБ относительно низким сопротивлением.

По данным ЗСБ также отчетливо картируются интрузивные комплексы, прорывающие осадочный чехол территории исследования.

В виде пониженных значений сопротивления вдоль контактов отмечаются обширные зоны пород, вероятно, подверженных вторичным изменениям на контакте с интрузивным комплексом.

По результатам работ методом зондирования становлением поля (ЗСБ) были выделены потенциально перспективные зоны в нефтегазогеологическом отношении, характеризующиеся аномальными значениями удельного электрического сопротивления, которые могут быть связаны с наличием коллекторов или флюидонасыщенных горизонтов. Полученные данные позволяют предположить возможное расположение ловушек углеводородов, связанных с тектоническими нарушениями, литологическими изменениями или и др.

Для дальнейшего уточнения строения и подтверждения нефтегазового потенциала выделенных зон рекомендуется проведение детализированных сейсморазведочных исследований, которые позволят получить более точную информацию о глубинном строении, геометрии и свойствах потенциальных коллекторов. Дальнейшее комплексное использование данных ЗСБ и сейсморазведки повысит достоверность интерпретации и оптимизирует планирование дальнейших геологоразведочных работ.

Таким образом, применение метода ЗСБ на стадиях региональных и поисково-оценочных работ является эффективным инструментом для повышения точности геологических прогнозов, оптимизации затрат и снижения рисков при освоении нефтегазоперспективных регионов.

Постановка 2D электроразведочных работ методом зондирования становлением поля (ЗСБ) обеспечивает значительный экономический эффект за счет оптимизации сети сейсморазведочных исследований и снижения рисков бурения «сухих» скважин. Предварительное изучение геологического строения с помощью ЗСБ позволяет сократить

объемы дорогостоящей 2D и 3D сейсморазведки, фокусируя ее на наиболее перспективных зонах, а также минимизировать вероятность бурения непродуктивных скважин за счет точного выбора точек заложения на основе данных о распределении коллекторов и строении осадочного чехла. Таким образом, применение ЗСБ на поисково-оценочном этапе способствует снижению затрат, повышению эффективности исследований и рациональному использованию ресурсов.

Разведочный этап

Актуальной проблемой на стадии разведочного этапа геологоразведочных работ является во-первых, оптимизация проектирования сейсмических исследований 3D, сосредоточенных в зонах с высокой вероятностью обнаружения залежей углеводородов. Во-вторых, в условиях высокой неопределенности наличия коллекторов и типа их насыщения (нефть, газ или вода) возникает необходимость в точных методах прогнозирования.

Кроме того, для минимизации аварийных ситуаций при разведочном бурении требуется предварительное изучение геологических условий, включая прогнозирование интервалов с аномально высоким (АВПД) и аномально низким пластовым давлением (АНПД).

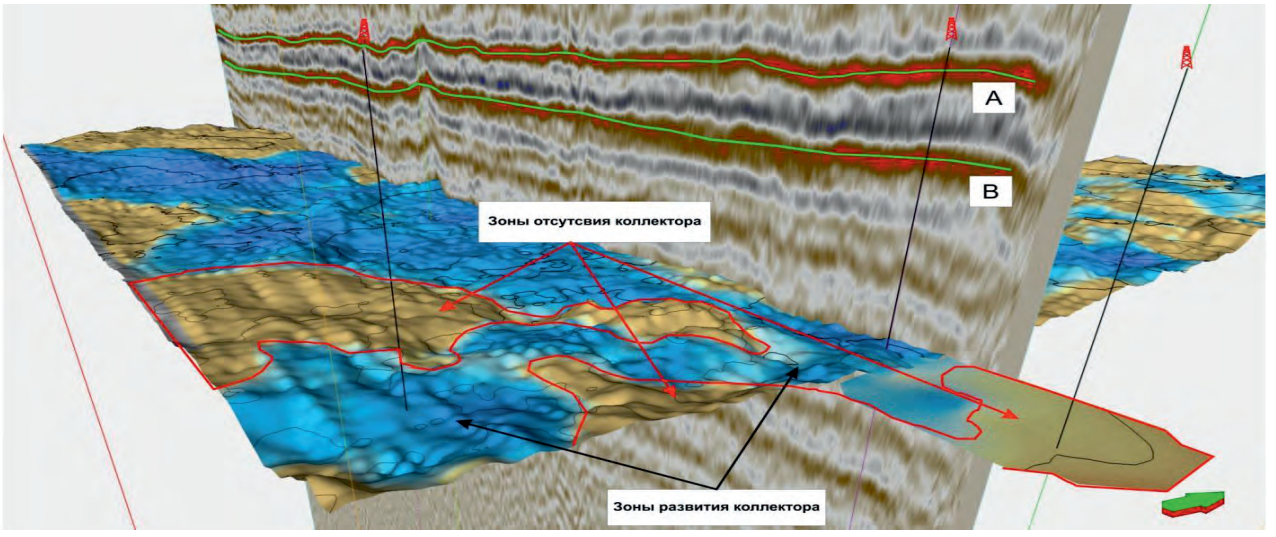
Комплекс сейсмо- и электроразведочных работ 3D по совмещенной сети профилей позволяет оценить коллекторские свойства и тип насыщения резервуаров, снизить риски бурения непродуктивных («сухих») скважин, осуществлять прогнозирование интервалов с АВПД и АНПД, что способствует повышению безопасности бурения.

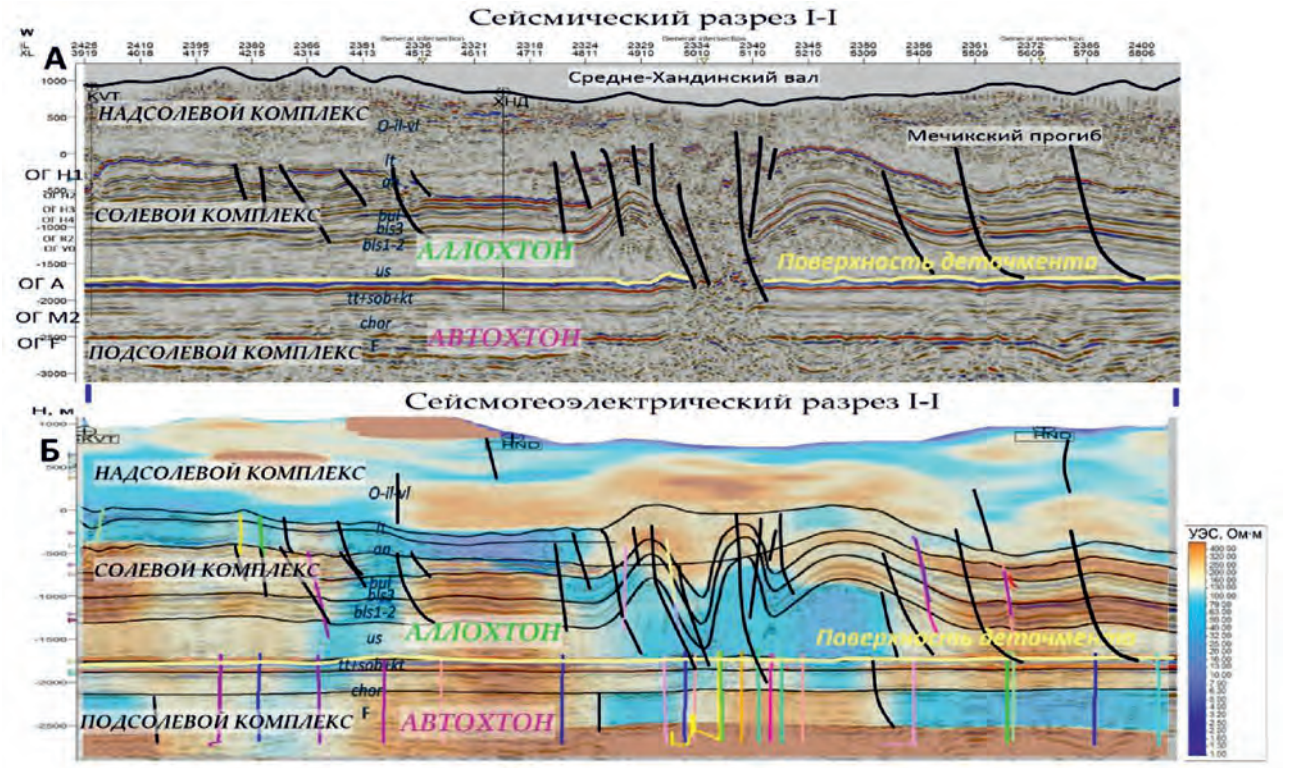
На данном этапе также производится поиск водоносных горизонтов методом малоглубинных исследований ЗСБ, что позволяет обеспечивать возможность использования водоносных горизонтов для технических нужд бурения, тем самым снижая затраты и повышая эффективность работ.

Таким образом, комплексный подход, включающий применение электроразведочных и сейсмических методов, позволяет эффективно решать задачи разведочного этапа ГРР, минимизировать риски и оптимизировать затраты.

Интеграция данных электроразведки и сейсморазведки позволяет минимизировать неоднозначность интерпретации,

Рис. 3. Интегрированная 3D модель (3D ЗСБ и МОВ ОГТ 3D) – оценка насыщения и оконтуривание зон распространения терригенного коллектора.





▲ *Рис. 4. Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и электроразведки: А – сейсмический разрез по данным 3D МОГТ; Б - Сейсмогеоэлектрический разрез (3D ЗСБ и 3D МОГТ)*

уточнить положение и конфигурацию целевых объектов, а также оптимизировать планирование дальнейших работ, включая бурение, минимизировать риски и оптимизировать затраты.

Совместный анализ и комплексирование результатов 3D ЗСБ и 3D сейсморазведки позволяет повысить достоверность выявления горизонта-коллектора и снизить риски непродуктивного бурения.

Одним из ярких примеров получения новейшей геологической информации по данным комплексного анализа СРР и ЭРР является проведенный комплекс исследований в зоне сочленения Сибирской платформы и горно-складчатой области, которые на сегодняшний день остаются наименее изученными объектами, как бурением, так и геофизическими исследованиями. По результатам новейших сейсморазведочных работ 3D МОГТ, с учетом материалов предшествующих исследований выявлено, что территория Ковыктинского ГКМ расположена в пограничной зоне стыка двух надвиговых секторов Байкало-Патомского надвигового пояса – южного (Предбайкальского) и центрального (Актикано-Непского) [Мисюркеева, 2021, 2022; Писаревский и др, 2023].

Привлечение новых геофизических данных (3D МОГТ, 2D, 3D ЗСБ) позволило уточнить структурно-тектоническое строение осадочного чехла КГКМ в зоне сочленения надвиговых зон, а также выявить и закартировать вторичные зоны разуплотнения (зоны пониженного оспротивления по ЗСБ), являвшиеся вероятными путями латеральной миграции УВ со стороны Байкало-Патомского палеоочага генерации УВ.

В результате комплексной интерпретации сейсморазведочных, электроразведочных и геопромысловых данных выявлено, что рассолонасыщенные зоны АВПД располагаются в специфических геологических и тектонических условиях, локальные зоны аномального коллекто-

ра с АВПД достаточно четко проявляются в геофизических полях [Вахромеев, 2006, 2015; Мисюркеева, 2021, 2022].

Учет внутреннего строения надвиговых структур и их флюидопроницаемости является важной составляющей при обосновании детальной модели геологического строения осадочного чехла с целью более корректного проектирования ГРР, в первую очередь бурения в том числе для прогноза и поисков залежей УВ и литиеносных рассолов в межсолевых карбонатных резервуарах нижнего кембрия (аллохтон), а также для снижения аварийности бурения глубоких скважин на целевые объекты в природных резервуарах терригенного венда, автохтон, вмещающих газоконденсатные залежи

Эксплуатационный этап

На эксплуатационном этапе геологоразведочных работ (ГРР) актуальными проблемами являются оптимизация сетки кустового разбуривания для максимизации эффективности добычи, оценка горно-геологических условий, включая прогнозирование интервалов с аномально низким (АНПД) и аномально высоким пластовым давлением (АВПД) для предотвращения аварийных ситуаций, обеспечение технической водой для бурения и системы поддержания пластового давления (ППД), а также мониторинг фронта заводнения для контроля за движением воды и оптимизации системы воздействия на пласт.

Решение этих задач требует применения современных технологий, таких как 3D-моделирование, сейсмический мониторинг и гидродинамическое моделирование, что позволяет повысить эффективность разработки месторождений, снизить риски и минимизировать затраты.

Применение высокоплотной электроразведки 3D методом зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ) обеспечивает оптимизацию технологической схемы разработки (ТСР) за счет выделения наиболее продуктивных зон.

Так, на одном из нефтегазовых месторождений Восточной Сибири по данным ЗСБ закартирована граница коллектора (низкие УЭС) и не коллектора (засолоненного) с высокими УЭС. Недоучет данных 3D ЗСБ при определении азимутов заложения горизонтальных скважин привел к вскрытию зоны засолонения (Рисунок 5).

Кроме того, одним из инновационных

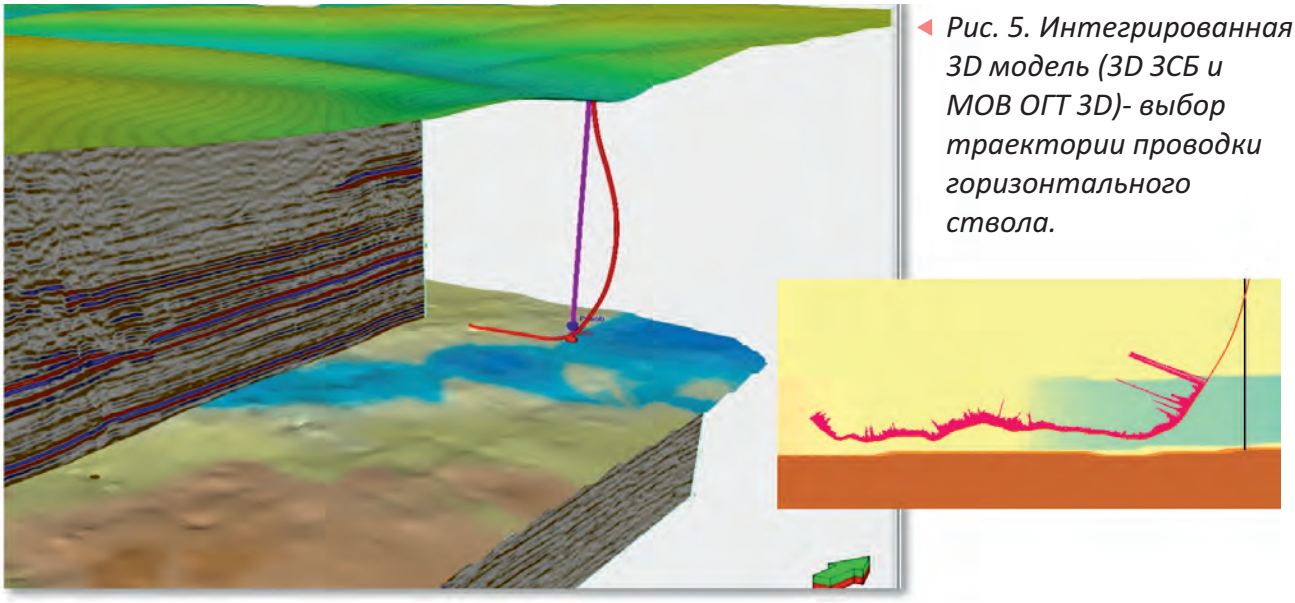


Рис. 5. Интегрированная 3D модель (3D ЗСБ и МОВ ОГТ 3D)- выбор траектории проводки горизонтального ствола.

решений является 4D мониторинговые исследования методом ЗСБ позволяющие картировать движение фронта заводнения в динамике для контроля за эффективностью разработки месторождения. Впервые в практике изучения кембрийских карбонатных коллекторов Восточной Сибири был успешно применен электроразведочный мониторинг, продемонстрировавший высокую эффективность для повышения качества управления разработкой месторождений региона [Бурдаков и др., 2018].

В условиях разработки карбонатных отложений, характеризующихся повышенными значениями удельного электрического сопротивления, актуальным становится применение системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды с пониженной минерализацией и, как следствие, сниженным сопротивлением. В данном контексте перспективным инструментом контроля за процессом разработки является мониторинг динамики фронта заводнения с использованием многомерных (4D) электроразведочных исследований, основанных на контрасте электрических свойств между пластовыми флюидами и закачиваемой водой региона [Бурдаков и др., 2018].

Применение малоглубинного метода ЗСБ (мЗСБ) на эксплуатационном этапе позволяет производить поиск и картирование водоносных горизонтов для обеспечения технической водой нужд бурения и системы ППД.

Применение методов зондирования становлением поля (ЗСБ и мЗСБ) в комплексе с сейсморазведкой и данными бурения на эксплуатационном этапе позволяет решить ряд ключевых задач. Во-первых, оптимизировать технологическую схему разработки (ТСР) за счет размещения кустовых площадок в зонах с максимальной нефтегазоносностью, что повышает эффективность добычи.

Во-вторых, минимизировать аварии при бурении путем прогнозирования интервалов с аномально низким (АНПД) и аномально высоким пластовым давлением (АВПД), что позволяет выбирать оптимальные конструкции и траектории наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

В-третьих, обеспечить технической водой за счет картирования водоносных горизонтов в верхней части разреза (ВЧР), что гарантирует надежное водоснабжение для бурения и системы поддержания пластового давления (ППД).

И, наконец, осуществлять контроль за разработкой месторождения с помощью 4D мониторинга движения фронта заводнения, что позволяет оперативно корректировать систему воздействия на пласт и повышать коэффициент извлечения нефти (КИН). Комплексное использование этих методов обеспечивает повышение эффективности разработки месторождений, снижение рисков и оптимизацию затрат.

Выводы

Электроразведочные методы зондированием становлением поля (ЗСБ) и магнитотеллурическое зондирование (МТЗ), являются важными инструментами для повышения геологической информативности на всех этапах геологоразведочных работ (ГРР).

На региональном и поисково-оценочном этапе эти методы позволяют выявлять перспективные зоны, связанные с наличием рудных тел, водоносных горизонтов или нефтегазовых коллекторов, благодаря их способности изучать распределение удельного электрического сопротивления и электропроводности в разрезе.

На разведочном этапе ЗСБ и МТЗ используются для уточнения строения месторождений, определения глубины залегания и морфологии целевых объектов, что способствует оптимизации планирования бурения и снижению рисков.

На эксплуатационном этапе эти методы применяются для мониторинга разработки месторождений, контроля за движением фронта заводнения и прогнозирования интервалов с аномальными пластовыми давлениями (АНПД и АВПД), что повышает эффективность добычи и коэффициент извлечения полезных ископаемых.

Таким образом, электроразведочные методы ЗСБ и МТЗ играют ключевую роль в повышении геологической информативности на всех этапах ГРР, обеспечивая, снижение затрат и рисков, а также оптимизацию процессов поиска, разведки и разработки месторождений, что делает эти методы незаменимыми инструментами для успешной реализации проектов в области геологоразведки и разработки месторождений.

Проектирование правильной последовательности постановки комплекса геофизических методов сейсморазведки и электроразведки 2D / 3D / 4D на соответствующей стадии ГРР также снижает риски непродуктивного бурения и, тем самым, повышает экономическую эффективность поисков, разведки и освоения месторождений нефти и газа.

Литература

1. Агафонов Ю.А. Возможности нестационарных электромагнитных зондирований при изучении коллекторских свойств осадочного чехла / Ю.А. Агафонов, А.В. Поспеев, А.Г. Вахромеев ; мат-лы VII Междунар. науч-практ. конф. : сб. тезисов. – Геленджик : «ГЕОМОДЕЛЬ-Консалтинг», 2005. – С. 86.

2. Буддо И. В., Шелохов И. А., Мисюркеева Н. В., Агафонов Ю. А. Электромагнитные исследования методом ЗСБ 2D, 3D, 4D: последовательность постановки геологоразведочных работ // Геодинамика и тектонофизика. 2021. №S3. URL: https://cyberleninka.ru/article/n/elektromagnitnye-issledovaniya-metodom-zsb-2d-3d-4d-posledovatelnost-postanovki-geologorazvedochnyh-rabot.

3. Бурдаков Д. А., Сибилев В. Н., Токарева О. В. [и др.].Мониторинг фронта заводнения карбонатных коллекторов нижнего кембрия методом 4D электроразведки / - (Геология и геологоразведочные работы). - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. - 2020. - № 9. - С. 30-34. - Библиогр.: с. 34. - ISSN 0028-2448.

4. Вахромеев А.Г., Сизых В.А. Роль шарьяжно-надвиговой тектоники в формировании аномально-высоких пластовых давлений и промышленных металлоносных рассолов Сибирской платформы // Доклады РАН. - 2006. - № 2. - С. 1-5.

5. Вахромеев А.Г. Закономерности формирования и локализации месторождений промышленных рассолов в карбонатных каверново-трещинных резервуарах кембрия юга Сибирской платформы (по данным глубокого бурения, испытания скважин и полевой геофизики) : монография / А.Г. Вахромеев. – Иркутск : Изд-во ИРНИТУ, 2015. – 247 с. – ISBN 978-5-8038-1028-5.

6. Гольдшмидт В.И. Региональные геофизические исследования и методика их количественного анализа. М., «Недра», 1979, 219 с.

7. Мисюркеева Н. В., Вахромеев А. Г., Смирнов А. С. [и др.] // Внутреннее строение Ковыктинско-Хандинской зоны

Байкало-Патомского надвигового пояса / Новые идеи в геологии нефти и газа. Новая реальность 2021: Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции), Москва, 27–28 мая 2021 года / Отв. редактор А.В. Ступакова. – Москва: Издательство "Перо", 2021. – С. 365-367. – EDN EDKBYY.

8. Мисюркеева Н.В., Вахромеев А.Г., Смирнов А.С., Буддо И.В., Горлов И.В., Шемин Г.Г. Геодинамика и тектонофизика. 2022. Т. 13. № S2. Детализация надвиговых структур осадочного чехла в Ковыктинско-Хандинской зоне отраженной складчатости.

9. Поспеев А.В. Выделение пластов-коллекторов в разрезе осадочного чехла юга Сибирской платформы по данным зондирований становлением электромагнитного поля в ближней зоне / А.В. Поспеев, И.В. Буддо, Ю.А. Агафонов, Н.О. Кожевников. – Геофизика. – 2010. – № 6. – С. 47–52.

10. Писаревский С.А., Иванов А.В., Донская Т.В., Гладкочуб Д.П., Ванин В.А., Дымшиц А.М., Шарыгин И.С., Четвертаков И.В., Гладкочуб Е.А., Мисюркеева Н.В., Буддо И.В., Шелохов И.А., Смирнов А.С., Вахромеев А.Г. Сибирский кратон и его складчатые обрамления в истории земли: палеогеография, палеогеодинамика и полезные ископаемые. Институт земной коры Сибирского отделения РАН. Иркутск, 2023.

Подробнее об авторах



Мисюркеева
Наталья Викторовна

Кандидат геолого-минералогических наук,
начальник геологического отдела ООО СИГМА-ГЕО



Агафонов
Юрий Александрович

Кандидат технических наук.
Генеральный директор
ООО СИГМА-ГЕО



Селяев
Василий Андреевич

Заместитель генерального директора, главный геофизик ООО СИГМА-ГЕО



Токарева
Ольга Владимировна

Главный геолог
ООО СИГМА-ГЕО



Давыденко
Светослав Александрович

ведущий геофизик
ООО СИГМА-ГЕО

Актуальное состояние электроразведки в России: задачи, технологии и центры развития



Редакционная статья по материалам докладов
Яковлева Дениса Викторовича,
ООО «НТЦ Северо-Запад», г. Москва.

Вступление

Электроразведка играет важную роль в исследовании геологических объектов и является эффективным инструментом оценки минеральных ресурсов, решения разнообразных прикладных задач. Множество методов и технологий обусловлено как прогрессом научных разработок, так и разнообразием задач, которые способна решать электроразведка. Каждый метод имеет свои уникальные преимущества и выбирается в зависимости от задач и условий исследования. Наиболее полный обзор текущего состояния электроразведки в России был представлен в ряде докладов Яковлева Д. В. По согласованию с автором по материалам выступлений и проведенного автором Геовебинара из цикла "Современные проблемы геофизики и рудной геологии", организованного Геологическим факультетом МГУ имени М.В. Ломоносова, была подготовлена редакционная статью на эту тему.

В статье рассмотрены доступные методы и актуальные задачи, с которыми сталкиваются специалисты. Также будет представлена информация о ведущих компаниях и научных центрах, занимающихся развитием электроразведочных технологий и их практическим применением.

Электроразведочные работы можно разделить по методам, условиям проведения и перечню решаемых задач. Эта классификация, несмотря на широкий спектр реализуемых проектов, помогает организовать современный рынок электроразведки в России. Также полезно рассмотреть зарубежные достижения в области электроразведочных технологий, которые активно развиваются и предлагают новые решения.

Классификация по направлениям электроразведки

Наиболее распространенными методами в электроразведке являются ***методы постоянного тока,*** особенно вертикальное электрическое зондирование (ВЭЗ). Этот метод основан на измерении разности электрических потенциалов между электродами приёмной линии и силы электрического тока в питающей линии при постепенном увеличении расстояния между ними. В результате исследований получается информация об удельных электрических сопротивлениях в массиве с учетом глубинного распределения. А также широкое применение имеет электротомография (ЭТ) – метод электроразведки, с помощью которого получают двумерные разрезы и трёхмерные модели распределения удельного электрического сопротивления (УЭС) и вызванной поляризации горных пород. Метод является основным при поисках и разведке рудных месторождений, инженерных изысканиях, геотехнических исследованиях.

Методы постоянного тока активно применяются и в скважинной геофизике,



▲ *Рис. 1. Классификация по методам и частоте использования в России.*

причем в обсаженных скважинах они особенно востребованы. На данный момент спрос на данные технологии еще не полностью удовлетворен.

В области ***методов переменного тока*** наибольшее распространение получила технология зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБ). Этот метод электромагнитного зондирования основывается на анализе поля переходных процессов, которые возникают в земле при импульсном переключении тока в источнике. Кроме того, все большую популярность приобретает магнитно-теллурическое зондирование (МТЗ) — геофизический метод разведки, который изучает естественное переменное электромагнитное поле Земли, известное как магнитотеллурическое поле.

Среди *волновых методов* наибольшее применение находит георадиолокация (ГРЛ), которая представляет собой высокочастотный метод импульсной электроразведки. Этот метод основан на анализе распространения электромагнитных импульсов в геологической среде.

Электроразведка применяется во всех средах и условиях – на земле, воде, в скважинах и шахтах. Целый комплекс методов электроразведочных исследований реализован в технологиях аэроразведки.

Круг задач, решаемых технологиями электроразведки, весьма широк (Рис.2.). Чаще всего целесообразно использование электроразведки в комплексе с другими видами исследований. Особенно эффективно она применяется при поиске твердых полезных ископаемых. Стоит отметить, что несмотря на существующие стандарты и нормы в строительстве, которые требуют обязательного проведения электроразведочных работ при подготовке различных объектов, существует мнение, что этот вид исследования используется недостаточно эффективно. Порой это происходит просто формально, поскольку заказчики инженерных проектов чаще доверяют другой геологической информации.



▲ *Рис. 2. Эффективность электроразведке в решении различных задач.*

Однако, при оценке рынка электроразведочных исследований с точки зрения объема денежных средств, картина меняется. На первое место уверенно выходят поиски углеводородов, несмотря на относительно небольшое число выполняемых ежегодно проектов. Рис.3.

В целом объем рынка электроразведочных исследований по состоянию на 2024 г. можно оценить в диапазоне 2,3 – 4 млрд. р. Учитывая программу «Геология, возрождение легенды», второй этап которой начнет реализовываться с 2025 года, ожидается рост рынка электроразведочных исследований, прежде всего, за счет региональных работ в Якутии.

Частота применения различных методов при решении различных групп задач представлена на рисунке 4.

▼ *Рис. 3. Оценка рынка электроразведки по направлениям – количество ежегодных проектов и бюджет.*





▲ *Рис. 4. Частота применения методов электроразведки для решения различных задач.*

Центры развития электроразведки

Электроразведку используют многие компании во всех субъектах Российской Федерации, даже те, которые далеки от геологоразведки. Например, в РЖД есть подразделение, занимающееся электроразведочными изысканиями. Тем не менее, можно выделить пять основных центров, где ряд компаний и специалистов активно развивает науку и технологии в области электроразведки. Это касается опробования новых методик, решения современных задач и разработки нового оборудования и программных продуктов. К таким центрам относятся Санкт-Петербург, Москва, Пермь (как обобщающий центр для Волго-Уральского региона), Новосибирск и Иркутск (Рис.5). Активность в этой части оценена, прежде всего, по публикациям, конференциям, практическим инновационным кейсам от тех или иных компаний, выполненным за последнее время. Региональная дифференциация сложилась исторически.

В Санкт-Петербурге традиционно



◀ *Рис. 5. Центры развития электроразведки – технология, оборудование, компании.*

развивалось рудное направление, в настоящее время успешно реализуемое и в Санкт-Петербургском государственном университете, Санкт-Петербургском горном институте. Научно-производственное предприятие ВИРГ-Рудгеофизика (ООО «НПП ВИРГ-Рудгеофизика») является сервисной компанией в области геофизических исследований, сопровождающих прогноз, поиски месторождений полезных ископаемых и геологическое картирование, реализует широкую гамму электроразведочных исследований. Необходимо также отметить компанию КГЭ «Астра» – современная частная геофизическая компания имеет большой опыт решения инженерно-геофизических, рудных задач, собственное производство аппаратуры. В области скважинной и шахтной электроразведки также предлагаются интересные решения, что открывает хорошие перспективы для роста в этом направлении. Компания ВЕГА более 15 лет занимается разработкой геофизического и радиотехнического оборудования и программного обеспечения для электроразведочных работ. Специалистами компании разработана линейка магнитных индукционных датчиков серии IMS, по техническим параметрам являющиеся уникальными.

В Москве успешно развиваются практически все методы, причем, как в научных организациях Московский Государственный Университет, Институт Физики Земли РАН, МФТИ, так и в коммерческих компаниях - «Северо-Запад», «Геотех» и др.

Центр Геоэлектромагнитных исследований входит в состав Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института физики Земли им. О.Ю.Шмидта Российской академии наук (ИФЗ РАН). ЦГЭМИ ИФЗ РАН проводит фундаментальные и прикладные научные исследования с целью развития электромагнитных геофизических методов исследования земной коры и верхней мантии применительно к глубинным, структурным, нефтегазовым, инженерно-геологическим и другим задачам:

- Региональные магнитотеллурические исследования;
- Методы трехмерной интерпретации электромагнитных данных;
- Электромагнитный мониторинг геофизических процессов;
- Морская геоэлектрика;
- Теория электромагнитных полей в анизотропных и частотно-диспергирующих средах;
- Физические и математические основы связи сейсмических и ЭМ явлений в пористых и водонасыщенных горных породах;
- Высокоразрешающая малоглубинная электроразведка;
- Электромагнитная томография вулканов, геотермальных зон и разломов земной коры.

В Москве находится компания АО «ГНПП «Аэрогеофизика» – ведущая Российская компания в сфере оказания сервисных аэрогеофизических услуг и внедрению в отечественную практику современных инновационных технологий, выполняющая комплексные аэрогеофизические исследования по Государственному заказу и по договорам с горнорудными и нефтегазовыми компаниями в различных регионах России, а также за рубежом.

ООО «Северо-Запад», расположенная в Москве, специализируется как на производстве электроразведочной аппаратуры, так и на реализации проектов с использованием наземных электромагнитных методов.

Пермь — это центр с традиционно сильной геофизической школой, которая сегодня аккумулирует лучшие решения в области электроразведки для Волго-Уральского региона. Важными направлениями здесь являются шахтная электроразведка, скважинная электроразведка и межскважинное зондирование. Эти методы особенно востребованы для решения сложных рудных задач. Так, ВНИИ Галургии активно реализует проекты, связанные с георадиолокацией и электроразведкой, включая электротомографию. Кроме того, институт занимается комплексными проектами с использованием других геофизических методов при исследовании калийных месторождений и солеотвалов, что подчеркивает важность Пермского региона в развитии электроразведочных технологий.

Новосибирск в России является крупным центром развития электроразведки еще с 1960–1970-е гг. с созданием здесь Института геологии и геофизики в составе Сибирского отделения Академии наук СССР. Здесь сложилась уникальная ситуация: наличие мощной вычислительной базы и Новосибирского государственного университета, обеспечивающего подготовку высококвалифицированных специалистов, а также переезд в Новосибирск ведущих ученых из западных научных центров России и Украины. В настоящее время в Новосибирске успешно работают компании, производящие и использующие собственную электроразведочную аппаратуру.

Так ООО «КБ Электрометрии» созданное сотрудниками Российской академии наук, действует как самостоятельно, так и в рамках договора о научно-техническом сотрудничестве с Институтом нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, занимается разработкой и производством геофизической аппаратуры методов электроразведки и индукционного профилирования. Научно-производственная компания «СибГеофизПрибор» осуществляет разработку и изготовление геофизической аппаратуры, предназначенной для проведения профильных и площадных сейсморазведочных и электроразведочных работ. АО «ЕМ-Разведка» реализует аэрогеофизические исследования, Электромагнитное сканирование (EM-HSDTD)®, 2D TEM, 2D MTS, малоглубинная TEM, томография с индукционной поляризацией

В Иркутске активно развиваются методы переменного тока, прежде всего, метод ЗСБ, активно востребованный в нефтегазовой геологоразведке.

По суммарному годовому обороту компания ООО «СИГМА-ГЕО» является безусловным лидером по электроразведке в России, показывающая устойчивый рост объемов на протяжении последних лет. Это инновационная научно-производственная компания, занимающаяся проведением полного цикла электроразведочных работ, а также разработкой высокоточной электроразведочной аппаратуры и программного обеспечения. Качественный эффект от применения прецизионных аппаратурно-программных комплексов, оригинальных подходов к интерпретации геолого-геофизических данных подтвержден не только в России.

Спектр услуг, предлагаемый ООО «Сигма Гео» широк – нефтегазопоисковые, региональные задачи, гидрогеология, изучение многолетнемерзлых пород (ММП), магнитотеллурический мониторинг, геоэкология, разработка и производство электроразведочной аппаратуры.

В Иркутске также работает еще несколько предприятий, осуществляю-



▲ *Рис. 6. Электроразведка в России: центры развития технологии, организации, методы.*

щих электроразведочные исследования – АО «ИЭРП» (в составе АО «Росгеология»), Сибирская геофизическая научно-производственная компания (СГНПК).

Электроразведка в разных стихиях

Морская электроразведка, реализуемая рядом компаний (ВНИИ Океанологии, МГУ-Геофизика, АО «Северо-Запад» и др.) в настоящее время переживает не лучшие времена. Объем исследований на шельфе снизился в несколько раз, а исследования в дальнем зарубежье практически прекратились. Впрочем, это не значит, что наши технологии стали не интересны.

При изменении конъюнктуры рынка услуги российской электроразведки в море, скорее всего, снова будут востребованы в мире.



▲ *Рис. 7. Аэрогеофизические электроразведочные исследования: компании и методы.*

Аэроэлектроразведка особенно активно развивается в сфере применения БПЛА. Причем, можно смело прогнозировать буквально прорывные решения в этой области в самое ближайшее время. Развитие аэротехнологий ведется в ряде компаний (Рис. 7), при этом безусловным лидером является компания АО «Аэрогеофизика».

Георадарные исследования реализованы: В Санкт-Петербурге (Институт наук о земле СПбГУ), ПМГРЭ; в Москве (МГУ, ИЗМИРАН, ЗАО «Таймер», НПЦ «Геотох», компания «Терразонд»), Якутске (Институт мерзлотоведения, Институт горного дела Севера), Петрозаводск (Институт геологии КарНЦ РАН).

Электротомография:

- *Электротомографические станции*
  - Омега 48 - 10 каналов
  - Скала 48к12 - 11 каналов
  - Скала 48к15 - 13 каналов. К этой станции можно ВП-1000 подключать в качестве источника
- *Коммутаторы*
  - COM-dd + Meduza + Scat
  - СмартКом72 + Астра-МЭРИ
- *Бесконтактная томография (БИКС, ВЕГА)*
- *3Д томография*
- *Донная коса*

Постоянный ток и ВП

- *Аппаратура*
  - Астра + МЭРИ
  - АМС-1
  - Медуза + Скат
  - ВП-1000м
  - ИМВП
  - БИКС
  - ВЕГА
- *Бесконтактные измерения*
- *Частотное и временное ВП*
- *Развитие теории ВП*

Магнитотеллурика

- *Аппаратура*
  - НОРД
  - Сигма

- ВЕГА
- Тензор

• *РМТ и РМТ-К в движении.*

• *Обработка в реальном времени.*

• *Горизонтальный магнитный тензор.*

• *Программы инверсии и интерпретации.*

• 3Д инверсия.

ЗСБ

• *Широчайший диапазон глубин*

• *Аппаратура*

- SGS-TEM + КТ
- Цикл-8 + КТ
- Д-13
- Fast-Snap
- TEM-FAST

• *Форматы и обработка*

• *Программы инверсии*

• *3Д инверсия*

Заключение

Многообразие методов электроразведки, доступного оборудования и компаний, решающих разнообразные геологоразведочные и прикладные задачи, создает необходимость в разработке отраслевых стандартов в этой области. Существующая инструкция по электроразведке, охватывающая наземную, скважинную, шахтно-рудничную, аэроэлектроразведку и морскую электроразведку, была принята еще в 1984 году. Множество современных методов в то время просто не существовало. Поэтому актуален вопрос о создании нового отраслевого нормативного документа. В этом контексте может быть полезен опыт специалистов ФГУП «ВИМС», разработавших инструкцию по магниторазведке с использованием БПЛА. Возможно, будет целесообразно разработать отдельные нормативные документы для различных направлений электроразведочных работ в качестве предварительного этапа перед созданием обширного сводного документа.

Литература

1. Каменецкий Ф. М., Филатов В. В., СНИИГГиМС в истории развития электроразведки в России // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири – 2022, С.79-84.

до 5000 каналов

ГЕОСПЕЙС ЕВРАЗИЯ

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

Особенности планирования и проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3D в пределах передовых складок Урала

Захаров Ю.М., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь.
Спешилов В.И., ПАО «Пермнефтегеофизика», г. Пермь.

Регионы с богатой историей развития нефтяной промышленности в определённый момент сталкиваются с тем, что все «удобные» территории уже изучены геологоразведочными работами. Под «удобными» мы подразумеваем территории с относительно развитой инфраструктурой и спокойными ландшафтными условиями.

Пермский край является ярким представителем таких регионов. Первая нефть на его территории, получена Московским геологом Павлом Ивановичем Преображенским в 1929 году при бурении скважины №20 в Верхнечусовских Городках. Спустя 21 год, в 1950 г. создана Молотовская государственная контора геофизических разведок «Молотовнефтегеофизика» на основе Молотовской комплексной экспедиции прикладной геофизики (организована 15.04.49 г.) в составе двух сейсморазведочных партий. За 75 лет территория Пермского края покрыта плотной сетью сейсморазведочных работ, скважинами структурного и глубокого бурения (Рис. 1).

На представленной схеме изученности хорошо заметна территория имеющая потенциал для проведения геологоразведочных работ, находящаяся в пределах восточной окраины Пермского края и связанная с развитием передовой складчатости Урала.

Урал — одна из самых крупных горных систем мира, протянувшаяся от побережья Северного Ледовитого океана до границ Казахстана. Его передовые складки представляют собой систему антиклинальных структур, образованных в результате тектонических процессов, происходивших миллионы лет назад. Горная местность Урала пересекается

Рис. 1. Изученность территории Пермского края сейсморазведкой (а), структурным бурением (б)

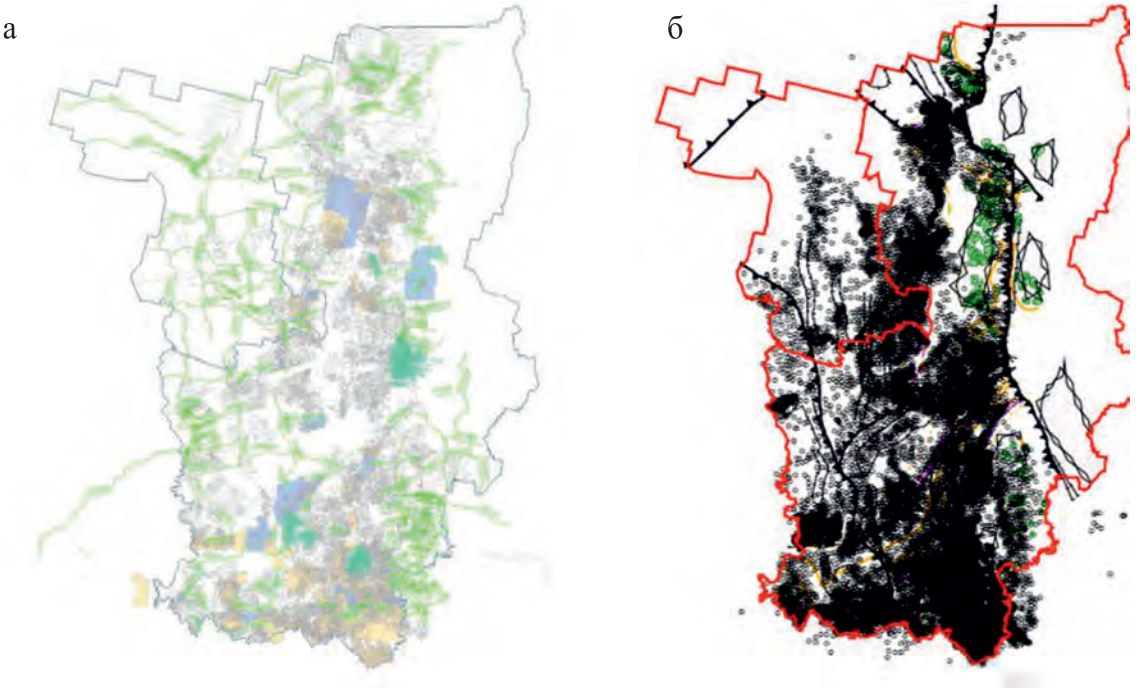




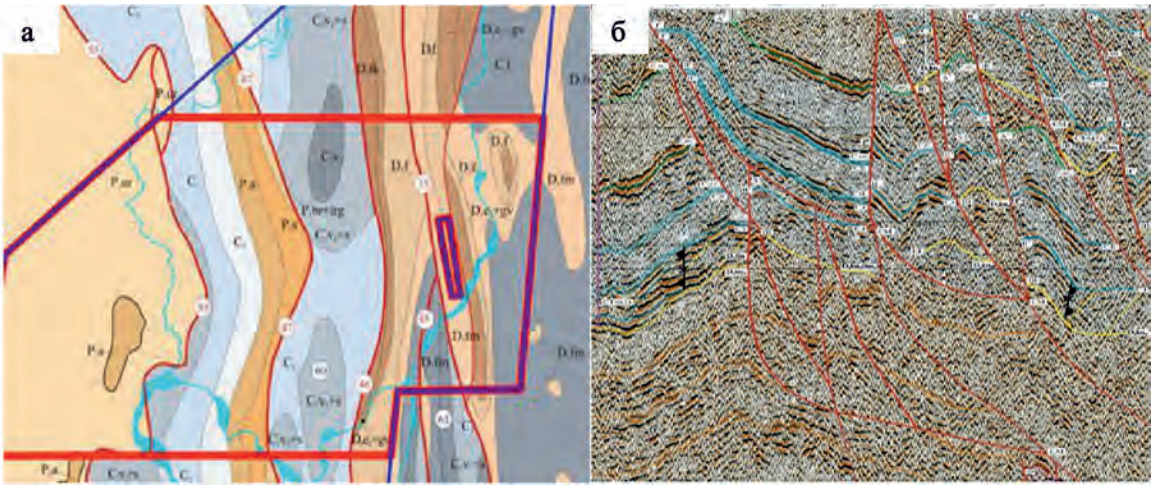
Рис. 2. Ландшафтные условия территории ПСУ.

многочисленными реками и ручьями, покрыта густыми лесами. На юге горы постепенно сменяются холмами и равнинами, а леса уступают место степям. Наличие почти не замерзающих рек, оврагов, скал, лес и болот делает проведение сейсморазведочных работ в таких местах крайне сложным (Рис. 2).

Геологическое строение исследуемой территории представлено мощной толщей пород, начиная от четвертичных отложений и заканчивая кристаллическим фундаментом. Территория характеризуется сложной структурой как в тектоническом, так и в литолого-стратиграфическом отношении, где на поверхности земли встречаются отложения пермского, каменноугольного и девонского периодов, сильно деформированные в складки (Рис. 3).

Проведение геофизических исследований на передовых складках Урала (ПСУ) традиционными методами сейсморазведки достаточно трудоёмко и требу-

Рис. 3. Геологические условия района работ: фрагмент геологической карты Пермского приуралья (а), фрагмент волнового поля (б).



ет значительных инвестиций и затрат на оборудование и технологии. Кроме того, рубка просек и последующее бурение большими буровыми станками приводят к образованию отходов, которые могут негативно влиять на окружающую среду, привести к экологическим последствиям. Поэтому при проведении сейсморазведочных работ необходимо учитывать экологические аспекты и принимать меры по минимизации ущерба природе.

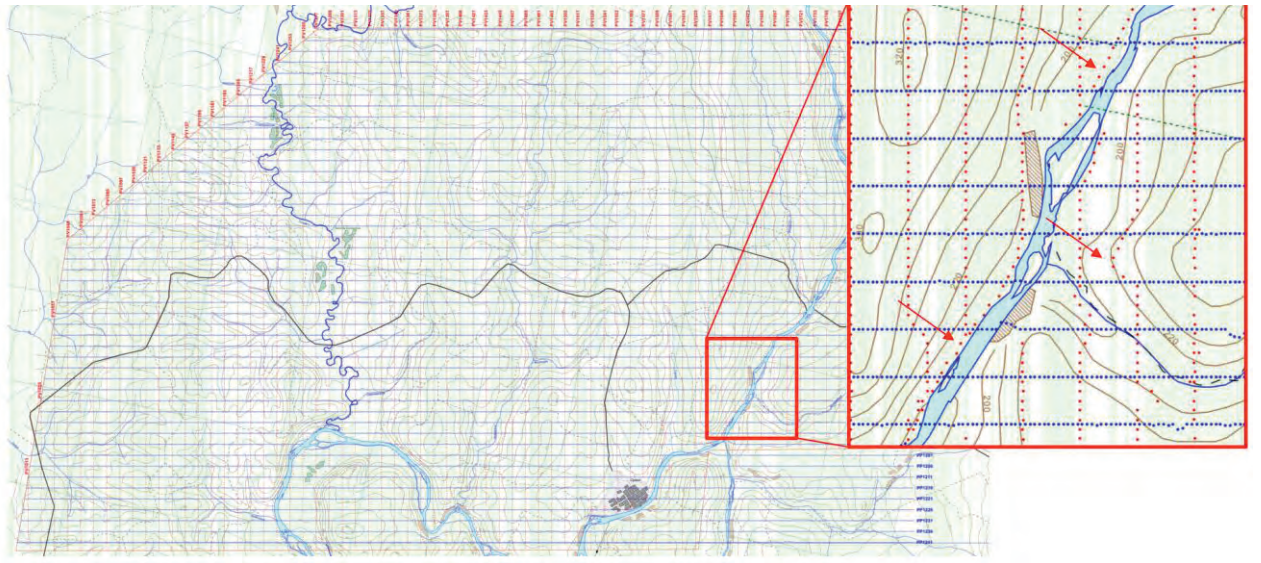
Для решения этих задач целесообразно применение более адаптивных и инновационных подходов к проведению сейсморазведки. Описываемые в данной статье работы проводились по эколого-сберегающей технологии [1]. Это позволило охватить геологоразведкой ранее недоступные для изучения районы.

Работы велись с использованием природосберегающих технологий, исключая рубку просек для тяжёлой техники. Перемещение оборудования и техники осуществлялось исключительно на автомобилях высокой проходимости по существующим лесным дорогам. Отсутствие необходимости в вырубке просек усложнило процесс прокладки сейсмических кабелей и установки сейсмоприёмников, поскольку все работы выполнялись вручную. Однако это позволило сократить общее время реализации проекта благодаря отсутствию этапа отвода лесных участков, расчистки просек и их подготовки. Оборудование доставлялось на лыжах по визиркам, а сейсмоприёмники устанавливались на плотную утрамбованную поверхность, обеспечивающую надёжный контакт с почвой.

Бурение взрывных скважин проводилось малогабаритными буровыми установками типа УБШМ1-13 (Рис. 4). В лесу работы проводились по визиркам шириной до одного метра, поэтому бурение скважин малого диаметра происходило в стесненных условиях. Перемещение установок «УБШМ-1-13» вдоль профиля осуществлялось с помощью снегоходов «Буран». Так как специальных работ по

Рис. 4. Процесс бурения взрывных скважин малогабаритной буровой остановкой УБШМ 1-13 (а), патент на технологию экологосберегающей сейсморазведки (б).





▲ *Рис. 5. Схема фактически отработанных профилей.*

выравниванию створа визирок не производилось, на отдельных участках перемещение производится с помощью лебедок и усилий буровой бригады. Часто, ввиду невозможности достичь нужной глубины, приходилось переносить профили бурения в такие участки, где условия позволяли погружать заряд на глубины в соответствии с техническим заданием.

Использование малогабаритных буровых установок позволило расположить пункты возбуждения (ПВ) сейсмических волн практически по регулярной сети профилей, незначительные выносы ПВ допускались только в связи с наличием незамерзающих рек или крайне градиентных форм рельефа (рис. 5).

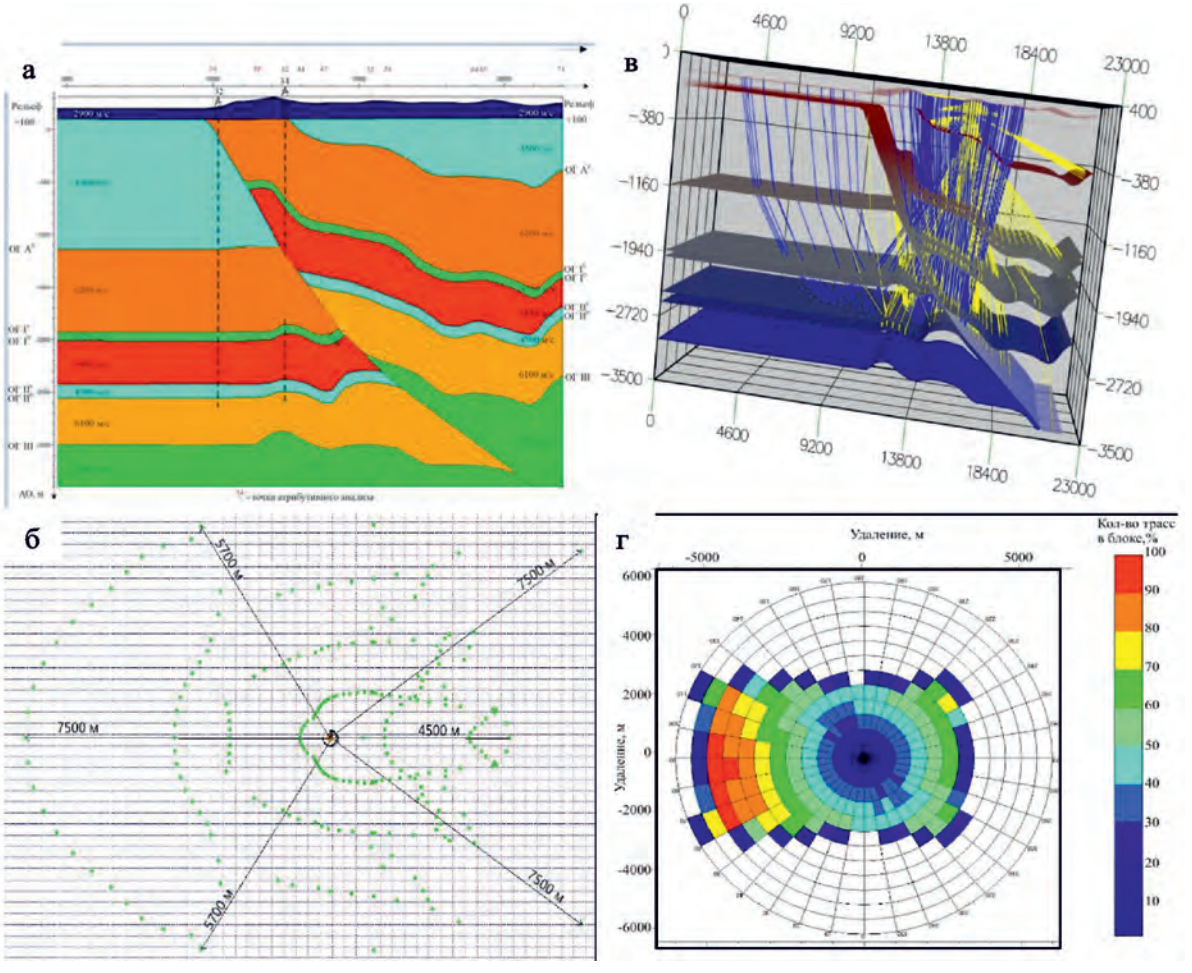
Следует отметить, что использование малогабаритных буровых установок накладывает ограничения на максимальную глубину взрывных скважин, как правило составляющую 8-10 метров. Таким образом, условия размещения заряда не самые оптимальные, так как подошва зоны малых скоростей (ЗМС) не пройдена, а классическая взрывная сейсморазведка призывает размещать заряд ниже ЗМС. Однако, учитывая геологическое строение района ПСУ, выход на поверхность древних пород девонского возраста, традиционной ЗМС на площади работ нет. Данный факт, в совокупности с минимизацией экологического ущерба и оптимизацией стоимости работ позволяет говорить о жизнеспособности выбранной методики проведения сейсморазведочных работ.

По мимо учёта поверхностных условий, на этапе планирования необходимо было учесть и все сложности геологического строения района работ. Район исследований характеризуется развитием густой сети надвигов с образованием многочисленных принадвиговых антиклинальных и синклинальных структур и структур, нарушенных этими надвигами. Антиклинали и синклинали имеют линейную, вытянутую форму, либо представляют собой брахискладки. На всей площади волновая картина не проста для интерпретации, что обусловлено сложным геологическим строением площади исследований. Палеозойский осадочный чехол разделяется на поднадвиговые (автохтонные) и надвинутые (аллохтонные) блоки, которые хорошо отображаются в волновом поле. По волновой картине уверенно выделяются однотипные толщи с зонами перекрытия, разделенные надвигами. На самом востоке площади на поверхность выходят (согласно геологической съемке), в

основном, карбонатные отложения более древнего возраста (карбона, девона) с крутыми углами падения, альтитуды рельефа достигают отметок более 300 м. На таких участках происходит рассеивание энергии упругих колебаний, в результате чего волновые поля характеризуются почти полным отсутствием отраженных волн. Имеющиеся оси синфазности в этой части площади коррелируются фрагментарно и отождествлены условно по волновой картине и с учетом данных геологической съемки. В самой восточной части площади имеется зона с отсутствием коррелируемых осей синфазности по всему временному интервалу (рис. 3.б).

Для определения системы наблюдения, способной решить стоящие задачи, была построена глубинно-скоростная модель (ГСМ) площади работ (рис. 6.а) и проведена процедура лучевого трассирования, что позволило рассчитать атрибуты съёмки максимально достоверно. Затем были смоделированы траектории хода лучей. На рисунке 6(б) зелеными точками представлены контуры выхода на поверхность отраженных лучей для пункта возбуждения находящегося на дневной поверхности в зоне надвига и перспективных структур. На рисунке 6(в) продемонстрирован ход лучей в глубинном объеме. Очевидно, что сложно построенная среда приводит к существенному отклонению хода лучей от нормального. Кроме того, появляется большое количество недействительных лучей (лучи, которые на дневную повер-

Рис. 6. Выбор оптимальной системы наблюдений: ГСМ участка работ (а), точки выхода на дневную поверхность действительных лучей (б), ход лучей в глубинном объёме (в), роза-диаграмма распределения трасс по азимутам и удалениям (г).



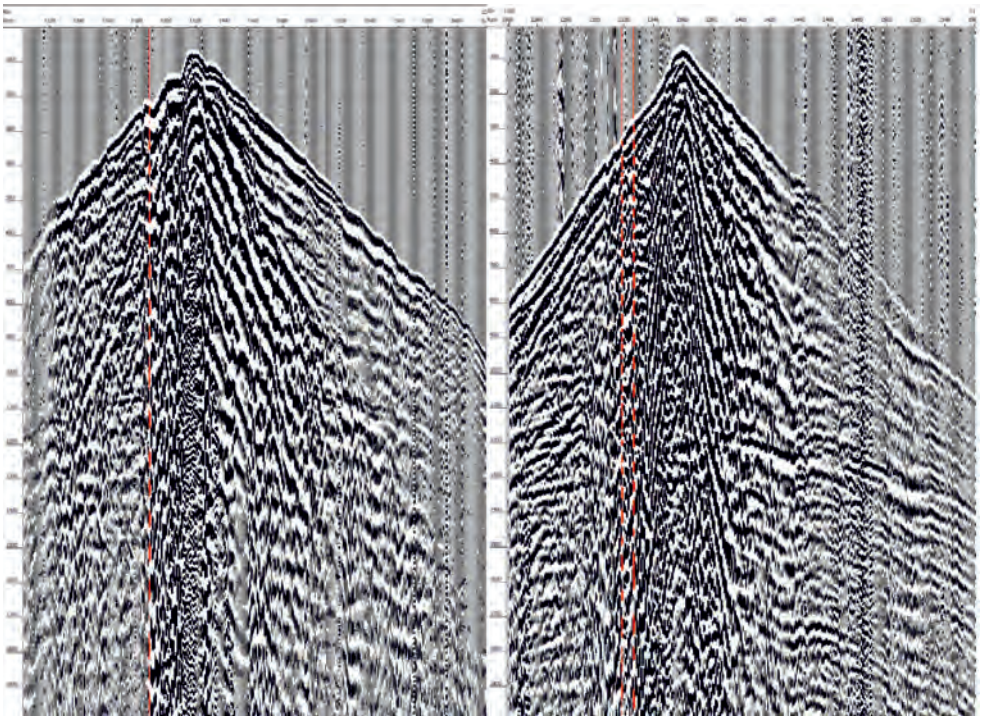
хность не возвращаются) выделенных желтым цветом.

Для компенсации влияния надвиговых формаций на ход лучей упругих волн была смоделирована ассиметричная приёмная расстановка, с увеличенными, относительно стандартных для Пермского края съёмок, максимальными удалениями. Роза диаграмма распределения трасс по азимутам и удалениям смоделированной системы наблюдений представлена на рисунке 6(г).

В результате проведённых работ получены полевые сейсмограммы различного качества, зависящего от литологического состава выходящих на дневную поверхность горных пород и геологического строения недр. На рисунке 7 приведены фрагменты сейсмограмм, зарегистрированных в различных частях площади работ. Отчётливо заметно сложное поведение первых вступлений преломленных волн, связанное с градиентным рельефом дневной поверхности, цуг интенсивных звуковых и поверхностных волн – помех. На всём материале наблюдается интенсивный средне- и низкоскоростной линейный шум. Полевой материал разнороден по динамическому и частотному составам на разных участках площади. Форма годографов отражённых волн достаточно сложная.

В ходе мониторинга полевых работ отмечена низкая производительность, не позволяющая удерживаться в сроках календарного плана. Анализируя причины, было выяснено, что ввиду очень сложной логистики и ручной раскладки оборудования, время непосредственной регистрации составило малую часть от всего времени исследований. Основной объем времени проведения работ, занимала смотка/размотка и наладка наземного полевого оборудования. Стандартно данные процессы занимают не более 50% рабочего времени. При этом стандартная производительность предполагает регистрацию сейсмических данных порядка 40% времени. Учитывая данное наблюдение, при производстве будущих полевых сейсморазведочных работ в схожих условиях обоснованным шагом стало бы внедрение и эксплуатация бескабельной

Рис. 7. Фрагменты характерных полевых сейсмограмм.

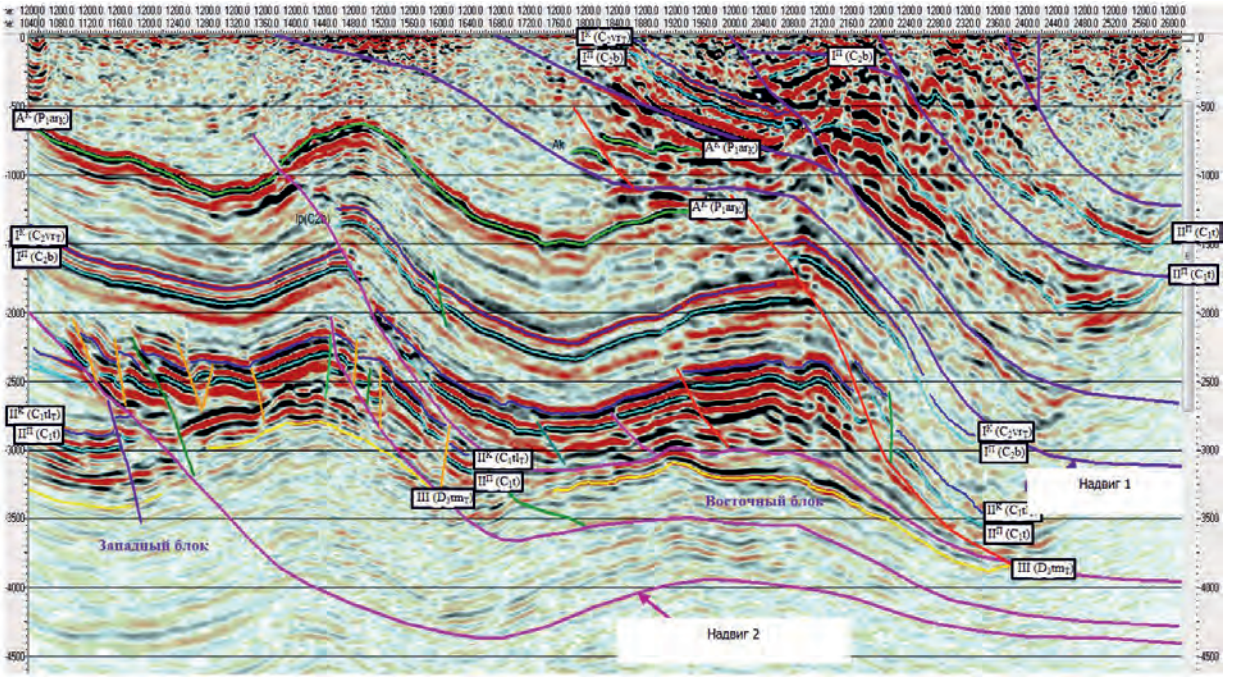


регистрирующей системы для повышения эффективности и экологичности процесса. Примером бескабельных систем регистрации сейсмических данных может послужить отечественный ПАК «Геотом», успешно испытанный в производственных работах ПАО «Пермнефтегеофизика» [2,3]. Такие системы позволяют работать без дополнительного использования техники, сводя к минимуму число операций, необходимых для настройки и обслуживания приемных линий.

Полученный полевые сейсмограммы в полном объёме были приняты в обработку, качество данных оценено, как удовлетворительное. В процессе обработки был применён расширенный комплекс процедур, позволяющий максимально повысить отношение сигнал/помеха и сохранить динамические особенности волнового поля. Особо стоит отметить построение и уточнение глубинно-скоростной модели для проведения глубинной миграции до суммирования, многие особенности волнового поля проявили себя только на финальном этапе обработки. На рисунке 8 представлен фрагмент результирующего куба. Сопоставление с волновым полем, ранее полученным по материалам сейсморазведочных работ МОГТ 2D представлено на рисунке 9.

В результате интерпретации были построены структурные карты и карты изохрон целевых отражающих горизонтов, карты толщин между целевыми отражающими горизонтами. Значительно уточнена и детализирована структурно-тектоническая модель исследуемой площади. В пределах рамки работ достаточно уверенно протрассировны основные надвиги. По волновому полю установлено, что базовые надвиги осложнены системой оперяющих разрывных нарушений различного ранга, связанных с процессами сжатия и трансгрессии. В осадочном чехле выделены поднадвиговый (автохтонный) и надвинутые (аллохтонные) блоки, которые доказательно отображаются в волновых полях. Тектонические элементы, выделенные по сейсмическим данным, согласованны с материалами геологической съемки. Выявлено несколько структур и приподнятых участков. Поставленные геологические задачи были решены.

Рис. 8. Фрагменты финального куба (срез в направлении inline).



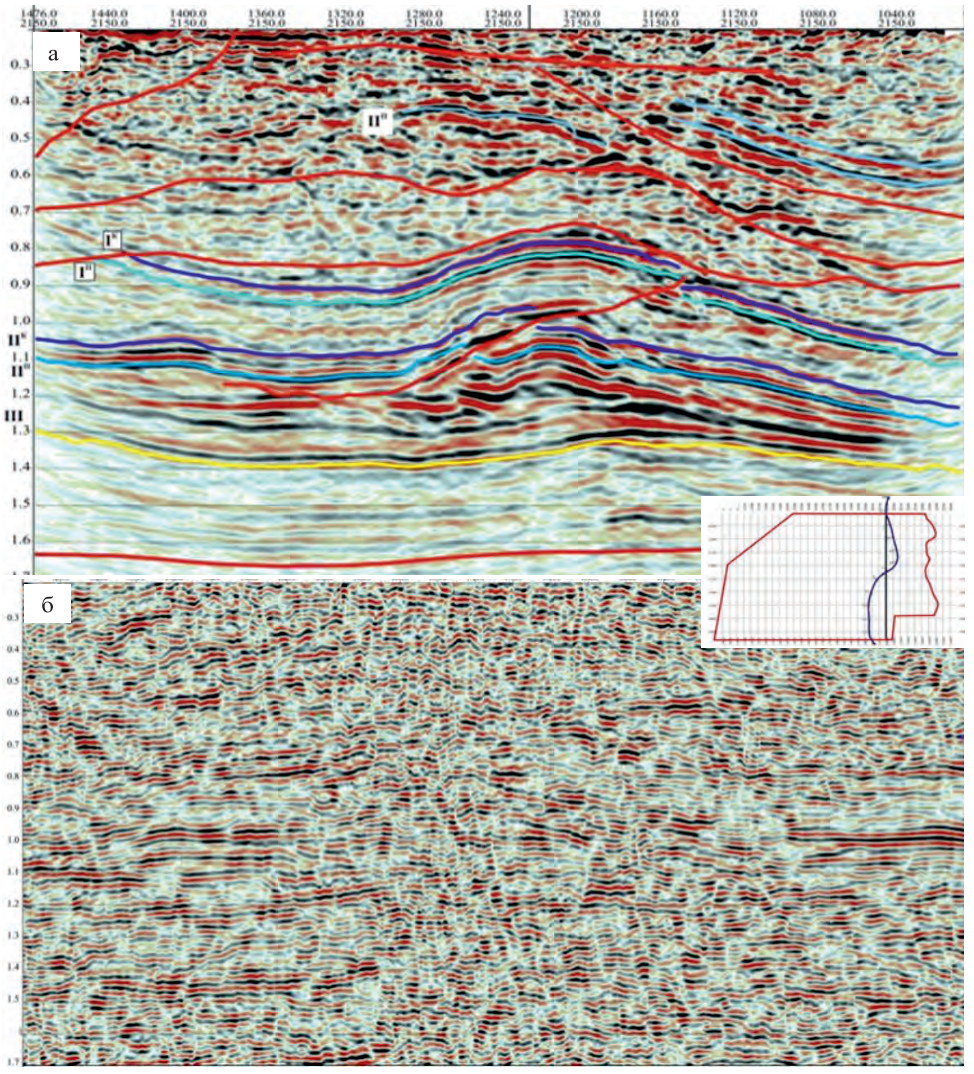


Рис. 9. Сопоставление среза полученного куба (а) с результатом работ МОГТ 2D прошлых лет (б) (срез в направлении cline).

Выводы

1. Изучение геологически сложно построенных территорий необходимо проводить с помощью сейсморазведки МОГТ 3D, данные 2D не позволяют получить интерпретируемое волновое поле.

2. Требуется расширенное тестирование процедур обработки для получения адекватного результата.

3. Целесообразно использовать облегчённые варианты регистрирующего оборудования для облегчения работ.

4. Применение малогабаритных буровых станков позволяет проводить сейсморазведочные работы на сложных, эксклюзивных территориях.

5. Актуально комплексирование кабельного и бескабельного регистрирующего оборудования на труднодоступных участках.

Подробнее об авторах



Захаров
Юрий Михайлович

Ведущий геофизик
Управления сейсмических исследований, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Пермь.



Спешилов
Василий Иванович

главный инженер,
ПАО «Пермнефтегеофизика».

О необходимости разработки методики прогноза изменения сейсмичности на участках распространения многолетнемерзлых грунтов

Кауркин М.Д., Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва.
Кауркин В.Д., НИИОСП им. Н.М. Герсеванова АО «НИЦ «Строительство», г. Москва.

Аннотация: *если обратиться к карте распространения многолетнемерзлых грунтов на территории Российской Федерации, то можно отметить, что существенная их часть находится в сейсмически опасных районах. Как правило, это отдаленные районы со сложными инженерно-геологическими условиями и малой сейсмотектонической изученностью. В связи с активной разработкой и освоением месторождений полезных ископаемых появилась необходимость в строительстве соответствующей инфраструктуры и проведении инженерных изысканий в данных районах. Однако применяемые на практике подходы для оценки возможного изменения сейсмичности на площадке строительства при проведении работ по сейсмическому микрорайонированию зачастую ошибочны.*

Введение

При проведении инженерных изысканий в районах с высокой сейсмической активностью в соответствии с действующими нормативными документами необходимо выполнять работы по сейсмическому микрорайонированию (СМР) [1]. Результаты сейсмического микрорайонирования предоставляют проектировщику информацию о расчетной сейсмичности площадки строительства и возможных сейсмических воздействиях для последующего расчета проектируемых зданий и сооружений. При исследовании площадок, где возможны ухудшения сейсмических свойств грунтов в ходе строительства, требуется произвести прогноз изменения сейсмической интенсивности.

Как известно, в случае оттаивания многолетнемерзлых грунтов (ММГ) происходит резкое изменение их сейсмических и физико-механических свойств и, как следствие, изменение расчетной сейсмичности и основных параметров ожидаемых сейсмических воздействий (пиковые значения ускорений, длительность и преобладающий период колебаний). Таким образом, возможна ситуация, когда карта сейсмического микрорайонирования, отражающая расчетную сейсмичность площадки строительства на момент проведения исследований, будет существенно отличаться от прогнозной карты.

Так же следует понимать, что ошибки в прогнозе могут существенно увеличить стоимость строительства объекта или повлиять на безопасность возводимых зданий и сооружений.

Прогноз изменения сейсмической интенсивности

Как правило, для составления прогноза изменения сейсмической интенсивности необходимо располагать следующей информацией. Во-первых, какая мощность грунтов перейдет из мерзлого состояния в талое. Во-вторых, как изменятся сейсмические и физико-механические свойства грунтов.

В подавляющем большинстве случаев во время составления прогноза указанная ранее информация отсутствует, а для расчетов специалисты пользуются различными допущениями.

Определим диапазон изменения расчетной сейсмичности в зависимости от мощности талых грунтов в разрезе.

В зависимости от типа проектируемых зданий и сооружений расчет сейсмической интенсивности выполняется в соответствии с указанными ниже нормативными документами.

Для объектов нормального уровня ответственности расчет должен быть выполнен в соответствии с требованиями РСН 60-86 и РСН 65-87 по формуле:

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

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.

В соответствии с п. 5.1 РСН 60-86 в качестве эталонных (референтных) грунтов рекомендуется выбирать наиболее характерные для верхней части разреза необводненные супесчано-суглинистые грунты с включением дресвяно-щебнистого или гравийно-галечникового материала, либо крупно- и среднезернистые песчаные грунты средней плотности, либо близкие по составу грунты, относящиеся ко II категории по сейсмическим свойствам и имеющие следующие параметры: скорость распространения продольных сейсмических волн $V_{рэ}$ = 500-700 м/с и поперечных волн $V_{sэ}$ = 250-350 м/с, плотность $\rho_э$ = 1,7-1,8 г/см^3.

Расчет для объектов транспортной инфраструктуры производится в соответствии с СП 269.1325800.2016 по формуле:

$$\delta I = 1{,}67\lg(655/\rho V_s); \qquad (2)$$

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.

Для объектов повышенного уровня ответственности расчет приращения сейсмической интенсивности производится в соответствии с СП 283.1325800.2016 по формуле:

$$\Delta I = 2{,}5 \lg b \;\; R_0/(R_1 + R_0); \qquad (3)$$

где R – сейсмическая жесткость расчетной мощности грунта, индексы 0 и 1 сейсмической жесткости R относятся, соответственно, к референтному и исследуемому грунту; b – максимум коэффициента динамичности β.

Максимум коэффициента динамичности принимался по результатам, изложенным в монографии [6].

Для проведения расчетов по указанным выше формулам рассмотрим наиболее простую и контрастную по сейсмическим свойствам сейсмогеологическую модель (таблица 1).

Для моделирования процесса оттаивания будем увеличивать мощность талых

Табл. 1. Параметры сейсмогеологической модели.

№ слоя	Грунт	Мощность, м	Скорость поперечных волн, V_S, м/с	Общий удельный вес, кН/м^3	Состояние
1	Песок	1	260	14.0	Аэрированное
2	Песок	29	850	19.8	Мерзлое

Примечание: характеристики грунтов для составления сейсмогеологической модели были взяты из СП 358.1325800.2017 Таблица В.1.

№ расчета	Мощность талого грунта, м	СП 283.1325800.2016 $\Delta I_{сж}$, балл	РСН 60-86 и РСН 65-87 $\Delta I_{сж}$, балл	СП 269.1325800.2016 $\Delta I_{сж}$, балл
1	1	-0.84	-0.78	-0.67
2	2	-0.77	-0.73	-0.65
3	3	-0.7	-0.67	-0.63
4	4	-0.63	-0.62	-0.6
5	5	-0.57	-0.57	-0.58
6	6	-0.52	-0.53	-0.56
7	7	-0.46	-0.48	-0.54
8	8	-0.41	-0.44	-0.51
9	9	-0.37	-0.4	-0.49
10	10	-0.32	-0.36	-0.46

▲ *Табл. 2. Результаты расчета приращения сейсмической интенсивности.*

грунтов в сейсмогеологической модели, при этом уменьшать мощность мерзлых грунтов таким образом, чтобы мощность расчетной толщи не изменялась и составляла 30 м. Шаг изменения мощности талых/мерзлых грунтов примем 1 метр.

Результаты расчетов приращения сейсмической интенсивности приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Как можно увидеть на рисунке 1, приращение сейсмической интенсивности существенно изменяется от мощности оттаявших грунтов в разрезе, что подтверждает необходимость применения корректных данных об изменении состояния и физико-механических свойств многолетнемерзлых грунтов.

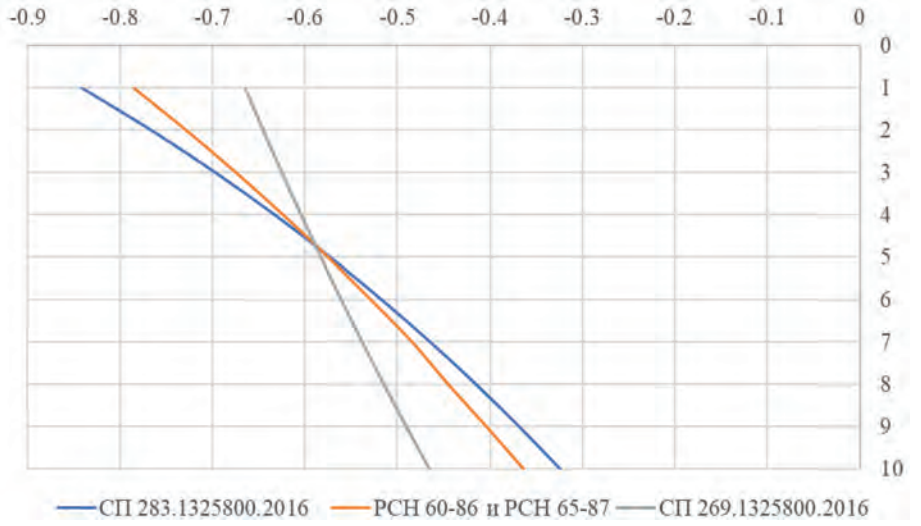
Применение теплотехнических расчетов

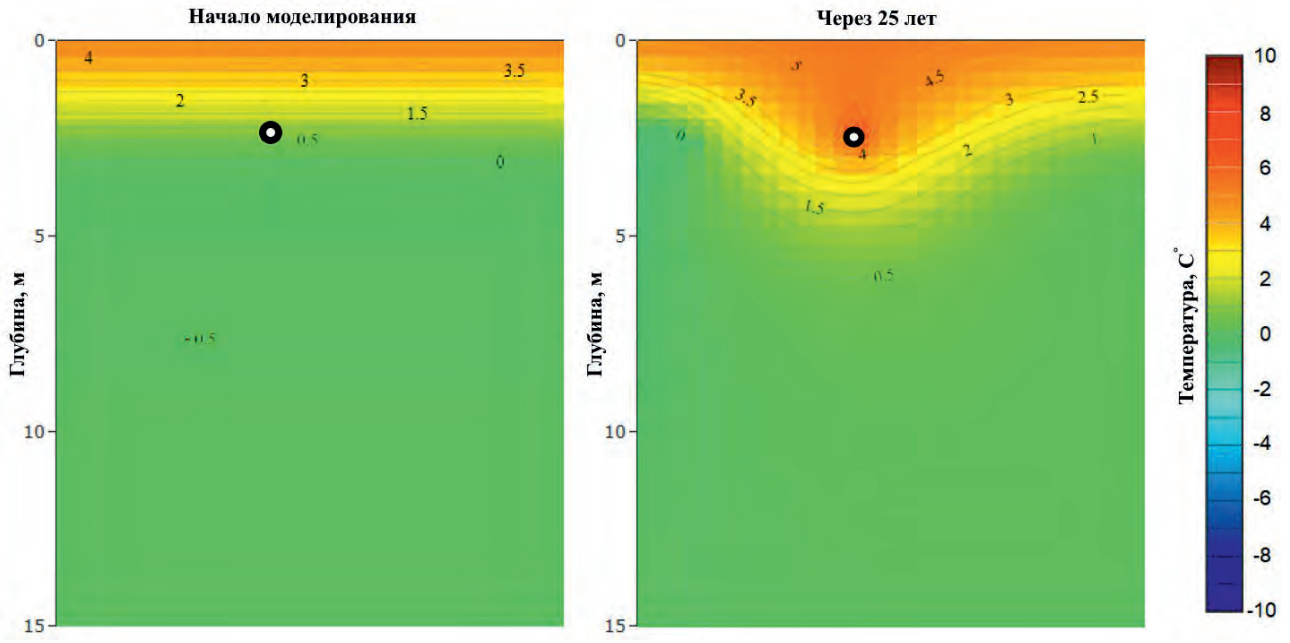
При проведении инженерно-геологических изысканиях в районах распространения ММГ должен выполняться прогноз изменения инженерно-геокриологических условий, однако его содержание обычно ограничивается парой абзацев об отсутствии влияния проектируемых зданий и сооружений на ММГ.

Прогноз изменения инженерно-геокриологических условий зачастую присутствует только при изысканиях для объектов повышенной ответственности или технически сложных.

При составлении прогноза изменений инженерно-геокриологических условий

▼ *Рис. 1. Результаты расчета приращения сейсмической интенсивности.*





▲ *Рис. 2. Пример результатов теплотехнических расчетов.*

выполняется серия теплотехнических расчетов, которые отображают процесс оттаивания ММГ со временем и под воздействием техногенных факторов. Пример результатов теплотехнического расчета для трубы коллектора, расположенной в сейсмоактивной зоне Красноярского края, приведен на рис. 2.

Результаты теплотехнических расчетов интересны для целей сейсмического районирования еще и тем, что кроме информации о мощности оттаявших грунтов могут учитывать инженерные мероприятия для сохранения ММГ и при необходимости являться основанием для мониторинга изменения сейсмических свойств грунтов. Таким образом, применение результатов теплотехнических расчетов для уточнения сейсмогеологической модели позволяет более точно и обосновано спрогнозировать изменения расчетной сейсмичности.

Однако существуют определенные сложности. Во-первых, сейсмическое микрорайонирование выполняется в рамках инженерно-геологических изысканий, а теплотехнические расчеты могут выполняться на этапе проектирования, поэтому на момент составления отчета по СМР они могут отсутствовать и не учитываться. Во-вторых, для объектов нормального уровня такие расчеты, как правило, не производятся.

Выводы

В настоящее время отсутствует методика прогноза изменения расчетной сейсмичности на участках распространения многолетнемерзлых пород. Применяемые на практике подходы зачастую приводят к необоснованному завышению или занижению расчетной сейсмичности, а это отражается на стоимости проекта или его безопасной эксплуатации.

Результаты теплотехнических расчетов позволяют решить одну из проблем при прогнозе изменения расчетной сейсмичности, связанную с обоснованием мощности оттаивания ММГ. Однако для корректного проведения расчета приращения сейсмической интенсивности необходимо знать и физико-механические характеристики оттаявших грунтов, а именно скорости поперечных волн и природную плотность грунта. Решение

этой проблемы мы видим в мониторинге изменения сейсмических и физико-механических свойств грунтов в процессе эксплуатации зданий и сооружений.

Дальнейшее развитие этого направления предполагает развитие методов мониторинга изменения сейсмических и физико-механических свойств грунтов, а также моделирования реакций различных сейсмогеологических моделей на сейсмические воздействия.

Литература

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

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

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

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

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

6. Алешин А.С. Континуальная теория сейсмического микрорайонирования. – М.: Научный мир, 2017 – 302 с.

7. СП 358.1325800.2017. Сооружения гидротехнические. Правила проектирования в сейсмических районах. М.: 2018. — 36 с.

Преимущества обратной миграции RTM для изучения среды в зоне сложных надвиговых структур на примере Косью-Роговской впадины

Малышев М.В, Кокошин Е.Ю., Ляпин Н. В., Гребенкина Д.С, Феськова Т.В, Корнилова О.В., ЗАО «МиМГО», г. Москва.

Аннотация. *В настоящее время технология глубинной миграции сейсмических данных до суммирования (PSDM) массово используется при разведке месторождений углеводородов для построения корректного изображения различных геологических сред.*

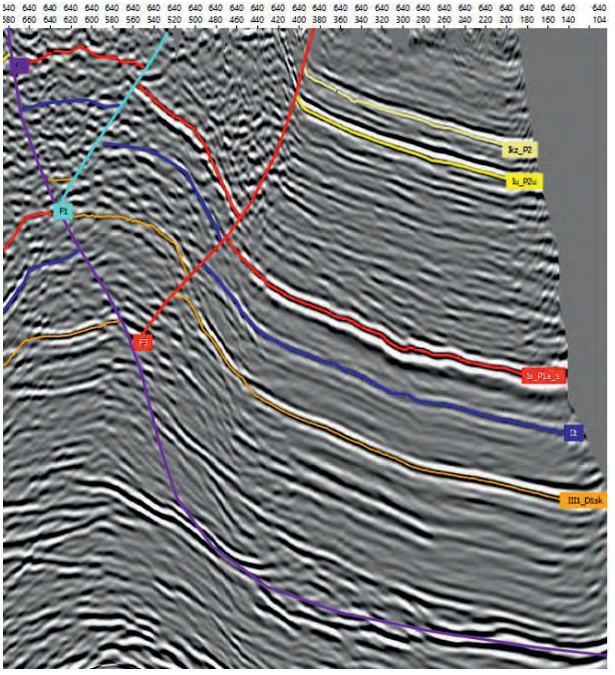
Для промышленной сейсморазведки наиболее популярным видом PSDM является миграция на основе алгоритма Кирхгофа и аналогичных лучевых алгоритмов в силу простоты параметризации и относительной дешевизны вычислений. Стоит отметить, что данный алгоритм не всегда позволяет получить удовлетворительный результат в сложных сейсмогеологических условиях, для которых необходимо подбирать наиболее подходящий тип миграции и способ построения глубинно-скоростной модели (ГСМ).

В данной статье показаны преимущества использования обратной временной миграции (reverse time migration - RTM) для получения изображения в районах со сложными надвиговыми структурами на примере Косью-Роговской впадины и описаны подходы к построению подходящей ГСМ, позволяющей использовать преимущества данного алгоритма миграции в полной мере.

Введение

В данной статье представлены результаты выполнения глубинной миграции до суммирования PSDM двумя различными методами (миграция Кирхгофа и миграция RTM) по сейсмическим данным, полученными в районе Косью-Роговской впадины. Данный район является типичным примером взбросо-надвиговой структуры, характеризуется залеганием контрастных по скоростным характеристикам терригенных и карбонатных пород. Поэтому полученный по результатам работ опыт о наиболее подходящем типе миграции и особенностях построения глубинно-скоростной модели, можно масштабировать на другие регионы со схожими сейсмогеологическими условиями, где наблюдаются крутые субвертикальные границы между контрастными по скоростям слоями пород. Следует отметить, что такие регионы, как правило, отличаются слабой геофизической изученностью, что делает особенно перспективным применение обратной миграции RTM и описанных в статье подходов построения ГСМ для выявления новых потенциальных месторождений углеводородов.

Изучаемая часть Косью-Роговской впадины расположена на территории Ненецкого автономного округа в Предуральской части Тимано-Печорского бассейна. В структурно-тектоническом плане изучаемый участок охватывает восточный фрагмент взбросо-надвиговой Роговской антиклинали и приурочен к зоне сочленения двух тектонических элементов первого порядка – Воркутского поперечного поднятия и Косью-Роговской впадины Предуральского краевого прогиба. Объектами изучения являются карбонатные отложения силура, нижнего и верхнего девона, а также нижнего и среднего карбона.



▲ *Рис.1 Фрагмент разреза на исследуемом участке работ с элементами взбросо-надвиговых структур.*

Основная проблематика изучаемого района заключается в том, что продуктивные карбонатные коллектора осложнены сложной взбросо-надвиговой тектоникой и приуроченностью основных перспектив к поднадвиговой зоне, а также выходом вышезалегающих терригенных пород на дневную поверхность, что не может не ухудшать качество сейсмической записи (Рис 1).

В связи с этим очень важно было выполнить построение геологически-согласованной глубинно-скоростной модели и использовать оптимальный для данного региона алгоритм миграции.

Сейсморазведочные работы выполнялись по стандартной методике. Возбуждение сигнала выполнялось вибрационным источником сейсмических колебаний, по методике Flip-Flop. Расстановка - центральная псевдосимметричная (кирпич) на 20 приемных линий по 192 активных каналов на каждой. Расстояние между линиями возбуждения - 300 м, между линиями приема - 300м, ΔПП = ΔПВ = 50м. Номинальная кратность регистрации - 160.

Теоретическое обоснование применения обратной миграции RTM в надвиговых районах

Как известно, для получения наиболее достоверного изображения недр при изучении углеводородов основным методом является сейсморазведка и связанная с ней миграция сейсмических данных [1].

Процесс получения сейсмического изображения посредством миграции включает в себя два основных этапа: построение скоростной модели и непосредственно сама миграция сейсмических данных.

Построение скоростной модели — это итеративный процесс, который состоит из получения начальной модели, промежуточной миграции и уточнения модели скоростей. Эти этапы должны дополнять друг друга в зависимости от сложности геологической среды, так как у большинства миграционных методов есть свои ограничения и в конечном итоге выбор зависит от поставленных геологических целей и технологических возможностей компании.

Все миграции по типу решения дифференциального волнового уравнения на практике делятся на два основных метода: лучевые и волновые методы. В данной работе мы рассмотрели один из наиболее распространенных лучевых методов – миграция Кирхгофа, а также дополнили его одним из наиболее ресурсоемких и точных волновых методов – обратная временная миграция RTM.

Миграция Кирхгофа — это стандартный инструмент, основанный на суммировании дифракционных кривых. На практике [2] получение изображения $I(x)$ в миграции Кирхгофа выполняется путем переноса амплитуды $D(x_r, t = T(x, x_r, x_s))$ временной трассы в соответствующую ей по времени пробега волны

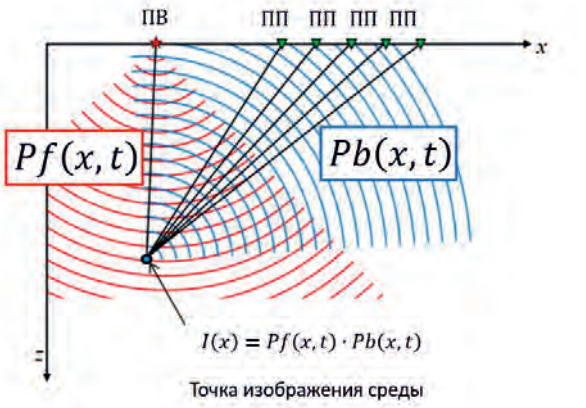
$t = T(x, x_r, x_s)$ от пункта взрыва x_s до пункта приема x_r точку глубинной области x с определенным коэффициентом распространения волны $W(x, x_r, x_s)$ (1):

$$I(x) = \int W(x, x_r, x_s) \cdot D\big(x_r, t = T(x, x_r, x_s)\big) dx_r \quad (1).$$

Этот метод позволяет достаточно быстро выполнять построение и уточнение глубинно-скоростных моделей в условиях с достаточно простой геологией и плавным изменением скоростей в среде. Однако, когда геологическая среда осложнена, как горизонтальным, так и субвертикальным смещением пород с достаточно большими скоростными контрастами оптимальным выбором являются волновые методы миграции, а в частности миграция RTM.

До недавнего времени считалось, что задача создания сейсмических изображений с субвертикальными наклонами границ была нерешаемой, так как волны, отраженные от таких границ, не достигали поверхности наблюдения при наземной сейсморазведке. Однако, за последнее время были хорошо изучены свойства двух типов волн: дуплексных и ныряющих, энергия которых достаточна для использования в целях получения сейсмического изображения. Так впервые было получено сейсмическое изображение вертикальной границы с использованием дуплексных волн в работе McMechan [3]. Он применил миграцию, основанную на двухстороннем волновом уравнении, реализованную с помощью техники обратного продолжения поля во времени, известной как RTM [1, 4].

Метод RTM заключается [4] в моделировании волновых полей в двух направлениях: прямое моделирование поля $Pf(x,t)$ из пункта возбуждения и обратное моделирование $Pb(x,t)$ из пункта



▲ *Рис. 2. Схема кросс корреляции прямого волнового поля $Pf(x,t)$ и обратного волнового поля $Pb(x,t)$ в миграции RTM.*

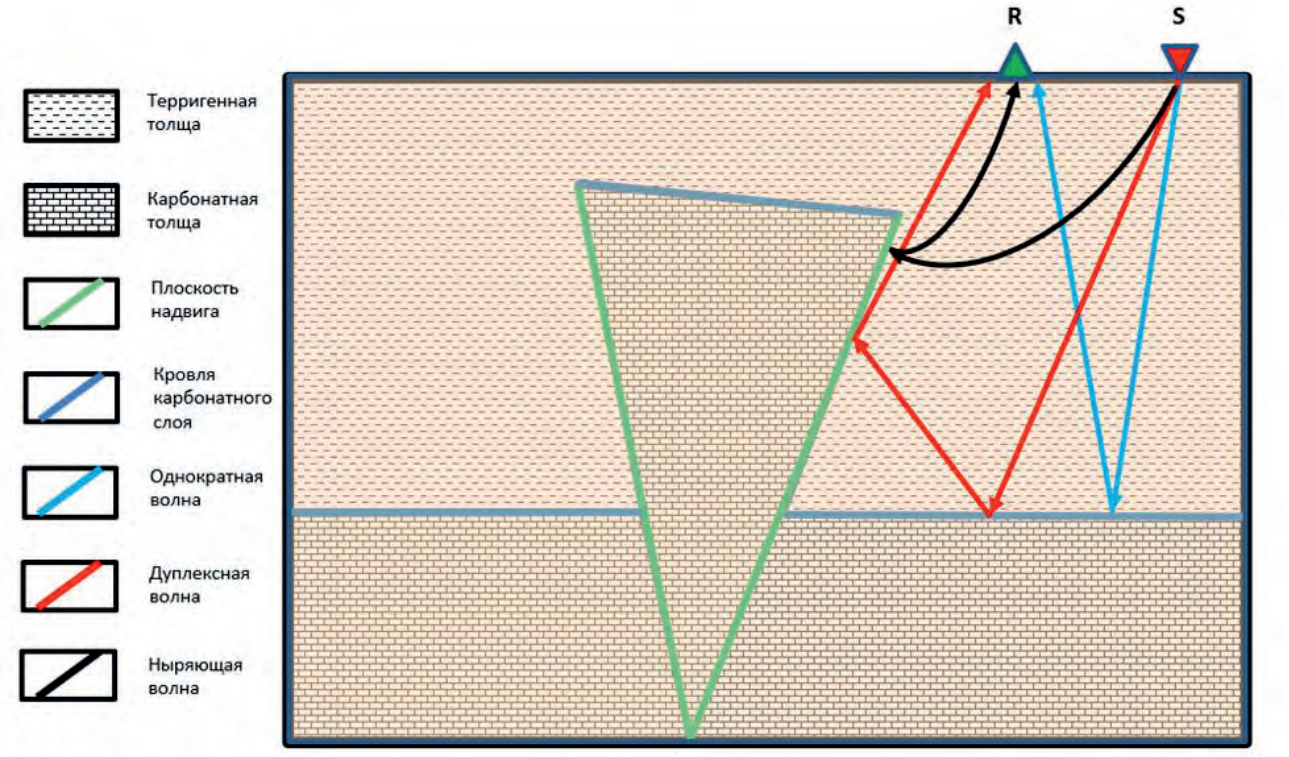
приема (Рис. 2). На каждом отрезке времени Δt выполняется кросс корреляция этих двух волновых полей из чего и складывается конечное изображение изучаемой среды $I(x)$ (2):

$$I(x) = \int_0^T Pf(x,t) \cdot Pb(x,t) dt \quad (2).$$

За счет использования траектории сложных волновых полей как раз и достигается возможность улучшения изображения в условиях со сложной тектоникой и значительными скоростными контрастами. Так миграция RTM в отличие от классической миграции Кирхгофа позволяет восстанавливать сейсмическое изображение с использованием практически всех типов волн (Рис.3).

Для проверки гипотезы о том, что метод миграции в обращенном времени лучше работает в условиях с хорошо выраженными скоростными контрастами и с существенными смещениями слоев по сравнению с миграцией Кирхгофа было проведено тестирование алгоритмов миграции на синтетических данных модели Sigsbee. Модель Sigsbee характеризуется такими условиями, что делает ее идеальной для оценки эффективности различных методов миграции.

В ходе тестирования были получены результаты, подтверждающие, что миграция RTM обеспечивает более высокую точность и детализацию изо-

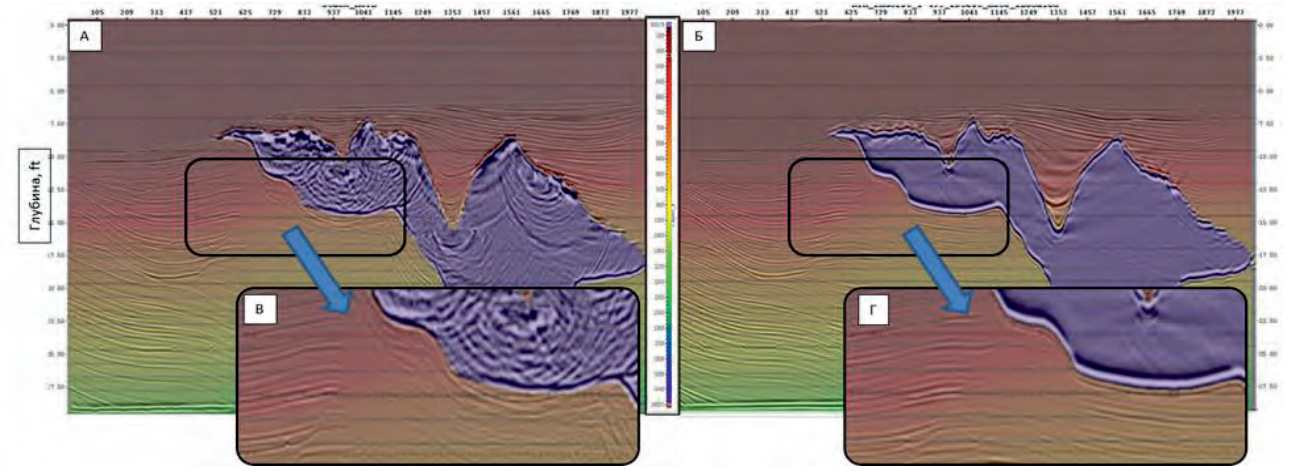


▲ *Рис. 3. Модель геологической среды и ход лучей различных типов волн.*

бражений особенно в тех местах, где традиционные методы миграции, такие как миграция Кирхгофа, могут сталкиваться с трудностями. Отражения, находящиеся под влиянием высокоскоростной аномалии сложной формы, связанной с соляным телом, более сфокусированы на разрезе RTM (Рис.4).

Прирост сейсмической информации на разрезе получен только за счет разницы в используемых алгоритмах миграции.

Таким образом, алгоритм миграции RTM позволяет получить более когерентную волновую запись по сравнению со стандартным алгоритмом миграции Кирхгофа для изображения среды надвиго-взбросового характера, поскольку, в отличие от последнего, позволяет учесть наличие всех типов волн в таких сложных геологических районах. Однако для корректного учета указанных волн, необходимо построение глубинно-



▲ *Рис. 4. Сопоставление результатов миграции (А) Кирхгофа и (Б) RTM в наложении с исходной моделью скоростей и увеличенные фрагменты разрезов миграции (В) Кирхгофа и (Г) RTM.*

скоростной модели, которая наиболее полно описывает надвиговую структуру и скоростные контрасты среды.

Построение глубинно-скоростной модели

Тектонически и геологически исследуемая площадь представлена аллохтоном карбонатного состава в терригенной толще. Скорость карбонатов резко отличается от вмещающих терригенных пород. Таким образом площадь представлена контрастными по скоростям породами со сложными границами между ними. Опыт нашей компании однозначно показывает, что в таких условиях для успешного применения глубинной миграции до суммирования PSDM для построения изображения необходимо иметь глубинно-скоростную модель (ГСМ) максимально точно описывающую положение контрастных границ между породами (Рис. 5 - В). Данный подход особенно необходим для подналвиговых зон, где терригенная скорость часто игнорируется (Рис. 5 - Б), что приводит к недоучету траекторий распространения различных типов волн, в процессе миграции PSDM.

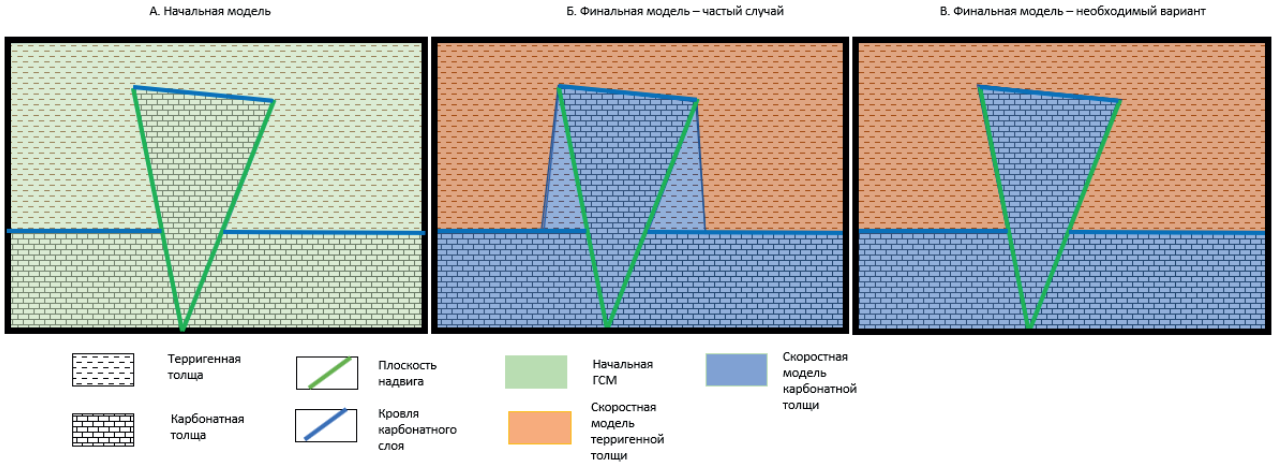
В рамках следования указанным принципам построения глубинно-скоростной модели в зоне надвигов и контрастных границ, задача построения корректной глубинно-скоростной модели была решена в несколько этапов.

На предварительном этапе построение начальной глубинно-скоростной модели (Рис. 5 - А) производилось путем комбинирования скоростной модели верхней части разреза (ВЧР), созданной на основе инверсии первых вступлений, и модели интервальных скоростей, полученных путем преобразования Урупова-Дикса скоростей суммирования.

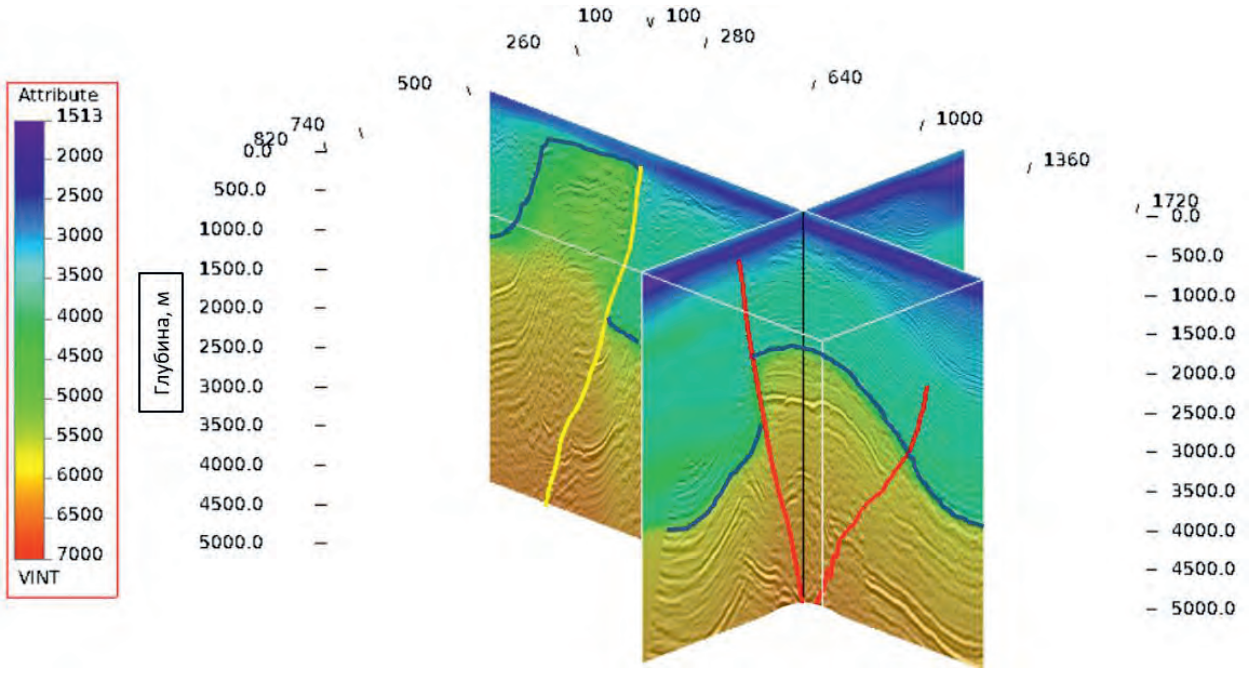
Полученная начальная глубинно-скоростная модель была использована для уточнения с использованием алгоритма сеточной томографии. Всего было выполнено 5 итераций томографической инверсии по мигрированным данным. Для перемиграции данных на каждом этапе уточнения скоростной модели использовалась миграция Кирхгофа.

Для калибровки изотропной глубинно-скоростной модели была произведена оценка невязок по опорным горизонтам с отбивками. Осложнялся этот процесс тем, что в пределах площади пробурена только одна скважина. После калибровки на скважинные отбивки были рассчитаны параметры анизотропии – дельта и эпсилон.

В результате была получена геологи-



▲ *Рис. 5. Схема построения ГСМ в надвиговой зоне.*



▲ *Рис. 6. Финальная модель и результат миграции.*

чески-согласованная анизотропная глубинно-скоростная модель, наиболее полно описывающая зону надвига, особенно терригенную часть в поднадвиговой зоне. Полученная модель использовалась в последующих тестах алгоритмов миграции (Рис.6).

Результаты миграции

Для выполнения миграции Кирхгофа использовались данные, полученные в результате 3D сейсморазведки, которые были обработаны с использованием стандартных методов обработки. Миграция Кирхгофа выполнялась по панелям COV (common offset vector) с целью сохранения азимутальной информации и последующего азимутального анализа остаточных кинематических поправок, что является необходимым в условиях такой сложной тектоники. Миграция RTM выполнялась по тем же данным, что и миграция Кирхгофа, но в сортировке ПВ для получения альтернативного варианта изображения сейсмической среды и последующего сопоставления результатов двух типов миграции. Параметры миграций отображены в таблице 1.

Анализ результатов показал, что миграция Кирхгофа позволяет эффективно восстанавливать сейсмическое изображение на относительно ровных участках, однако возникают серьезные проблемы с качеством изображения отражений среды и ее структурного плана в поднадвиговой зоне. Таким образом, можно констатировать, что поднадвиговая область является слепой

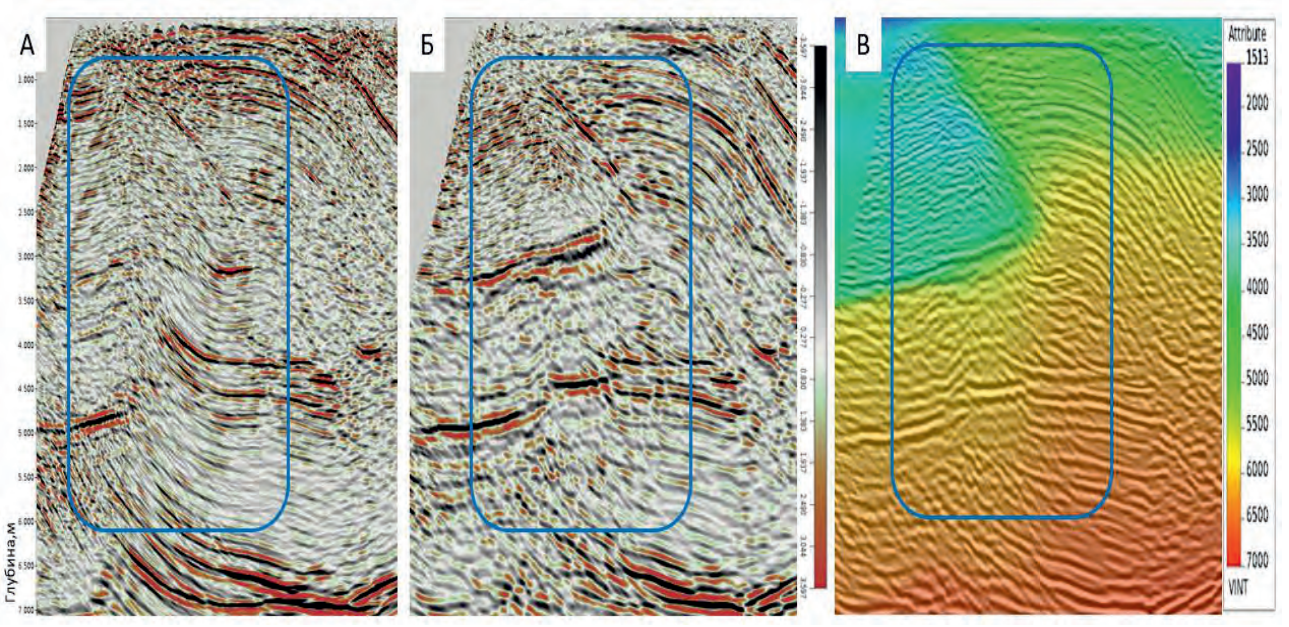
▼ *Табл. 1. Параметры миграций Кирхгофа и RTM.*

Параметры миграции Кирхгофа	**Значения**
Радиус апертуры	4000 м
Макс частота	100 Гц
Параметры миграции RTM	**Значения**
Радиус апертуры	4000 м
Частота импульса	40Гц

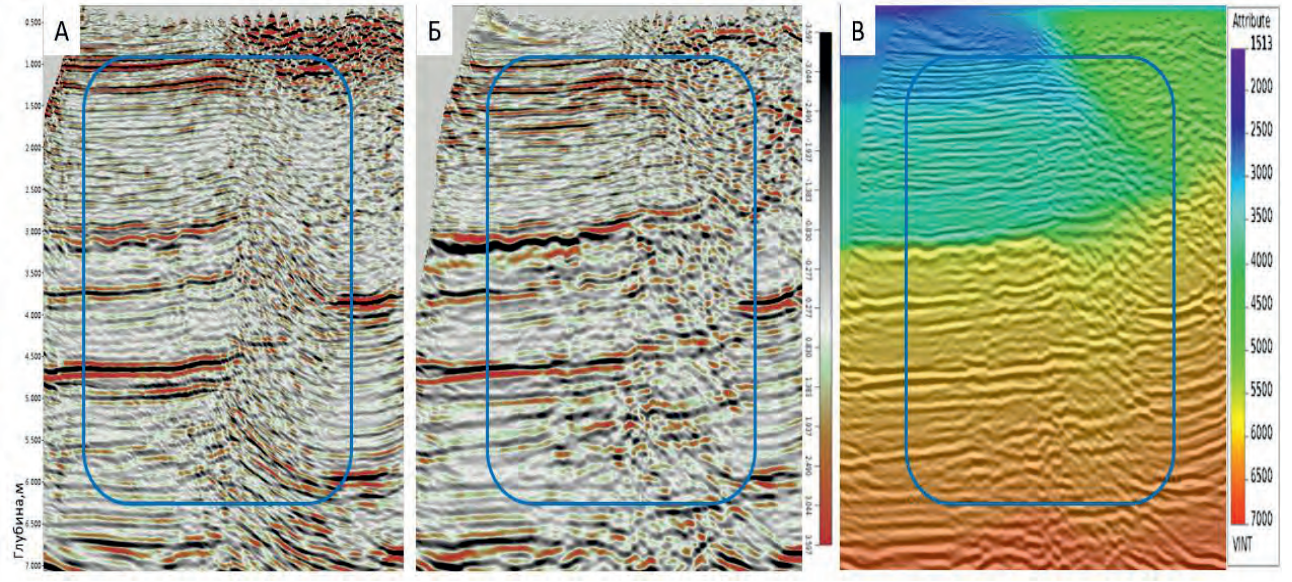
зоной для миграции Кирхгофа из-за невозможности учета полного волнового поля. В свою очередь миграция RTM продемонстрировала более высокую точность и детализацию изображения среды, особенно в условиях с резкими контрастами скоростей, связанными с наличием взбросо-надвиговых структур (Рис.7-10).

На Рис. 7-10 видно, что обратная миграция RTM позволяет восстановить плоскость надвига, уточнить отражения под надвигом, а также зону сочленения автохтонного и аллохтонного блоков в отличие от миграции Кирхгофа.

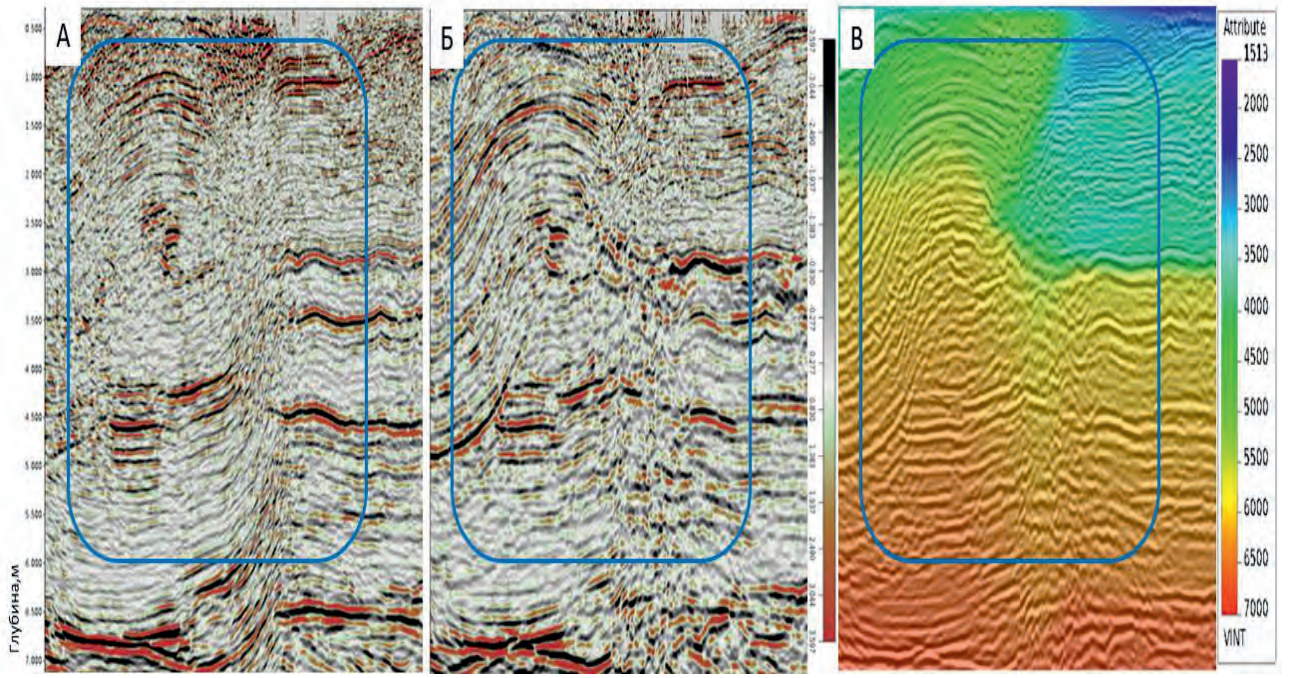
Рисунок 11 показывает, что обратная миграция RTM лучше фокусирует сейсмические отражения в складчатой зоне и характеризуется более высоким уровнем сигнала. Это позволяет уверенно выделять тектонические нарушения разного ранга.



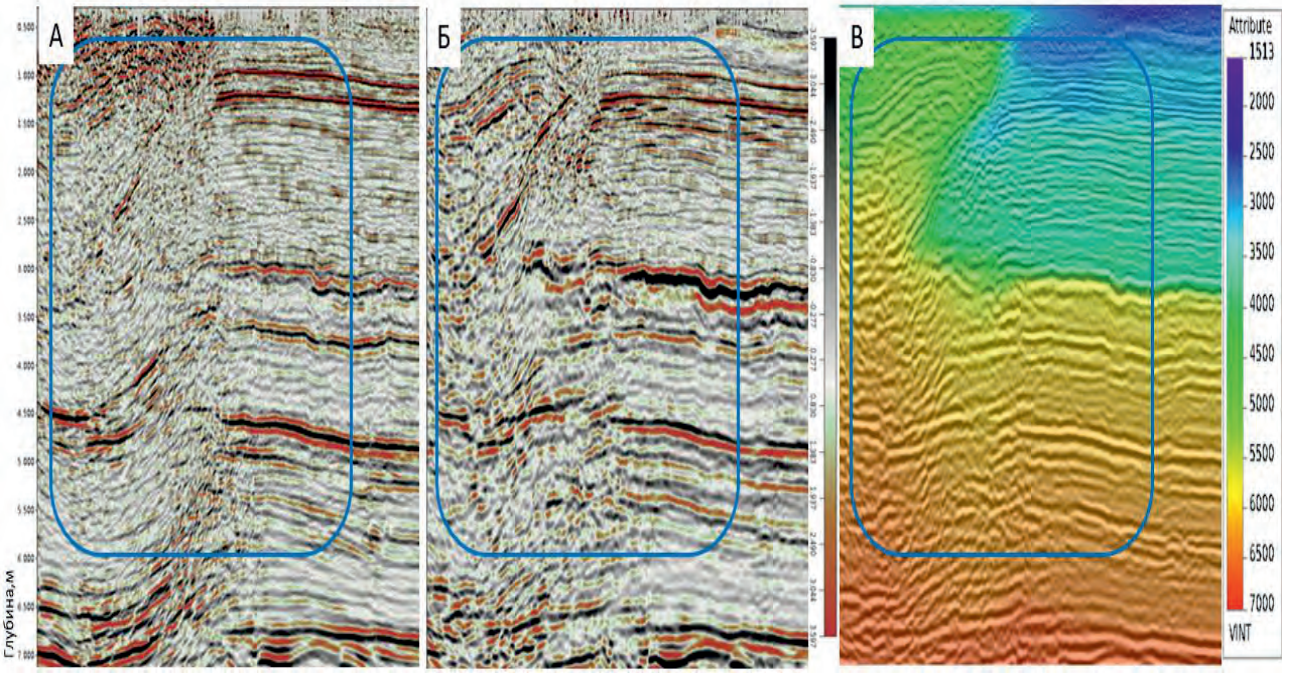
▲ *Рис. 7. Сравнение результатов миграции (А) Кирхгофа и (Б) RTM, результат миграции RTM в наложении с моделью (В) по тестовой линии 1.*



▲ *Рис. 8. Сравнение результатов миграции (А) Кирхгофа и (Б) RTM, результат миграции RTM в наложении с моделью (В) по тестовой линии 2.*



▲ *Рис. 9. Сравнение результатов миграции (А) Кирхгофа и (Б) RTM, результат миграции RTM в наложении с моделью (В) по тестовой линии 3.*

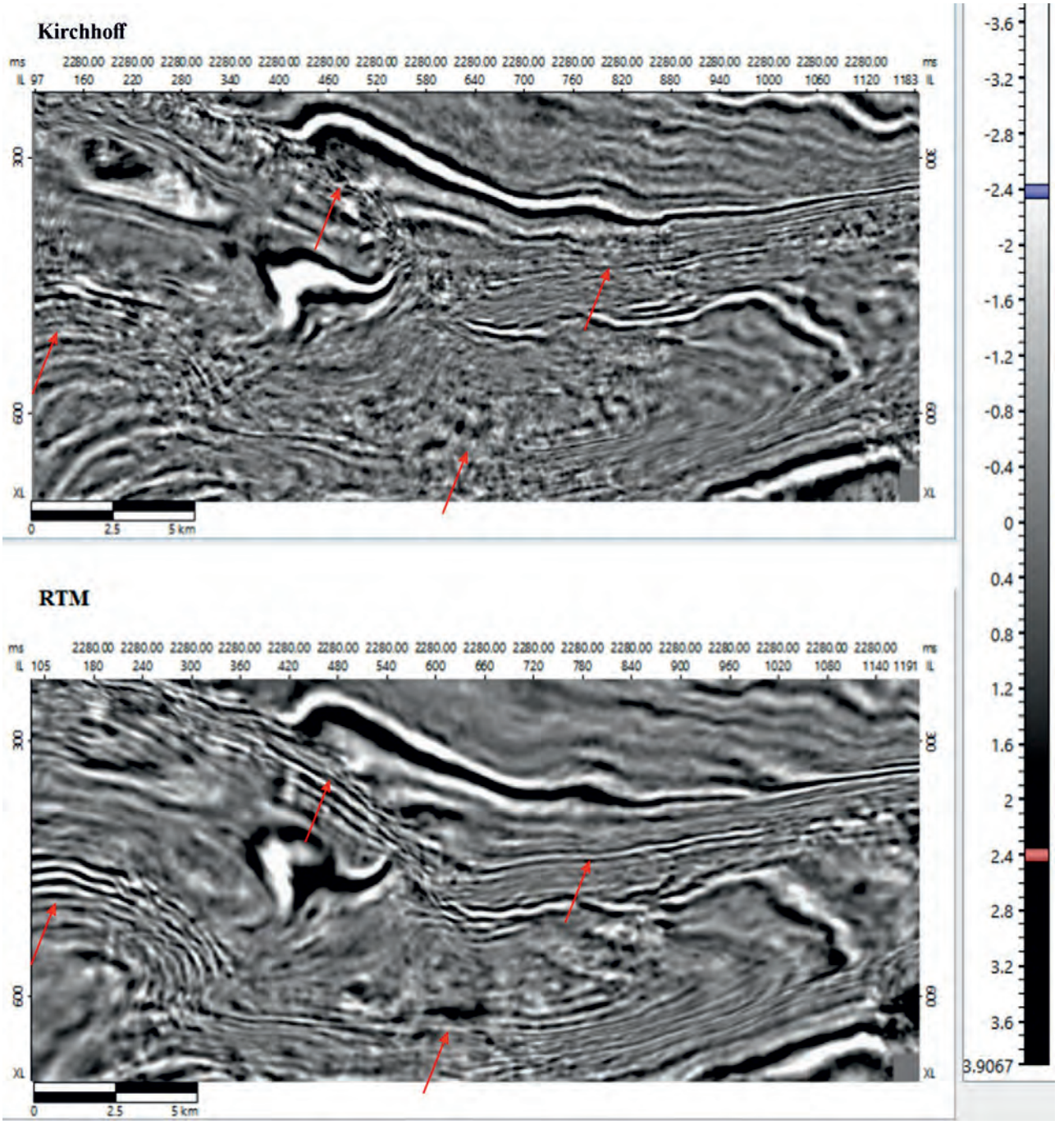


▲ *Рис. 10. Сравнение результатов миграции (А) Кирхгофа и (Б) RTM, результат миграции RTM в наложении с моделью (В) по тестовой линии 4.*

Выводы

В настоящей работе на примере сейсмических данных, полученных на территории Косью-Роговской впадины, показано, что алгоритм миграции RTM является предпочтительным из-за возможности учета полного волнового поля для задач получения качественного изображения в зонах надвиговых структур, где наблюдается высокий скоростной контраст между аллохтоном и вмещающими породами.

Вместе с тем, показана важность создания геологически согласованной



▲ *Рис. 11. Горизонтальный срез амплитудного куба на уровне 2280 мс по методу Кикхгоффа (верхний) и RTM (нижний).*

глубинно-скоростной модели, наиболее детально описывающей надвиговую структуру и контраст скоростей, особенно в поднадвиговой части. Для создания такой модели имеет высокое значение междисциплинарный характер работы команды геофизиков, геологов, интерпретаторов.

Также существует возможность дальнейшего улучшения глубинно-скоростной модели, если использовать обратную миграцию RTM вместо традиционной миграции Кирхгофа на определенных этапах для переинтрепритации границ слоев между томографическими обновлениями ГСМ.

Из-за сложного тектонического характера данный район имеет слабую скважинную изученность и дефицит другой априорной информации, относясь к

высокорискованным областям ведения сейсморазведки. Поэтому изложенные в статье подходы предлагается тиражировать и на другие высокорискованные и не только районы сейсморазведки, где наблюдается схожий тектонический режим и контраст скоростей пород. Это открывает новые возможности по созданию геологической модели более надежного качества как в новых районах сейсморазведки, так и при переобработке и переинтерпретации архивных данных.

Литература

1. Jones, IF 2018, Velocities Imaging and Waveform Inversion: The Evolution of Characterising the Earth's Subsurface, European Association of Geoscientists & Engineers EAGE, Houten, Netherlands

2. Yilmaz, O. (2001) Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data. Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, OK, 1028 p.

3. McMechan G. A., 1983. Migration by extrapolation of time-depended boundary values: Geophys. Prosp., 31. – 412-420.

4. Baysal E., Kosloff D.D., Sherwood J.W.C., 1983. Reverse time migration: Geophysics, 48. – 1514-1524.

5. Соборнов К.О., Колесник В.Ф., Жемчугова В.А., Никонов Н.И. Прогноз зон нефтегазонакопления в зоне сочленения гряды Чернышева и Косью-Роговской впадины. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России. № 3 (35), 2018, стр. 105 – 117.

Участник Сейсмотек

АРУ(AGC) и деконволюция. Об искажениях формы сигнала в ходе нелинейных преобразований.

Киреева А.П., Фиников Д.Б., ООО «Сейсмотек», г. Москва.

Проект реализуется участником проекта «Сколково» при грантовой поддержке Фонда «Сколково».

Аннотация. *В сейсморазведке часто используют статистические модели и, в частности, статистическую модель сейсмической трассы. При этом обычно предполагается, что с точностью до плавных функций, компенсирующих эффект геометрического расхождения, амплитуды трассы стационарны по временной шкале. Это особенно важно, когда речь идет о статистических способах обратной фильтрации (деконволюции). Это свойство часто плохо выполняется на требуемых объёмах выборок. Процедуры коррекции амплитуд, конечно, позволяют обеспечить стационарность записей, однако считаются некорректными по двум причинам: 1) зарегистрированные амплитуды несут в себе важную информацию об отражающих свойствах среды и 2) применение нелинейной адаптивной процедуры может привести к существенным искажениям свёрточной модели сейсмической трассы. Первая причина вряд ли может считаться важной, т.к. ввод амплитудных множителей легко обратим, а анализу второй причины посвящена настоящая работа. Показано экспериментально, что в статистическом смысле (т.е. с допущением случайных флуктуаций формы импульса) применение AGC (Automatic Gain Control) с разумными параметрами мало искажает свёрточную модель и может быть полезно для реализации статистических алгоритмов деконволюции.*

Ключевые слова. *AGC, АРУ, деконволюция, матчинг-деконволюция, цифровая обработка сигналов*

Введение. Постановка задачи.

В обработке применяется множество алгоритмов, которые могут нарушать свёрточную модель сейсмической трассы. В сущности, это можно сказать почти обо всех адаптивных процедурах, а без них не обходится ни один граф обработки. Здесь мы рассмотрим одну, неизменно популярную процедуру обработки, а именно автоматическую регулировку усиления (АРУ), и попробуем проанализировать искажения формы импульса, ею обусловленные. Дальше будем называть эту процедуру AGC (Automatic Gain Control), следуя привычной аббревиатуре, которой пользуются в современном программном обеспечении.

Итак, свёрточная модель сейсмической трассы записывается в виде:

$$z(t)=s(t)*d(t), \quad (1)$$

где s(t) - форма сигнала, а d(t) – импульсная трасса, * - свертка

$$d(t)=g(t)\cdot r(t), \quad (2)$$

где g(t) – описывает геометрическое расхождение, а r(t) – последовательность коэффициентов отражений.

Обычно рассматривают трассу Z(t)= =z(t)+n(t), где n(t) – аддитивная случай-

ная помеха, не коррелированная с z(t), которая может иметь различную природу и статистические свойства. Помеху и её влияние мы рассмотрим несколько позже, а сейчас будем рассматривать записи, описываемые формулами (1) и (2). Считают, что все случайные величины здесь имеют нулевое среднее.

О сигнале s(t) обычно предполагают, что он обладает определёнными свойствами. Так предполагается, что он связан с функцией источника, которая является физически осуществимой, т.е. односторонней или, иными словами, полуфинитной. Также функция источника имеет эффективную длительность (есть несколько формальных определений этого понятия), существенно меньшей длины записи. Кроме того, уже на этапе регистрации и самой первичной обработки запись подвергается частотной фильтрации, и сигнал имеет ограниченный спектр в диапазоне частот (Fl - нижняя, Fh - верхняя частота). Мы не обсуждаем здесь данные вибрационной сейсморазведки, поскольку на первых же этапах обработки сигналы стараются привести к виду, характерному для импульсных и взрывных источников. Делаются и определённые предположения об амплитудном и фазовом спектре функции s(t).

Про r(t) в большинстве алгоритмов обработке предполагают, что это реализация некоторого стационарного случайного процесса, имеющего структуру специфического «белого шума». Его специфичность заключается в том, что этот процесс представляет собой последовательность «идеальных» импульсов (дельта функций), вступающих в случайные моменты времени. При этом моменты вступлений $\theta(i)$ образуют пуассоновский поток событий с интенсивностью μ. Амплитуды могут иметь любое, но одинаковое (не зависящее от времени вступления) распределение со среднеквадратичным отклонением σ. Важно, что амплитуды отражений распределены одинаково и имеют нулевое среднее. Если интенсивность потока стремится к бесконечности, а амплитуды распределены нормально, то, при соответствующей нормировке, процесс r(t) становится нормальным (гауссовым) белым шумом.

Важно, что многие методы обратной и корректирующей фильтрации, применяемые в обработке, опираются на т.н. теорему Кэмпбелла [1] и её обобщения [2,3,4]. Эта теорема связывает оценки автокорреляционных функций трассы и сигнала.

$$E(z(t)z(t+\tau)) = \sigma^2 \mu \int s(t)s(t+\tau)dt \qquad (3)$$

$$\sigma^2 = E(a_i^2),$$

где μ - интенсивность потока отражений.

На рис.1 показаны три реализации пуассоновского импульсного процесса с сигналом, который можно назвать цифровым аналогом дельта-функции, т.е. фильтром верхних частот со срезом, соответствующим частоте Найквиста F_n .

Он получается дискретизацией симметричного сигнала

$$\frac{\sin(F_n * t)}{F_n * t}.$$

В данном случае шаг дискретизации 2 мс и, стало быть, F_n = 250 Гц. Если момент вступления попадает на дискретный отсчет, то фильтр превращается в импульс Кронекера, а если момент вступления попадает между отсчетами, то на модельной импульсной трассе появляются незначительные, но заметные осцилляции. Так моделируется «идеальная» импульсная трасса в диапазоне частот (0, F_n). Приведены три реализации процесса с различной интенсивностью потока отражений. Указаны

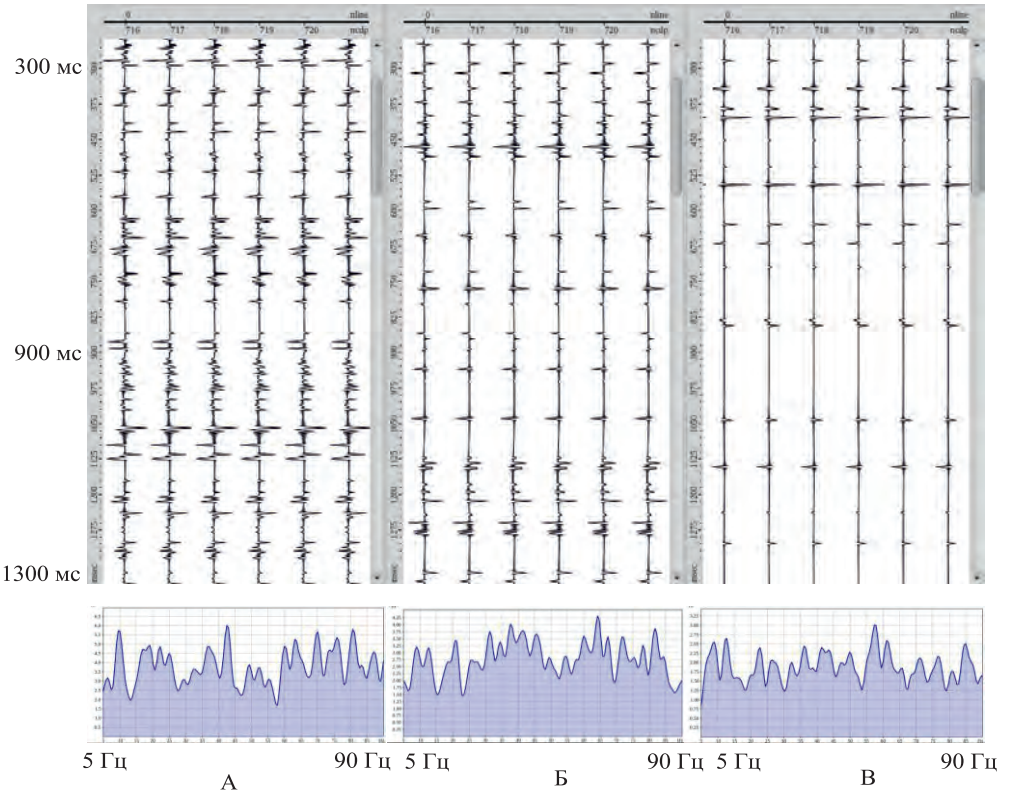


Рис. 1. Трассы коэффициентов отражения с разной интенсивностью со средним интервалом между вступлениями
А) 10 мс;
Б) 20 мс;
В) 100 мс.

средние интервалы между вступлениями. Этот параметр связан обратной пропорцией с величиной μ.

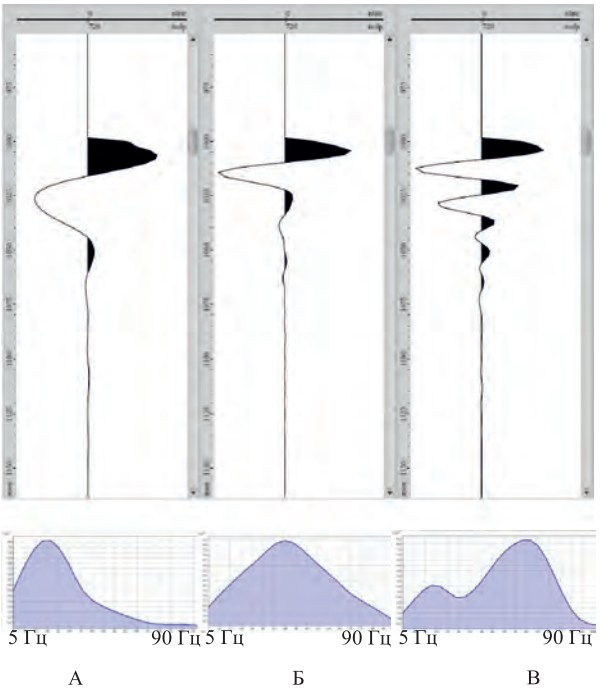
Амплитудный спектр такой трассы должен стремиться к равномерному при стремлении окна анализа к бесконечности. Однако мы видим, что при оценивании спектра в окне длительностью в 2 секунды, спектр, рассчитанный преобразованием Фурье по оценке корреляционной функции длительностью 200 мс, далек от равномерного. Это одна из главных сложностей в задаче деконволюции, с которой сталкивается геофизик в обработке. Отчасти справиться с ней помогает осреднение статистик по пространственным координатам, но не в случае деконволюции разреза в горизонтально слоистой среде.

О сигнале s(t) часто предполагают, что логарифм его амплитудного спектра и его фазовый спектр связаны преобразованием Гильберта. Т.е. сигналы предполагаются минимально-фазовыми. Минимально-фазовые сигналы могут быть только полночастотными (их амплитудный спектр не может иметь нулей в спектре). Наблюдаемые сигналы считаются результатами полосовой фильтрации минимально-фазовых сигналов. На следующих рисунках показаны минимально-фазовые с различными амплитудными спектрами, которые будут использованы дальше.

На рис. 2 изображены три минимально-фазовых сигнала с различными амплитудными спектрами.

Сигналы «полночастотные», т.е. рассчитаны с ненулевым амплитудным спектром до частоты Найквиста, равной 250 Гц при шаге дискретизации 2 мс. Минимально-фазовый сигнал рассчитывается по формулам из [5]. Спектр показан в диапазоне (0, 100 Гц). Выше 100 Гц он затухает, но, всё же, существенно отличен от 0 (иначе, минимально-фазовый сигнал было бы нельзя смоделировать).

В этой работе мы обсудим только искажения свёрточной модели трассы, обусловленные применением АРУ. Свёрточная модель может искажаться и в



▲ *Рис. 2. Минимально-фазовые сигналы с преобладанием:*
А) низких частот;
Б) средних частот;
В) высоких частот.

результате любых нестационарных и/или нелинейных преобразований. Даже умножение на плавную функцию, компенсирующую геометрическое расхождение, искажает свёрточную модель, но можно (в данном случае даже аналитически) показать, что эти искажения незначительны. Гораздо опаснее различные способы когерентной фильтрации, миграционные преобразования, в которых форма сигнала может меняться в зависимости от наклона события, связанного с полезными отражениями. Однако здесь мы рассмотрим только воздействие одной процедуры, полагая, что сама методика исследования может быть обобщена на другие задачи.

Почему рассмотрено именно влияние AGC? Дело в том, что с самого начала цифровой обработки [6] процедура стала широко применяться на самых разных стадиях. В последующую эпоху, когда больше стали уделять внимания динамическим особенностям сигналов, применение AGC стало более ограниченным, и, если оно и применяется, то с обязательным выводом примененных коэффициентов. Между тем, во многих ситуациях AGC (пусть и с последующим обращением, т.е. делением на множители, которыми выравнивались амплитуды) бывает необходимо. Поэтому неизменно актуальными остаются вопросы возможной пользы и вреда от применения такого рода алгоритмов.

Зачем нужно АРУ(AGC)?

Мы не будем обсуждать здесь несомненную пользу AGC, когда оно используется в вспомогательных целях, таких как коррекция статики, скоростной анализ и пр. В этих случаях после применения АРУ данные не идут в дальнейшую обработку. Иная ситуация возникает, когда регулировка амплитуд используется для получения статистик, необходимых для деконволюционных преобразований, или непосредственно перед деконволюцией (с последующим обращением). Здесь необходимо снова вспомнить теорему Кэмпбелла.

Как было отмечено выше, суть теоремы в том, что случайный процесс, описывающий r(t), является «белым шумом», хотя и специфической структуры. Рассмотрим эту формулу подробнее:

$$r(t) = \sum_i a(i) * \delta(t - \theta(i)), \qquad (4)$$

где δ – дельта-функция.

При выполнении означенных выше условий, полагая E(a(i))=0, можно утверждать:

$$E\,(r(t)*r(t+\tau)) = \sigma^2*\mu*\delta(\tau) \qquad (5)$$

Эта формула и означает, что r(t) – белый шум.

Кэмпбелл вывел формулу для характеристической функции процесса r(t) [1], а традиционно используемое в геофизике

утверждение (5), является прямым следствием из доказанной им теоремы. При этом он не рассматривал случайные коэффициенты a(i), но позже появились обобщения [2,3,4], в которых допускается произвольное, но одинаковое для всех i распределение a(i). Правомерность такого описания импульсной трассы здесь обсуждать не будем, отчасти некоторые соображения приводятся в [7]. Отметим лишь то, что качественно пуассоновский поток сигналов описывает ситуации, когда запись характеризуется набором отдельных пачек отражений, что соответствует наблюдаемым в сейсмике процессам. При этом, условия теоремы будут выполняться, если рассматривать сумму независимых потоков отражений и допустить фон малоамплитудных отражений с частотой, с которой они встречаются, стремящейся к бесконечности. Таким образом, мы видим, что теорема Кэмпбелла «обслуживает» довольно широкий класс импульсных процессов, допускаются даже случайные вариации формы сигнала. Однако существенным ограничением модели является то, что процесс должен быть стационарным, функции распределений амплитуд неизменны во времени.

Для дальнейших экспериментов выберем реализацию пуассоновского потока со средним расстоянием между вступлениями 10 мс.

Однако прежде чем переходить к экспериментам, остановимся на упомянутом выше обобщении модели r(t), а именно добавлением в неё аддитивного гауссовского белого шума с нулевым средним и среднеквадратичным отклонением σ_n^2 . Это эквивалентно выписанной раньше формуле:

$$Z(t)=z(t)+n(t), \qquad (6)$$

где n(t) обладает свойствами: E(n(t))=0,

$$E(n(t)n(t+\tau))=\sigma_n^2 \int s(t)s(t+\tau)dt$$

Это не вполне «типичная» помеха. Чаще полагают, что сигнальная часть и помеха обладают разными спектральными характеристиками. Однако если предположить, что случайная помеха порождается тем же источником, что и полезный сигнал, т.е. попросту описывает сигналы, рассеянные на случайных неоднородностях и не связанные с коррелируемыми по пространству полезными отражениями. В такую модель не вписываются различные микросейсмы, но их подавление обычно трудностей не вызывает и, во всяком случае, должно рассматриваться вне контекста обсуждаемой задачи. Отчасти этот вопрос обсуждается.

Суть теоремы Кэмпбелла в этом случае не меняется, и формула (3) должна быть переписана следующим образом:

$$E(z(t)z(t+\tau)) =(\sigma^2\mu+\sigma_n^2) \int s(t)s(t+\tau)dt \quad (7)$$

а формула (5):

$$E(r(t)*r(t+\tau)) = (\sigma^2\mu+\sigma_n^2)\delta(\tau) \qquad (8)$$

Т.е. в задаче деконволюции n(t) с указанными корреляционными свойствами помехой не является. В сущности, добавление этого «шума» отражает тот общеизвестный факт, что «слабые» отражения присутствуют в каждом временном отсчете и мало коррелируются по латерали. Последнее свойство несущественно для дальнейшего.

Согласно вышеизложенному, в показанную раньше последовательность коэффициентов отражений со средним интервалом между вступлениями 10 мс добавлен белый шум с малыми амплитудами (примерно в 20 раз меньших основных отражений). Такая добавка мало меняет изображение, но существенна для дальнейших экспериментов,

поскольку на трассах исчезают нулевые промежутки, которые в реальных данных, конечно, не наблюдаются.

На рис. 3 показаны трассы с интенсивностью потока отражений, соответствующие среднему времени между вступлениями 10 мс, свернутые с сигналами, показанными на рис. 2.

Дальше мы будем иллюстрировать эксперименты, в которых выбран сигнал со спектром, изображенным в середине рис. 3. Все дальнейшие эксперименты проводились и с другими сигналами из представленного набора. Результаты и выводы по этим сигналам принципиально не отличаются, поэтому иллюстрироваться не будут.

Также опускаем эксперименты, связанные с компенсацией геометрического расхождения. Можно показать и теоретически, и экспериментально, что искажения от коррекции геометрического расхождения плавной функцией приводят к незначительным искажениям свёрточной модели (они обычно относятся к самым начальным интервалам записи). Если применяется AGC, эти эффекты рассматривать нет необходимости.

Тем не менее, поскольку мы собираемся изучать искажения, связанные с AGC, проверим, насколько эта процедура искажает сверточную модель. Нас интересует этот вопрос, прежде всего, в контексте задачи деконволюции, поэтому и проверять искажения мы будем двумя способами. Наиболее прямой способ реализуется по следующей схеме: по известному сигналу рассчитывается обратный фильтр, действующий в диапазоне частот (0,100) Гц. Этот фильтр применяется к трассе, описываемой формулой z(t)=s(t)*r(t). Далее к z(t) применяется АРУ с различными длинами окна. В результат вводится обращённая функция усиления. Результаты сравниваются с идеальной функцией r(t).

На рис. 4 иллюстрируются эти эксперименты с окнами 160, 80 и 40 мс.

Как можно видеть на Рис. 5, искажения оценок r(t), обусловленные нелинейным преобразованием, невелики. Окно, примерно соответствующее эффективной длительности сигнала 80 мс, обеспечивает достаточно малые искажения. Однако совершенно необязательно использовать AGC непосредственно для деконволюции. Гораздо важнее узнать, насколько надёжно оцениваются статистики, т.е. корреляционные функции, которые используются при деконволюции. Это можно выяснить либо сопоставлением оценок корреляционных функций, либо опосредованно, рассчитывая оценки формы минимально-

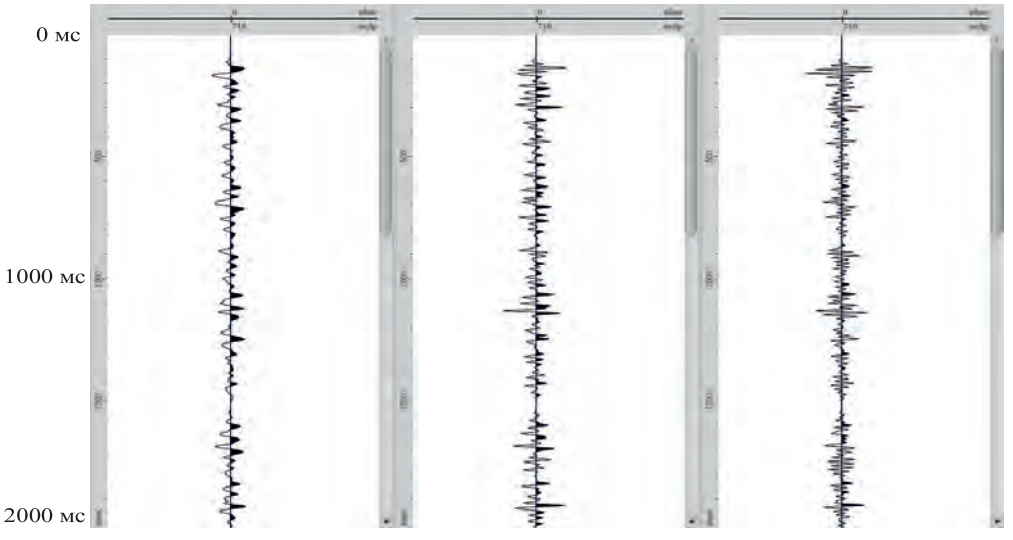


Рис. 3. Трасса с интенсивностью потока отражений 10 мс, свернутая с минимально--фазовыми сигналами/

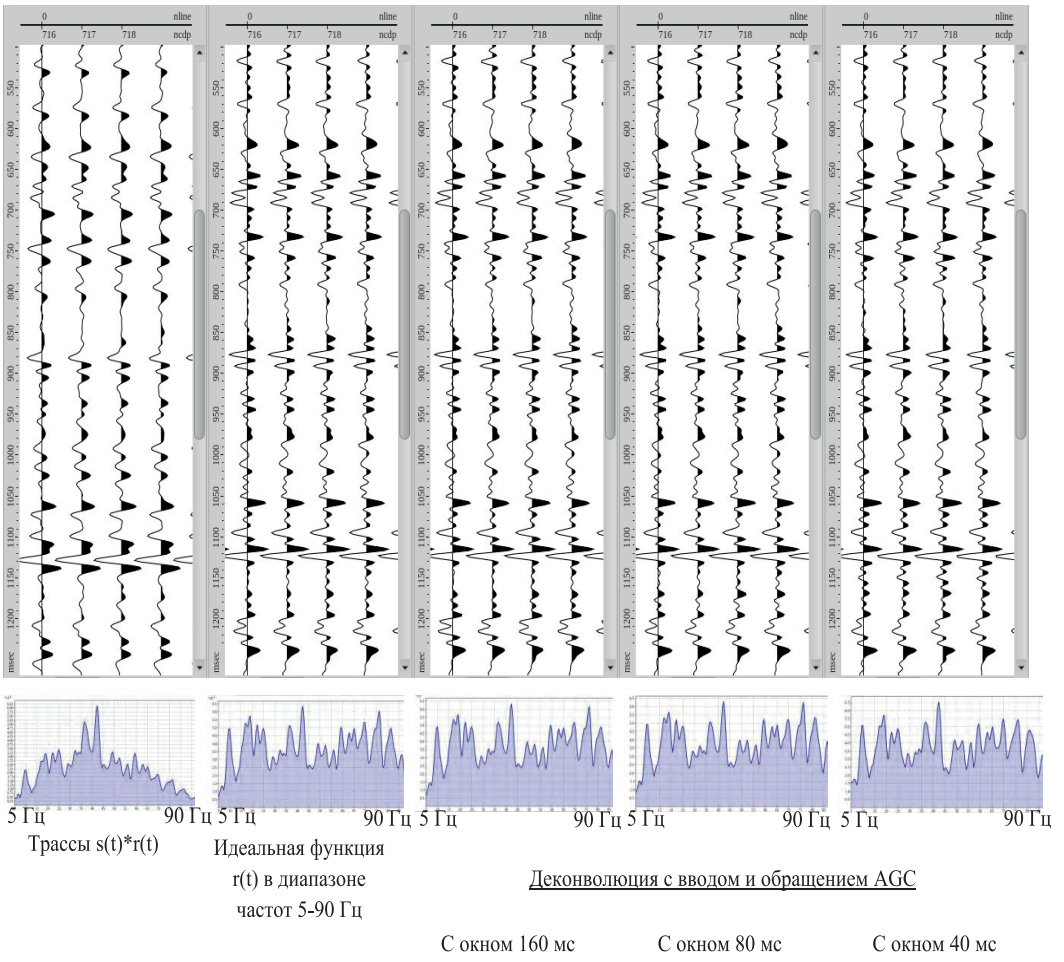


Рис. 4. Результаты деконволюции с вводом и обращением AGC /

фазового сигнала, порождаемые этими корреляционными функциями. Если оценки удовлетворительны, то их можно применить для деконволюции данных без AGC, т.е. уменьшить влияние нелинейных эффектов.

Такую технологию мы называем «матчинг-деконволюцией». Название обусловлено тем, что в ходе этой процедуры ищется сигнал, который приводит исходную запись к результату её «жёсткой» деконволюции. Если деконволюция была минимально-фазовой, то и полученная оценка будет оценкой минимально-фазового сигнала. После этого рассчитывается обратный фильтр на этот сигнал и применяется к исходной трассе. Оценка может быть «отредактирована» (так как это делается при работе с оценками сигнала, полученными по скважинным данным). Может быть подобрана нужная регуляризация. Важно, что, применив фильтр к оцененному сигналу, можно измерить изменения амплитуд. Технология описана в [8]. В экспериментах, описанных ниже, никакая редакция оценок не производилась, т.к. важно было исследовать искажения формы импульса из-за применения AGC.

Видно, что все результаты деконволюции можно считать удовлетворительными (рис. 7). Погрешности увеличиваются по мере уменьшения окна, начиная с 80 мс, но и при 40 мс искажения невелики.

Между тем, приведенные примеры ниже не отвечают на вопрос, вынесенный в заголовок раздела. В самом деле, никто и не делает деконволюцию по данным с нескорректированным геометрическим расхождением, а в наших примерах амплитуды достаточно стационарны. Зачем же тогда вносить ненужные нелинейные искажения?

Эксперимент проведен для того,

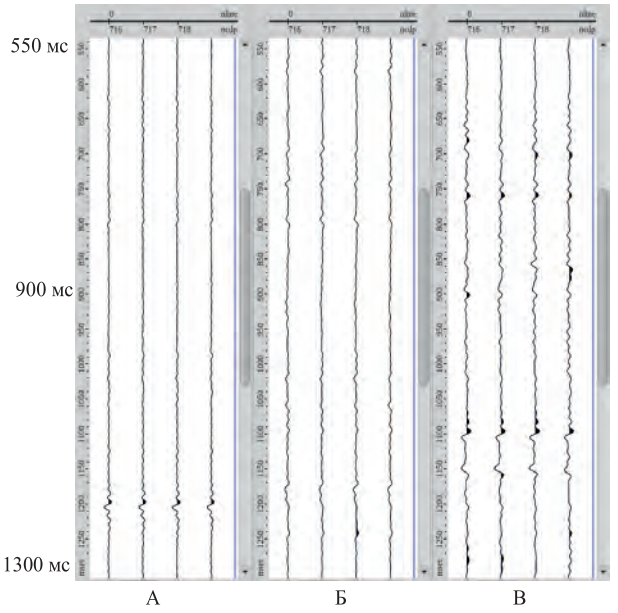
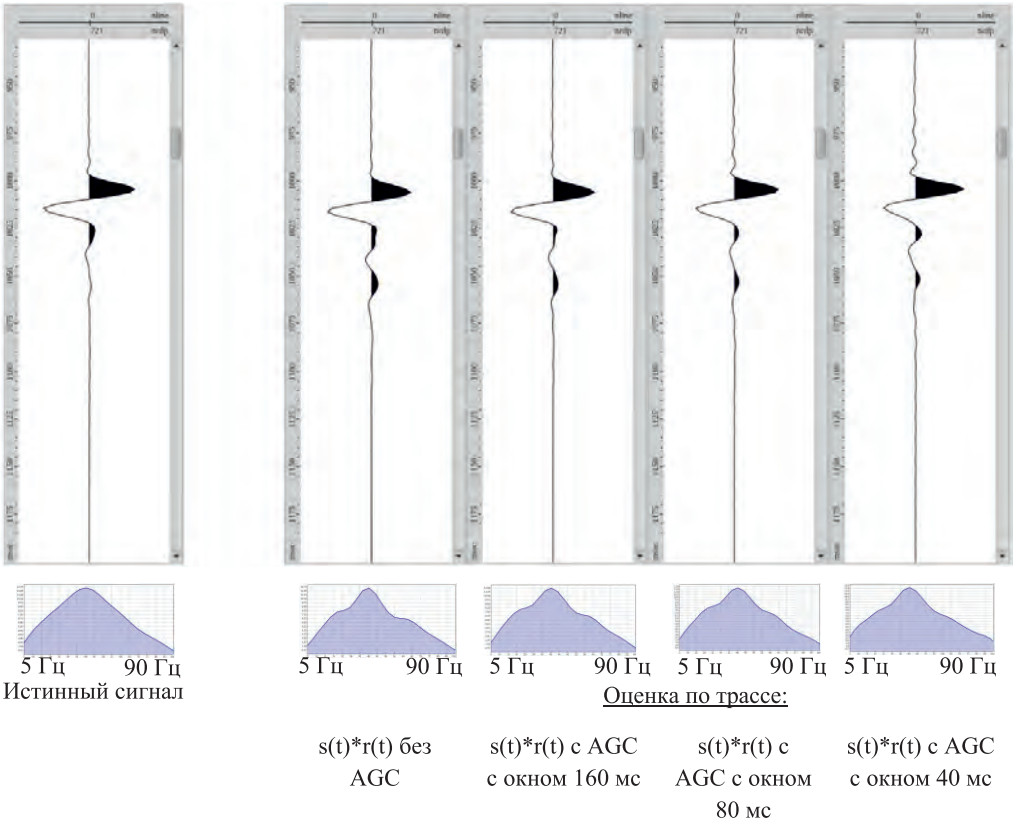


Рис. 5. Разность идеальной функции r(t) и деконволюции с вводом и обращением AGC с окном А) 160 мс Б) 80 мс В) 40 мс.

чтобы показать, что искажения, вносимые AGC, при разумном выборе параметров позволяют получать удовлетворительные оценки формы сигнала. Применять же их можно и к трассам без AGC. Однако, реальные трассы могут и не обладать выдержанностью коэффициентов отражений по времени. Часто реальные записи содержат две или три пачки интенсивных отражений, которые и дают основной вклад в оценки корреляционных функций. Ситуация бывает намного хуже, когда немногочисленные пачки отражений имеют похожие спектральные характеристики (провалы и пики спектров, обусловленные характером слоистости, имеют похожие амплитудные спектры). На рис. 8 показана именно такая ситуация.

Слева (на Рис. 8) изображена импульсная трасса, содержащая 3 группы отражений. Каждая из этих «пачек» содержит «провал» в амплитудном спектре примерно на 40 Гц. Правее изображена та же трасса, на которой те же импульсные трассы свёрнуты с минимально-фазовым сигналом. Справа изображена сейсмограмма после AGC с окном 80 мс. Ниже приводятся спектры сейсмограмм. Видно, что спектры первых двух сейсмограмм содержат «провал» на частоте 40 Гц, и он отсутствует на сейсмограмме после AGC.

Рис. 6. Истинный сигнал и оценка формы сигнала по различным трассам.



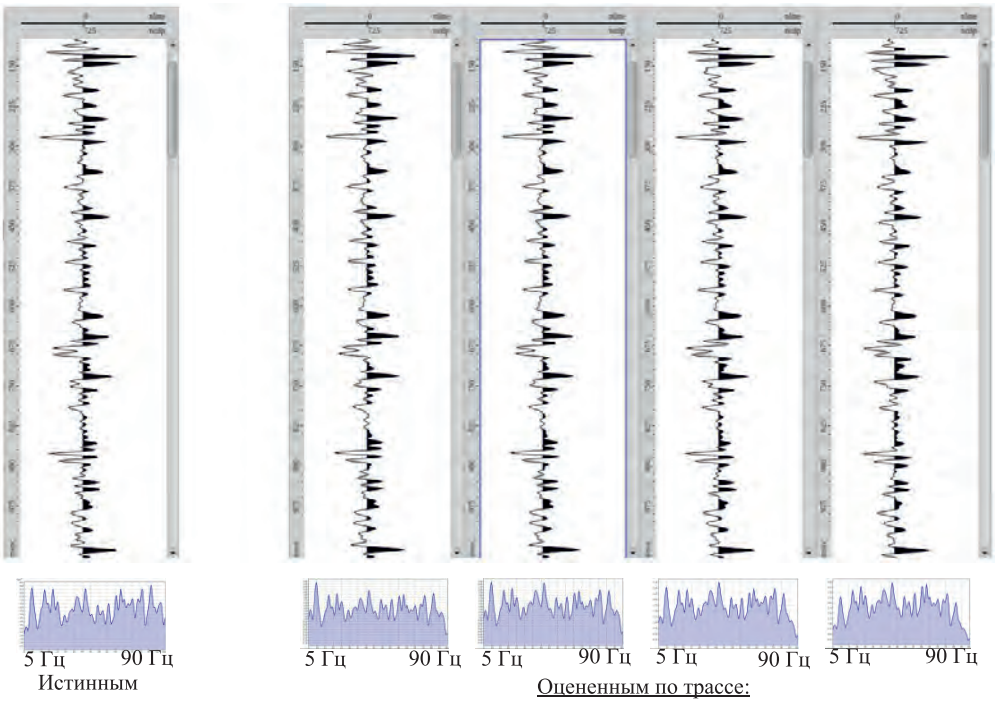


Рис. 7. Результат деконволюции с сигнатурой, представленной различным сигналом.

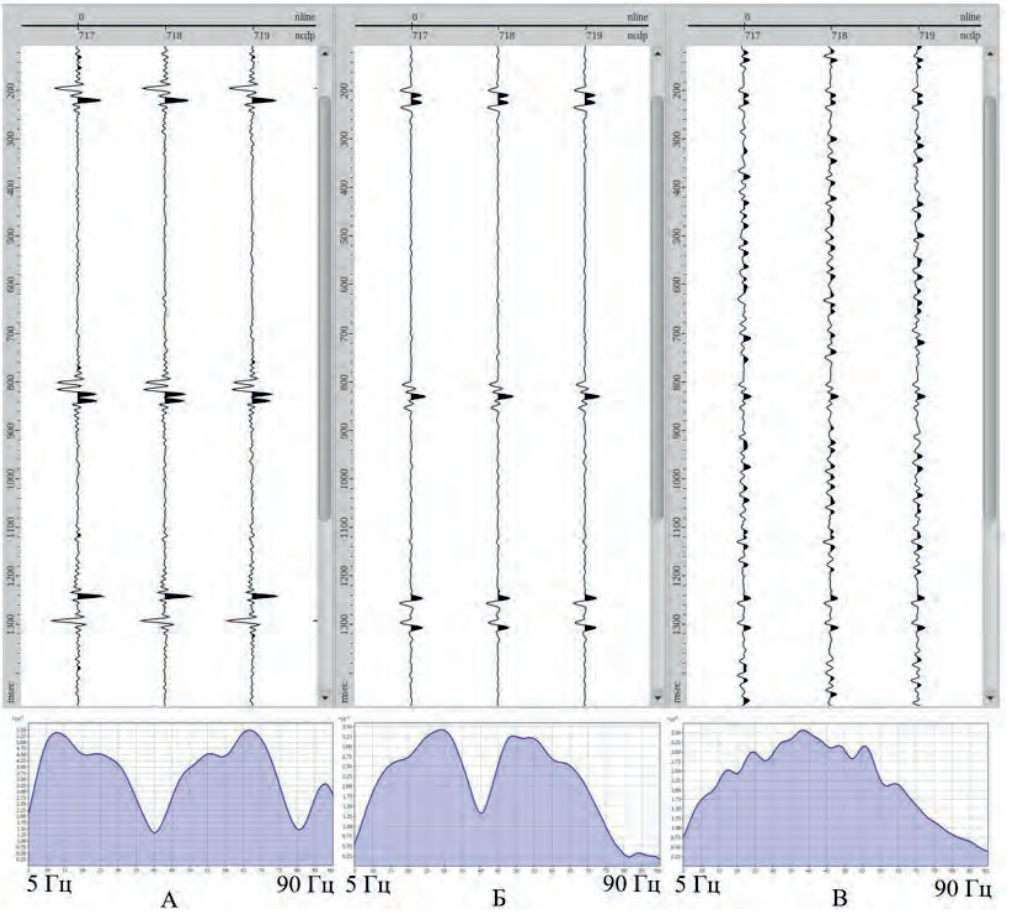


*Рис. 8. А) Импульсная трасса r(t); Б) Свертка импульсной трассы с сигналом s(t)*r(t); В) Свертка импульсной трассы s(t)*r(t) с применением AGC 80 мс.*

Ниже (на рис. 9.) приводятся оценки формы сигнала с различными окнами AGC.

На следующем рис. 10 показаны результаты деконволюции с полученными оценками.

Все оценки по трассам с AGC представ-

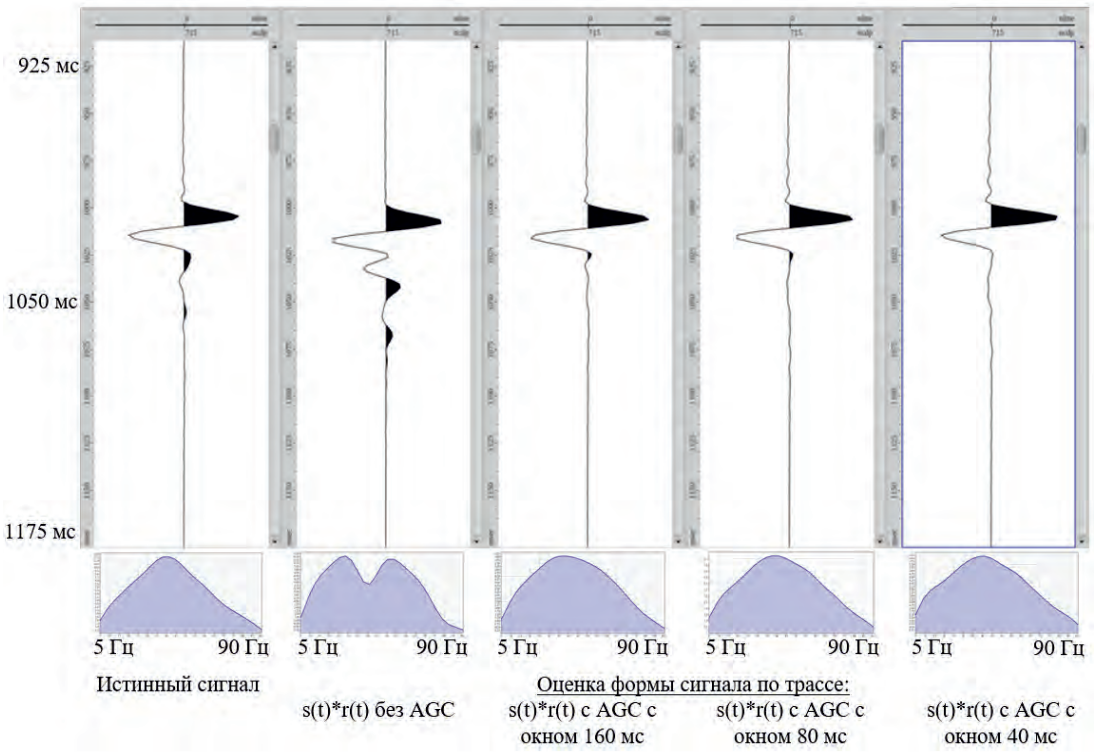


*Рис. 9. Оценки формы сигнала по трассе s(t)*r(t).*

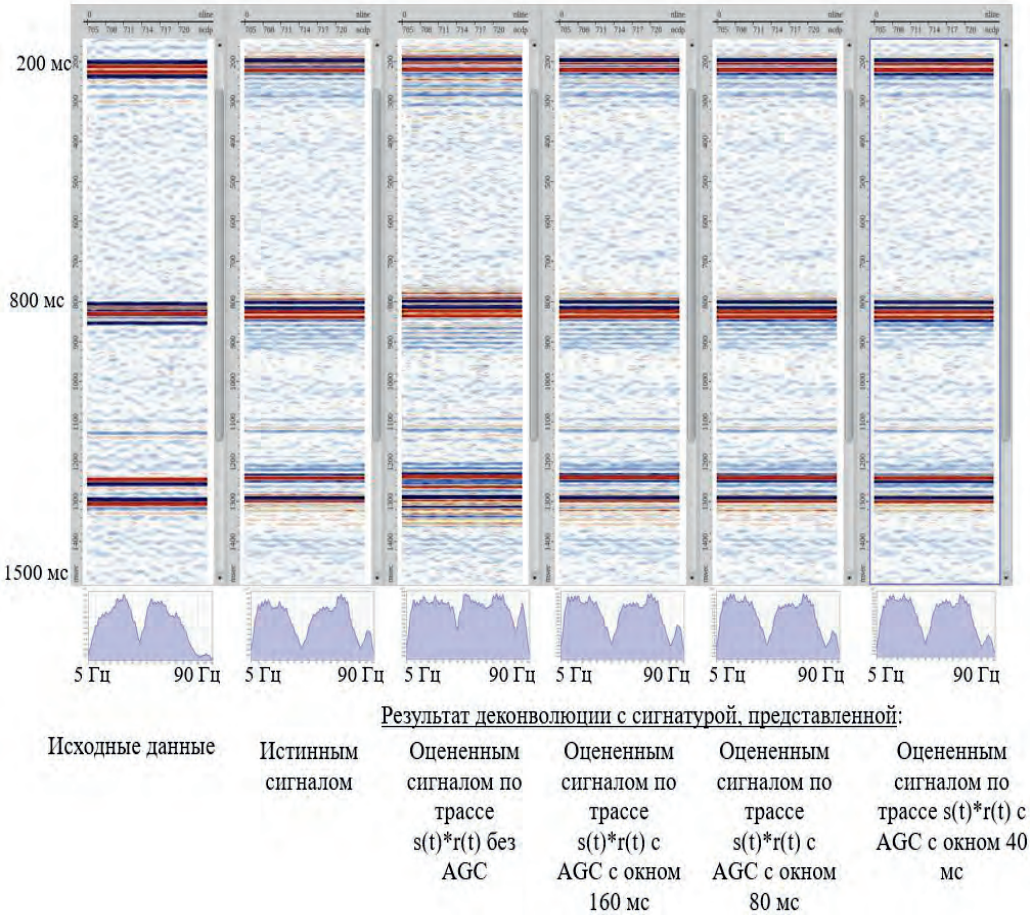


Рис. 10. Исходные данные и результаты деконволюции с различными сигнатурами.

ляются вполне удовлетворительными, оценка по исходной сейсмограмме существенно искажена.

На следующем рисунке показаны фрагменты тех же сейсмограмм в большем масштабе.

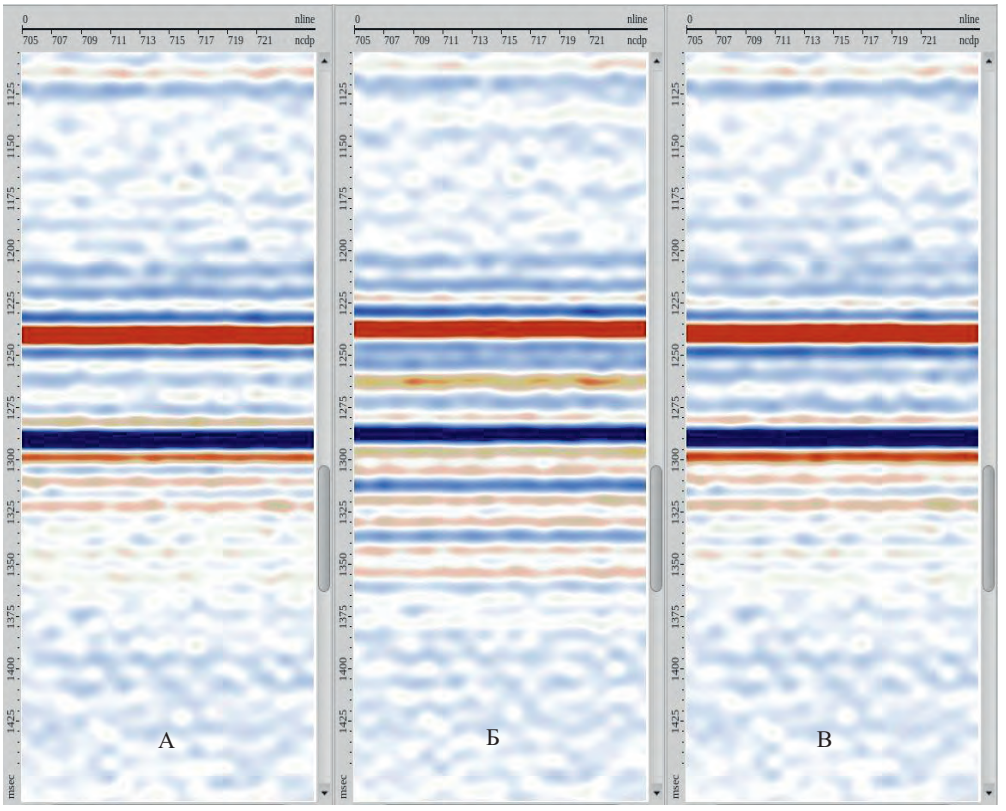


*Рис. 11. Результат деконволюции в увеличенном виде с сигнатурой, представленной сигналом А) истинным; Б) оцененным по трассе s(t)*r(t) без AGC; В) оцененным по трассе s(t)*r(t) с AGC с окном 80 мс.*

АРУ при наличии шума с иными корреляционными свойствами

Мы рассматривали помеху n(t), которая представляла собой гауссов белый шум, свёрнутый с формой волны s(t). Для задачи деконволюции, решаемой по оценкам корреляционных функций, этот шум помехой не является. Однако, хорошо известно, что даже в отсутствии регулярных помех есть случайный шум с корреляционными свойствами, отличными от корреляционных свойств полезного сигнала. AGC может поднимать этот уровень, возможно, слабой помехи, до уровня сильных полезных отражений. Конечно, можно исключать области, где очевидно отсутствие полезного сигнала и области настроек, однако следует помнить, что оценка автокорреляции трассы – это сумма автокорреляций помехи и полезного сигнала.

Спектральная характеристика оптимального винеровского фильтра:

$$F(\omega)=\frac{S^*(\omega)}{\alpha*|S(\omega)|^2+N(\omega)},$$

где α-средний квадрат d(t); S(ω), N(ω) – спектр мощности помехи.

Фильтр, который получают по функции автокорреляции, имеет амплитудный спектр:

$$|F(\omega)|=\frac{1}{\sqrt{a*|S(\omega)|^2+N(\omega)}}$$

Т.е. его амплитудный спектр представляет собой среднее геометрическое между амплитудными спектрами винеровского фильтра и идеального обратного фильтра $\frac{1}{S(w)}$.

Таким образом, он является более «жёстким» по сравнению с винеровским фильтром. Отметим, что такой оператор применяют и при обработке изображений, когда стремятся достичь большей резкости, ценой меньшего ослабления помехи [9]. Фазовый спектр у него связан преобразованием Гильберта с логарифмом амплитудного спектра, т.е. фильтр является минимально-фазовым (у винеровского фильтра это не так). Таким образом, учет помехи в функции автокорреляции реализует некоторое «регу-

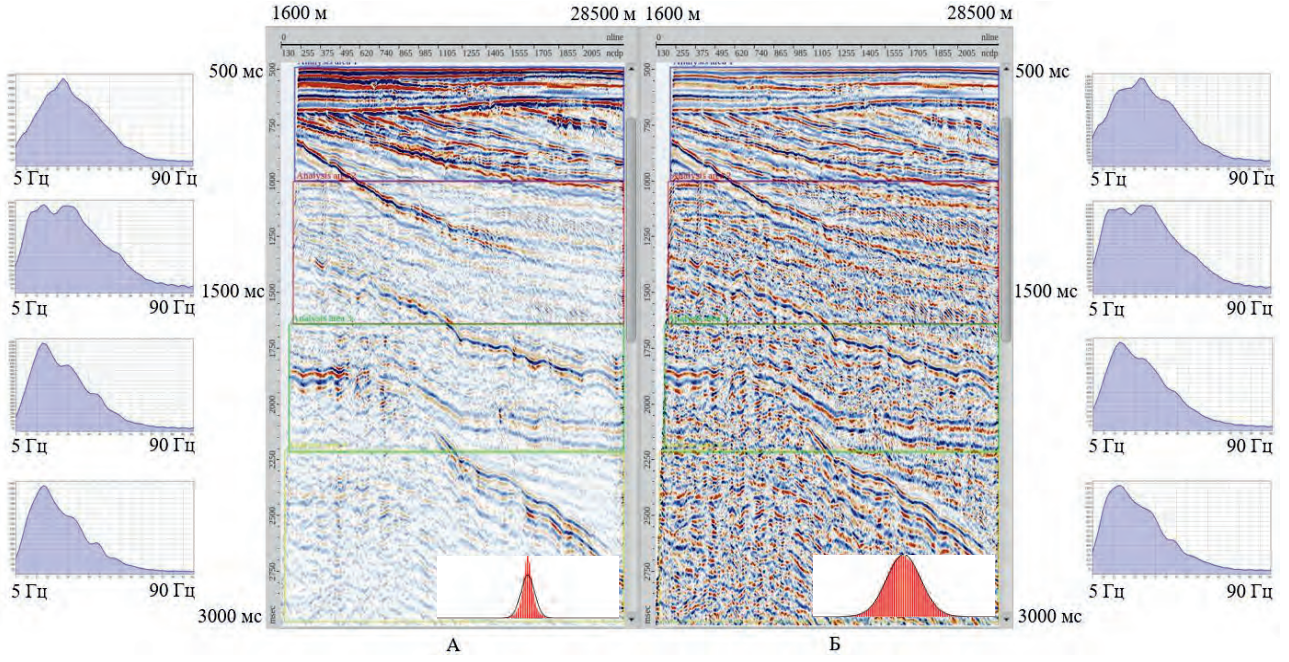
ляризирующее» действие (обратный фильтр не поднимает так сильно помеху, как идеальный обратный оператор). Сжатие сигнала, конечно, при этом менее эффективно, но обычно в обработке наоборот, для регуляризации добавляют в знаменатель под корнем некоторую константу (на геофизическом жаргоне это называют уровнем белого шума, хотя реальный шум и так влияет на автокорреляционную функцию нужным образом). Поэтому наличие аддитивной помехи снижает эффективность деконволюции, но вполне оправданным образом. Мы не будем здесь иллюстрировать эти эффекты специальными экспериментами на моделях, а перейдем к примеру на реальном материале.

Пример с реальными данными

Сейсмические данные, используемые в данной статье, были взяты из источника, имеющегося в открытом доступе. Они были получены в Северном море в районе северной части Викинг Грабена[1].

На рис.12 изображены, соответственно, пример реального временного разреза и его же изображение после AGC со скользящим окном 100 мс. Слева показаны амплитудные спектры, оцененные по исходному разрезу, справа - по разрезу с AGC. Видно, что амплитудные спектры во многом похожи (существенно различаются только в верхнем окне). Согласно экспериментам, на модельных данных есть основание больше доверять оценкам справа. Сходство оценок по форме ожидаемо, но в оценки, полученные по большим окнам, корреляционные функции входят с разными множителями, поэтому общая оценка может и существенно отличаться. Главным критерием здесь должно быть качество деконволюции, а не спектральные оценки как таковые. Видно и влияние поглощения, приводящее к затуханию спектра с увеличением временной координаты окна. Это позволяет надеяться, что и при оценках

Рис. 12. Амплитудные спектры, измеренные в разных окнах на реальных данных А) без AGC, Б) с окном AGC 100 мс; внизу показаны гистограммы плотности распределения амплитуд сейсмических трасс.



[1] *https://wiki.seg.org/wiki/Mobil_AVO_viking_graben_line_12*

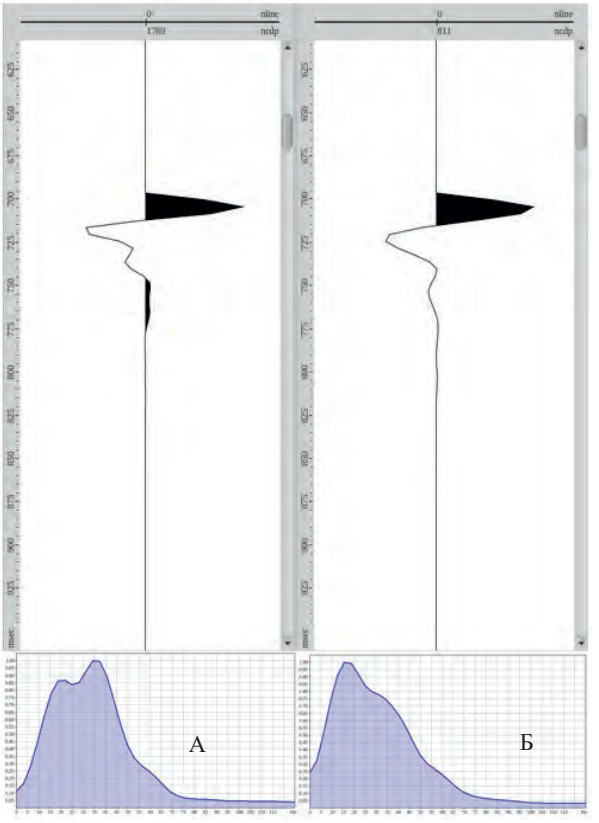
параметров эффективной добротности целесообразно использовать регулировки амплитуд.

Ниже показаны гистограммы распределений амплитуд. Видно, что после AGC гистограмма лучше аппроксимируется гауссовой кривой, т.е. распределение амплитуд больше похоже на нормальное. Известно, что именно при нормальном распределении оценки корреляционных функций имеют наименьшую дисперсию и являются более надёжными, чем при любых других распределениях. Слева гистограмма более характерна для качественных сейсмических данных, отличающихся высокой динамической выразительностью. Однако именно на таких «хороших» данных, гораздо более пригодных для интерпретации, чем те, что приведены справа, корреляционные оценки подвержены большим искажениям. Отметим, что для более тонкого анализа формы сигнала, опирающегося на статистические оценки моментов, отличных от первого и второго, данные после столь жёсткого AGC совершенно не пригодны (т.е. анализировать фазовый спектр бесполезно).

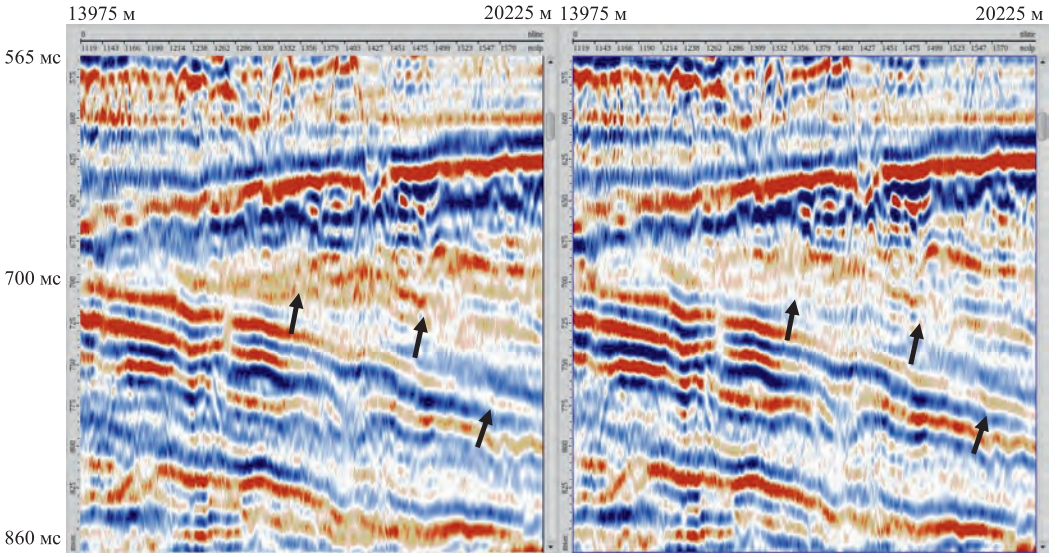
Любой статистический критерий разрешённости записи, основанный на иных смешанных моментах, нежели корреляционные функции, окажутся нечувствительны к вариациям фазового спектра, т.к. для нормального гауссова процесса все иные смешанные моменты выражаются первыми двумя: математическим ожиданием и функцией автокорреляции. Для оценки минимально-фазового или нуль-фазового сигнала, наоборот, данные после AGC могут быть предпочтительнее.

Рассмотрим оценки минимально-фазовых сигналов и результаты деконволюции с использованием этих оценок. Поскольку видна изменчивость спектра, обусловленная поглощением, выбираем окно настройки в верхней части разреза.

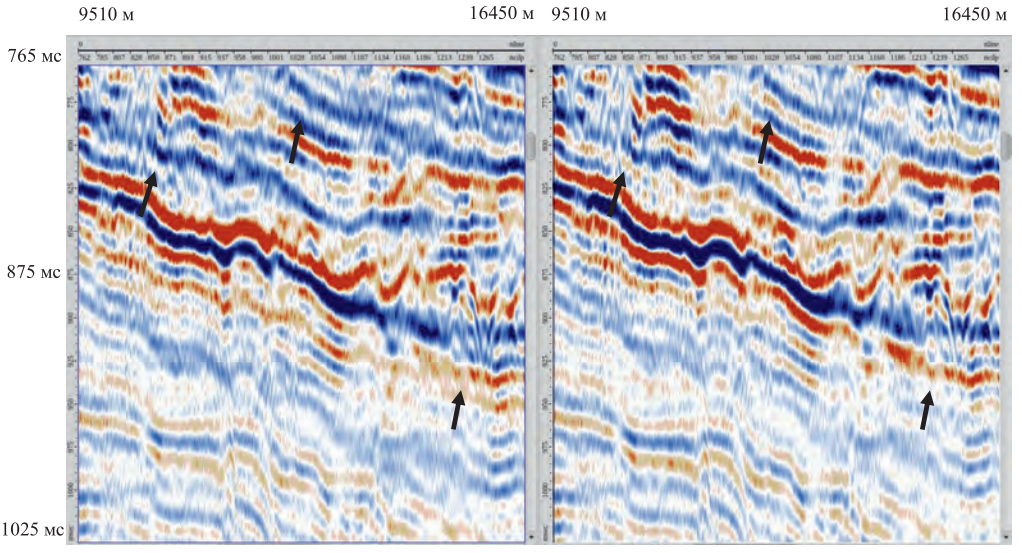
На рис. 13 показаны оценки формы сигнала, а внизу слева и справа показаны амплитудные спектры фрагментов разрезов. На рис. 14 показаны результаты деконволюции с оценками минимально-фазового сигнала без AGC (слева) и с AGC (справа). Показаны фрагменты временных разрезов, т.к. различия в результатах можно оценить лишь в деталях (разрезы «в целом» отличаются не столь значительно). Главные отличия указаны стрелочками на разрезе и вполне согласуются с тем, что было отмечено ранее. Помеха, которая отличается по спектральному составу от сигнала, оказывает «регуляризирующее» действие на деконволюцию, амплитудный спектр выравнивается меньше, но и уменьшается влияние шума. Такой результат обыч-



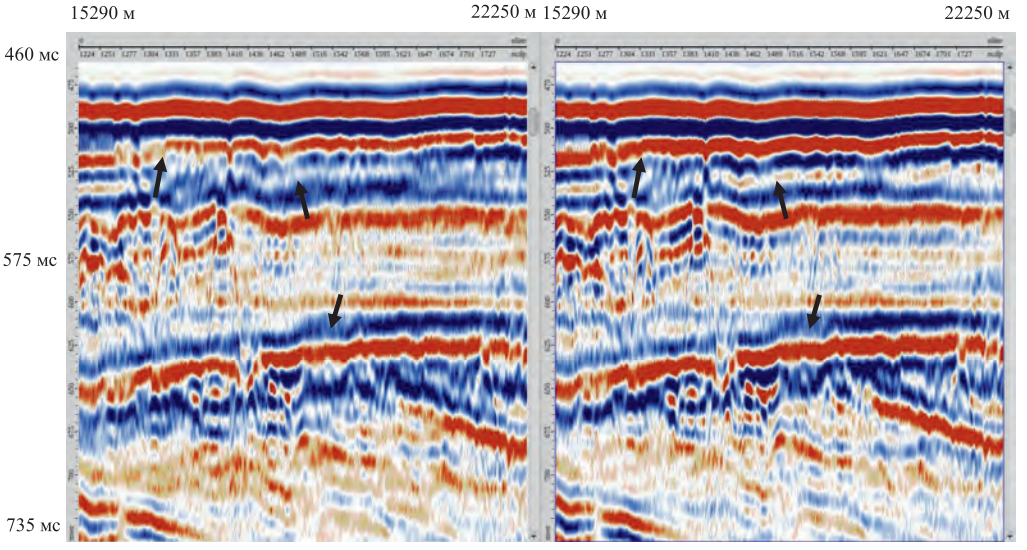
▲ *Рис. 13. Оценки сигналов.*
А) без AGC; Б) с окном AGC 100 мс.



А)

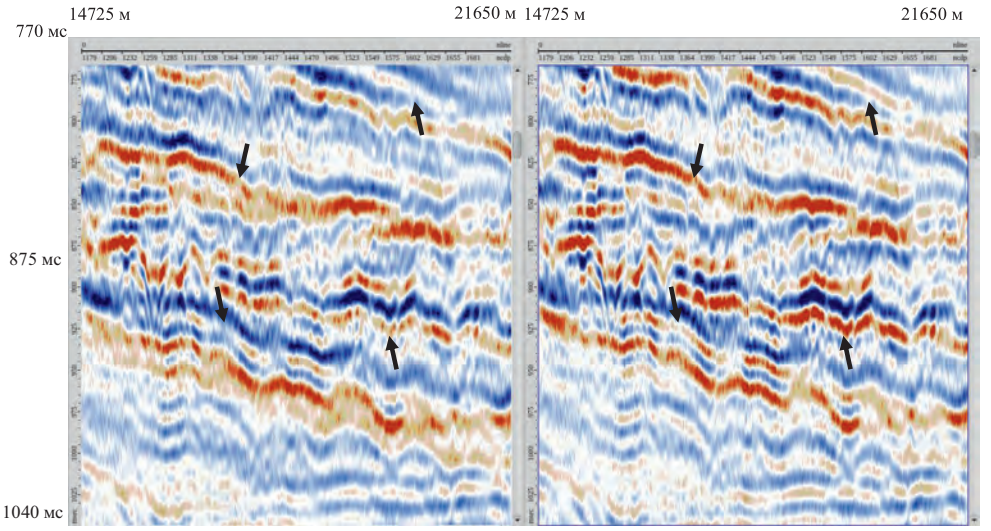


Б)



В)

▲ *Рис. 14. (Начало) – (А, Б, В, Г) Фрагменты результата деконволюции с оценкой сигнала без AGC (слева) и с окном AGC 100 мс (справа).*



Г)

Рис. 14. (Продолжение) – (А, Б, В, Г) Фрагменты результата деконволюции с оценкой сигнала без AGC (слева) и с окном AGC 100 мс (справа).

но считают предпочтительным.

На рис. 15 показан такой же фрагмент исходного разреза (слева) и результат деконволюции с AGC.

Эффект от деконволюции очевиден, хотя можно сказать, что она выполнена достаточно «мягко». Примеры, показанные выше, без применения AGC, выглядят более шумными без заметного прироста разрешённости.

Заключение

В работе мы обсудили всего один приём, который давно знаком геофизикам и используется на практике. Особенно широко он применялся в 70-90-е годы, когда вопросам сохранения динамических параметров уделялось меньше

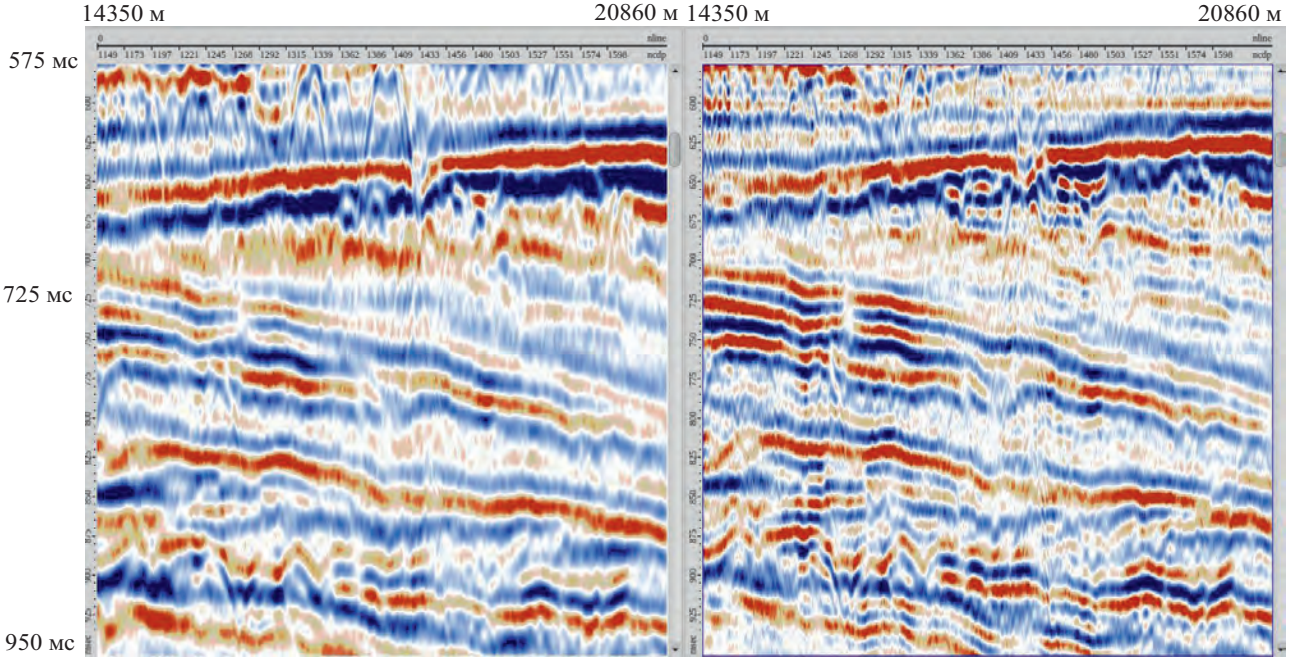


Рис. 15. Фрагмент исходного разреза (слева) и результат деконволюции с оцененным сигналом с применением окна AGC 100 мс (справа). Показан тот же фрагмент, что и на рис. 14 А.

внимания в промышленной обработке. С тех пор как в интерпретации стали широко применяться алгоритмы AVO-AVA анализа, различные инверсионные преобразования, многие алгоритмы «слепой» деконволюции считаются скомпрометированными с точки зрения сохранения амплитуд. В работе [8] приводятся приёмы т.н. матчинг-деконволюции, которые призваны контролировать искажения амплитуд в ходе деконволюции. Эти же приёмы (с выделением формы сигнала, на которых строится обратный фильтр) мы использовали здесь, чтобы изучить искажения, обусловленные нелинейным преобразованием (такая возможность декларировалась и в [8]).

Можно ли утверждать, что приём универсален? На этот вопрос никак нельзя ответить утвердительно. В самом деле, если мы имели много шума, спектральные характеристики которого существенно отличны от тех, что описывают полезные отражения, и мы этот шум существенно ослабили в ходе обработки, то в результате AGC есть опасность снова его поднять до уровня полезного сигнала. Однако можно утверждать, что наличие такого шума может лишь привести к излишней «регуляризации», т.е. снижению эффективности деконволюции с точки зрения расширения (выравнивания) амплитудного спектра. Здесь уместно заметить, что если применяется минимально-фазовая деконволюция, то всегда возможно её многократное применение. Это одна из причин, по которой до получения финальных результатов стараются использовать именно минимально-фазовую деконволюцию, оставляя окончательную коррекцию фазового спектра на завершающие этапы обработки, приближенные к интерпретации. Кроме того, возможно множество методических приёмов для исключения из областей настройки протяженных участков с такого рода помехой. Главный вывод из данной работы заключается в том, что не нужно опасаться нелинейных эффектов и потерь в динамической выразительности волнового поля после AGC. В приведенных экспериментах мы осознано использовали небольшие окна в AGC, чтобы подчеркнуть этот тезис. Одновременно отметим, что для процедур оценивания фазовых спектров на основе статистик, существенно опирающихся на негауссовость распределения амплитуд сейсмической записи [10], такой приём совершенно не пригоден (или его следует применять с большой осторожностью). Дело здесь не в искажениях фазового спектра (специально поставленные эксперименты как раз показывают, что он мало искажается в результате AGC), а в высокой дисперсии статистик, когда распределение амплитуд стремится к нормальному.

Несмотря на высказанные ограничения, опыт показывает, что применение AGC для деконволюции (лучше сказать, «матчинг-деконволюции») обычно сказывается положительно с точки зрения повышения её устойчивости и достижения благоприятного компромисса между повышением разрешённости и обеспечением хорошего отношения сигнала/помеха.

Литература

1. Campbell N.R. The study of discontinuous phenomena. Proc. Cambridge Philos. Soc., 15, pp. 117-136, 1909.

2. Кингман Дж. Пуассоновские процессы. Под ред. А.М. Вершика. – М.: МЦНМО, 2007 г. – 136 с.

3. Рытов С. М. Введение в статистическую радиофизику. Ч.1. Случайные процессы. — М.: Наука, 1976 г. – 496 с.

4. Малахов А. Н. Кумулянтный анализ случайных негауссовых процессов и их преобразований. – М.: Сов. радио, 1978. – 376 с.

5. Оппенгейм А. В., Шэфер Р. В. Цифровая обработка сигналов: Пер. с англ./ Под ред. С. Я. Шаца. – М.: Связь, 1979. – 416 с.

6. Козлов Е.А., Гогоненков Г.М., Лернер Б.Л. и др. Цифровая обработка сейсмических данных. – М.: Недра, 1976 г. – 297 с.

7. Малкин А.Л. Негауссовская статистическая модель сейсмической записи // Геология и геофизика. - 1989. - №1, - С. 106-115.

8. Кунченко Д.С., Овчинников К.Р., Фиников Д.Б О задачах деконволюции сейсмических записей и возможностях контроля искажений формы сигнала // ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ Общероссийский ежеквартальный научно-технический журнал. - 2022. - №3. - С. 79-88.

9. Применение цифровой обработки сигналов / [С. Л. Фрини, Дж. Ф. Кайзер, Х. С. Макдональд и др.]; Под ред. Э. Оппенгейма. – М.: Мир, 1980. - 552 с.

10. Овчинников К.Р., М.А. Рябинский, Фиников Д.Б Фазовая деконволюция 3D-данных сейсморазведки. Технологические и методические аспекты применения статистического алгоритма коррекции фазового спектра // Геофизика. - 2022. - №3. - С. 16-22.

Подробнее об авторах



Киреева
Алина Павловна

геофизик,
ООО «Сейсмотек».
Научные интересы – исследование алгоритмов и программ обработки данных сейсморазведки.
Занимается обработкой данных сейсморазведки, тестированием ПО Prime.
Окончила Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина по специальности «Сейсморазведка» (2024 г).
Работает в отрасли с 2023 года.



Фиников
Дмитрий Борисович

Директор департамента разработки алгоритмического и программного обеспечения, ООО «Сейсмотек».
Возглавляет научное сопровождение проектов, внедрение новых методов обработки сейсмических данных, разработку и совершенствование ПО Prime.
Окончил Московский ордена Трудового Красного Знамени институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М.Губкина по специальности "Прикладная математика" (1979г.).
Кандидат технических наук.
Работает в отрасли с 1978 года.

Применение фильтра обнаружения в георадиолокации

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

Аннотация: *в статье приводится пример применения оптимального фильтра обнаружения к данным георадиолокации. Предложен алгоритм построения характеристики фильтра на основе значений автокорреляционной функции трасс радарограммы.*

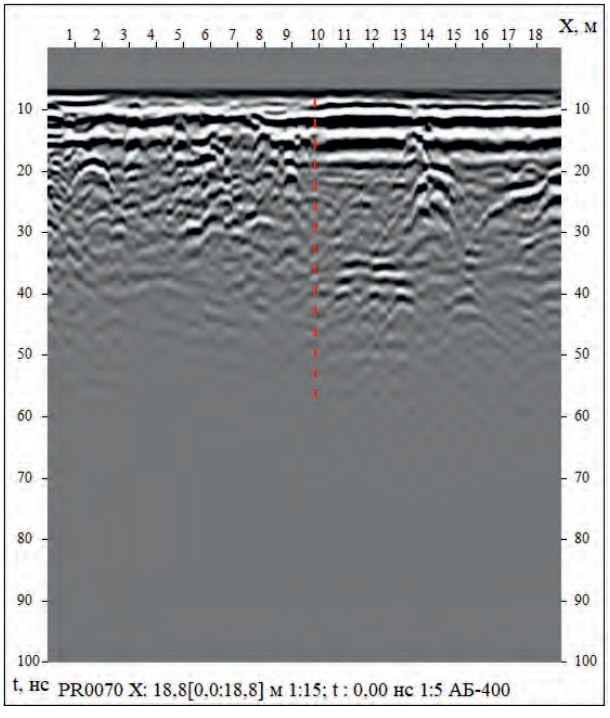
Ключевые слова: *георадиолокация, адаптивная фильтрация, фильтр воспроизведения.*

Введение

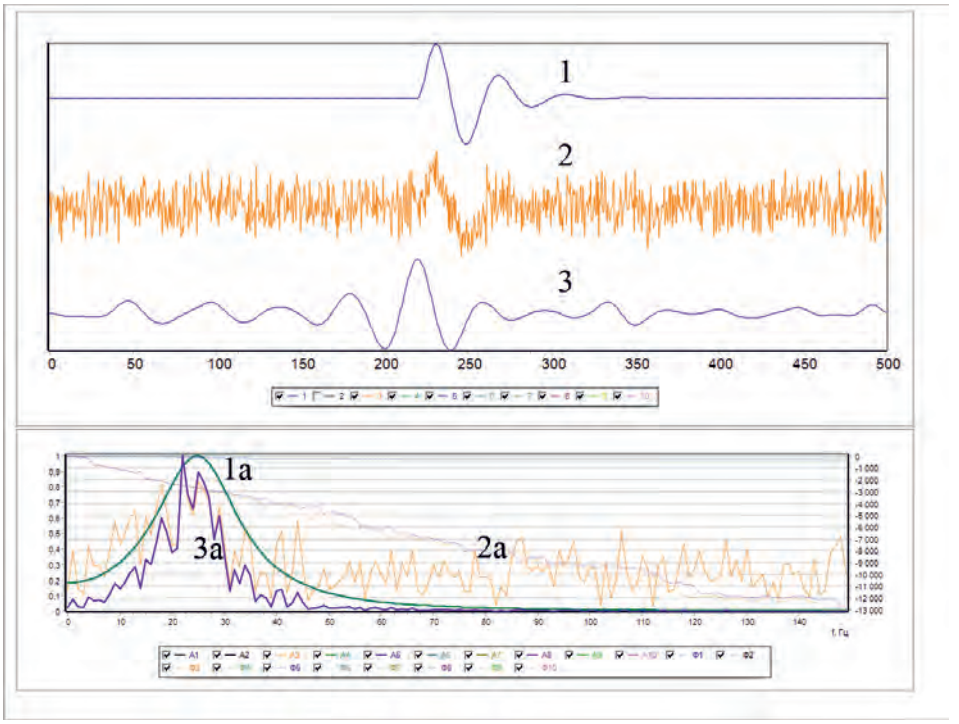
Оптимальная (адаптивная, самонастраивающаяся) фильтрация служит мощным инструментом для обработки нестационарных полей, уровень которых значительно изменяется в пространстве и времени[Петров и др., 2017]. В георадиолокации нестационарность поля возникает, как правило, из-за влияния поверхностных условий (Рисунок 1).

Оптимальный фильтр обнаружения (согласованный) предложен Норсом в 1943 году, его характеристики вычисляются на основе критерия максимизации пикового отношения сигнал/помеха на выходе фильтра[Никитин, 2014]. Наименование «согласованного» фильтр получил из-за пропорциональности частотной характеристики спектру сигнала при условии некоррелируемости помехи. Фильтр эффективен при выделении слабых сигналов известной формы на фоне белого шума и применяется в случае высокого уровня последнего. Фильтр обнаружения широко применяется в методах потенциальных полей [Глазунов, 1992], в меньшей степени — в сейсморазведке[Никитин, 2014], в георадиолокации его использование широкого распространения не получило, здесь оптимальные алгоритмы представлены только деконволюцией[Владов, Судакова, 2016].

Рис. 1. Изменение волнового поля на радарограмме при переходе на участок с другим типом покрытия(красная пунктирная линия).



Характеристика фильтра обнаружения по форме соответствует полосовому неоптимальному фильтру, но его полоса пропускания адаптируется к изменяющейся от трассы к трассе форме сигнала. Форма сигнала после фильтрации утрачивается, результат обработки — симметричные относительно времени вступления импульсы, называемые сейчас вейвлетами (Рисунок 2). Компактность импульсов при этом несколько снижается. Основной проблемой для реализации оптимальной фильтрации является неизвестная и переменная



1 – сигнал, 2– исходная трасса, как сумма сигнала и интенсивного белого шума,
3 – результат фильтрации, 1а — спектр сигнала и частотная характеристика фильтра,
2а —спектр суммы, 3а— спектр профильтрованной трассы.

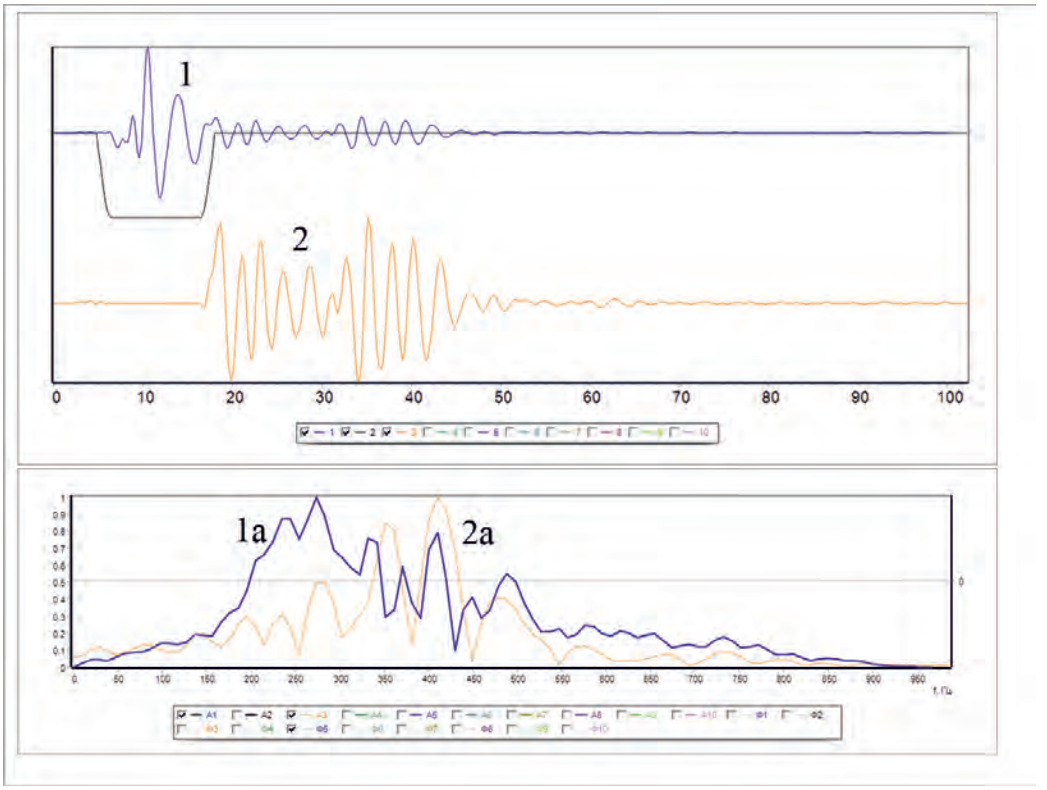
▲ *Рис. 2. Реализация согласованной фильтрации на примере модельных данных*

форма полезного сигнала [Романов, Иванов, 2024]. Определение её по исходным данным осложняется тем, что это возможно только для узкого класса сигналов (минимально– или нуль–фазовых) на основе значений автокорреляционной функции. Автокорреляционная функция (АКФ) трассы, содержащий множество сигналов одинаковой формы, частично совпадает с АКФ отдельного сигнала. На основе простой связи амплитудных спектров АКФ и сигнала (Теорема Винера–Хинчина) отыскивается характеристика фильтра [Романов и др., 2020] обнаружения.

В статье излагается опыт практического применения рассмотренного подхода к данным георадиолокации.

Реализация фильтра обнаружения

Первой проблемой, возникающей при реализации оптимальной фильтрации данных георадиолокации, независимо от типа обработки, это доминирование сигнала прямого прохождения на радарограммах. При исключении прямой волны становится заметно, что спектр и АКФ оставшейся части радарограммы заметно отличаются от исходных. Поэтому расчёт АКФ для формирования частотной характеристики любого оптимального фильтра необходимо производить после подавления сигнала прямого прохождения. На рисунке 3 показан результат подавления сигнала прямого прохождения (АБ-400) умножением на прямоугольное окно с косинусным сглаживанием во временной и частотной областях. В результате исключения прямой волны форма спектра осложнилась, его ширина сократилась, а преобладающая частота увеличилась с 270 до 420 МГц, появилось множество обособленных пиков, что характерно для спектров суммы сигналов. Более низкочастотный характер необработанной трассы объясняется интерференционной природой

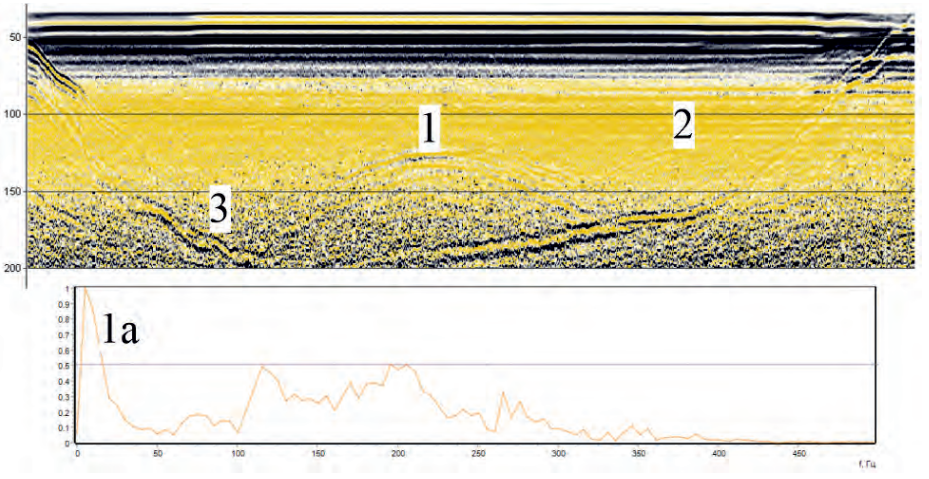


1 – исходная трасса полевой радарограммы, 2– результат исключения сигнала прямого прохождения, 1а — спектр исходной трассы, 2а — спектр обработанной трасы.

▲ *Рис. 3. Результат подавления сигнала прямого происхождения.*

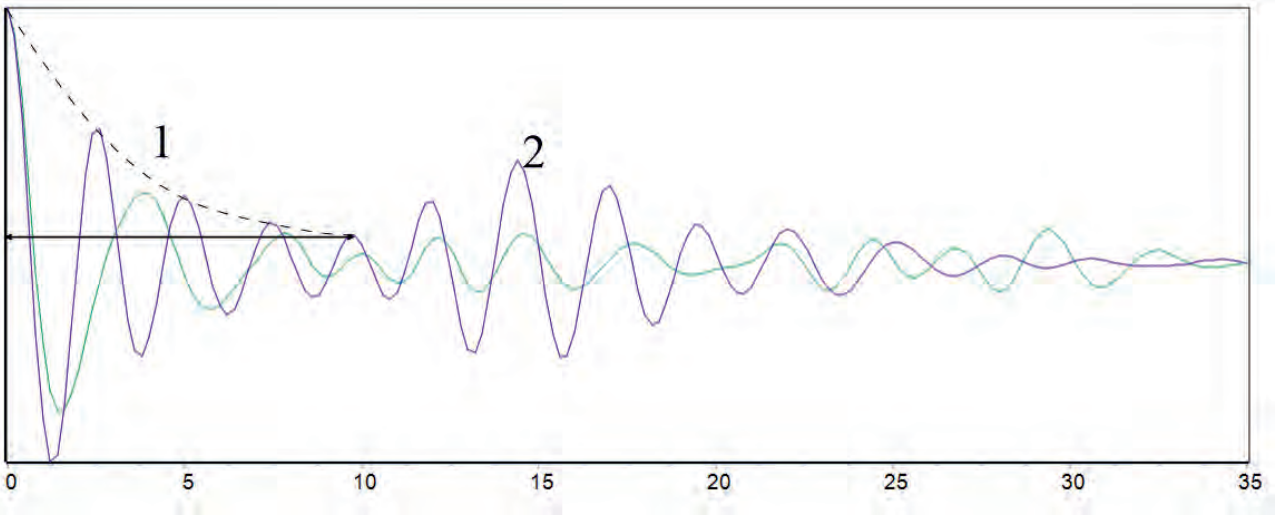
сигнала прямого прохождения, он складывается из колебаний прямых воздушной и грунтовой волн.

Во многих случаях, после подавления сигнала прямого прохождения проявлялся низкочастотный фон, затрудняющий выделение импульсов отражённых и дифрагированных волн. На радарограмме его колебания отражались как протяжённые зоны с сигналом одного знака(одноцветные), на спектрах трасс — как узкие низкочастотные пики с частотой 5–30 МГц(Рисунок 4). В такой ситуации после подавления сигнала прямого



сверху—радарограмма, снизу — спектр по одной из трасс; 1 – выступ дна, дифрактор, 2– поверхность дна, 1а — низкочастотный пик в амплитудном спектре;
Радар с АБ–150 МГц, исследование дна водоёма с открытой водной поверхности.

▲ *Рис. 4. Низкочастотный фон на радарограмме после подавления сигнала прямого прохождения.*



1 – АКФ исходной трассы, 2–АКФ обработанной трассы, пунктир — фрагмент огибающей АКФ, стрелки — АКФ одиночного импульса трассы. По горизонтали — сдвиг АКФ, нс.

▲ *Рис. 5. Оценка влияния подавления сигнала прямого прохождения на форму автокорреляционной функции.*

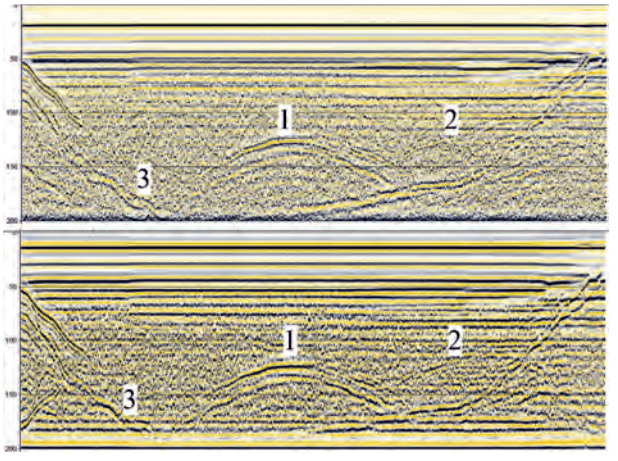
прохождения дополнительно применялась полосовая фильтрация.

На рисунке 5 сравниваются форма АКФ трассы радарограммы до и после подавления сигнала прямого прохождения. После обработки радиус корреляции уменьшился, а длина АКФ увеличилась. Вторичные разрастания АКФ связаны с присутствием на трассе нескольких импульсов близкой формы. После получения АКФ её полезная длина сокращалась до длительности одиночного импульса, что определялось по убывающему характеру огибающей (Рисунок 5). Исправление АКФ выполнялась умножением на прямоугольное окно.

Значения исправленной АКФ применялись для расчёта оператора фильтра обнаружения на основе прямого преобразования Фурье и последующего извлечения квадратного корня из действительных амплитуд гармоник. Импульсы на радарограммах при этом полагалась нуль-фазовыми. На рисунке 6 продемонстрированы результаты реализации подхода на примере обработки радарограммы, показанной на рисунке 4. Фильтр обнаружения позволил повысить надёжность прослеживания отражающей границы на фоне некоррелируемого шума. Отрицательным эффектом обработки стало увеличение длины сигнала и изменение его формы.

Выводы

Проведённые исследования показали возможность использования фильтра обнаружения для выделения слабых



сверху—исходная радарограмма, снизу — после применения фильтра

▲ обнаружения; 1 – выступ дна, дифрактор, 2– поверхность дна, 3 — граница в грунтах под дном, АБ–400 МГц, исследование дна водоёма с открытой водной поверхности

Рис. 6. Результаты применения фильтра обнаружения.

отражённых и дифрагированных волн на радарограммах на фоне некоррелируемого шума при условии предварительной обработки как самых данных георадиолокации, так и полученных по ним реализациям автокорреляционной функции. Дальнейшим направлением работы станет адаптация алгоритма к минимально–фазовой модели сигнала.

Литература

1. Глазунов В.В. Адаптивный фильтр обнаружения геофизических аномалий трубок взрыва // Записки Горного института. 1992. Т. 130. С. 78.

2. Никитин, А. А. Энергетическая фильтрация геофизических полей / А. А. Никитин // Геофизика. – 2014. – № 3. – С. 2-13. – EDN SHLXOB.

3. Владов, М.Л., Судакова, М.С. Георадиолокация: от физических основ до перспективных направлений. М.: Геос, 2017. 240 с.Петров, А. В. Компьютерная технология статистического и спектрально-корреляционного анализа данных КОСКАД 3D и практические результаты / А. В. Петров, Г. В. Демура, С. В. Зиновкин // Недропользование XXI век. – 2017. – № 1(64). – С. 44-59. – EDN YIPRIR.

4. Романов, В. В. Опыт обратной фильтрации данных георадиолокации, полученных при исследовании автодорог / В. В. Романов, А. А. Иванов, А. А. Матюшенко // Инженерная сейсморазведка и сейсмология-2020. Георадар-2020. Теперь вместе : сборник тезисов научно-практической конференции, Москва, 16–22 октября 2020 года / Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН. – Москва: Издательский Дом "Академия Естествознания", 2020. – С. 25-29. – EDN NPYKKJ.

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

Подробнее об авторах



РОМАНОВ
Виктор Валерьевич
Доцент кафедры разведочной геофизики и компьютерных систем факультета геологии и геофизики нефти и газа Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, к.т.н.



ЛАТЫШЕВ
Кирилл Алексеевич
студент, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе.



МАТЮШЕНКО
Анна Алексеевна
Старший преподаватель кафедры геофизики, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе.



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

Подавление коррелируемых помех в георадиолокации

- Романов В.В., Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва.
- Латышев К.А., Матюшенко А.А., Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва.
- Андреев Д.О., Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва.

Аннотация: *в статье приводится пример применения оптимального фильтра воспроизведения к данным георадиолокации. Предложен алгоритм построения характеристики фильтра на основе значений автокорреляционной функции трасс радарограммы с последующим вычитанием их как мешающего фона из исходных данных.*

Ключевые слова: *георадиолокация, адаптивная фильтрация, фильтр воспроизведения.*

Введение

При частотной фильтрации данных волновых методов применение заранее заданных характеристик фильтров не учитывает нестационарность спектрально-корреляционных параметров и перекрытие спектров сигналов и помех. Поэтому фильтры с постоянной частотной характеристикой относят к неоптимальным. Большая эффективность и степень автоматизации фильтрации достигается при выборе оптимальных(адаптированных) алгоритмов, где оператор фильтра вычисляется на основе информации о спектрах сигнала и помехи с позиции выбранного критерия. В частности, к таким фильтрам относится фильтр воспроизведения (сглаживающий), минимизирующий среднеквадратическое отклонение между обработанной трассой и желаемой формой входного сигнала[Никитин, Петров, 1986]. Фильтр воспроизведения был предложен Колмогоровым и Винером, в частотной области его характеристика вычисляется по формуле:

$$H = \frac{|S|^2}{|S|^2 + \alpha},$$

где H — характеристика фильтра, $|S|$ — модуль комплексной амплитуды желаемого сигнала, α — стабилизирующий коэффициент, 10–15 % от максимального значения S.

Отличительной особенностью фильтра воспроизведения является то, что при некоррелируемой помехе его характеристика полностью определяется амплитудным спектром сигнала, однозначно находимым по его автокорреляционной функции.

В работе фильтр произведения предлагается применять для подавления так называемых “горизонтальных” коррелируемых помех, которые выглядят как множественные горизонтальные оси синфазности, перекрывающие полезные волны. Они возникают вследствие неоднородности приповерхностного слоя [Rhénan, Sélestat,2012], но могут иметь и чисто аппаратные причины возникновения. Для их подавления традиционно применяются такие алгоритмы, как вычитание среднего или медианная фильтрация, однако применение этих процедур не всегда приводит к нужному результату.

На рисунке 1 показан пример, демонстрирующий недостаточное ослабление коррелируемых помех после вычитания среднего.

Интенсивный коррелируемый шум преобладает в АКФ(автокорреляционной функции) радарограммы, поэтому целесообразно максимально сгладить и стабилизировать помехи найденным по

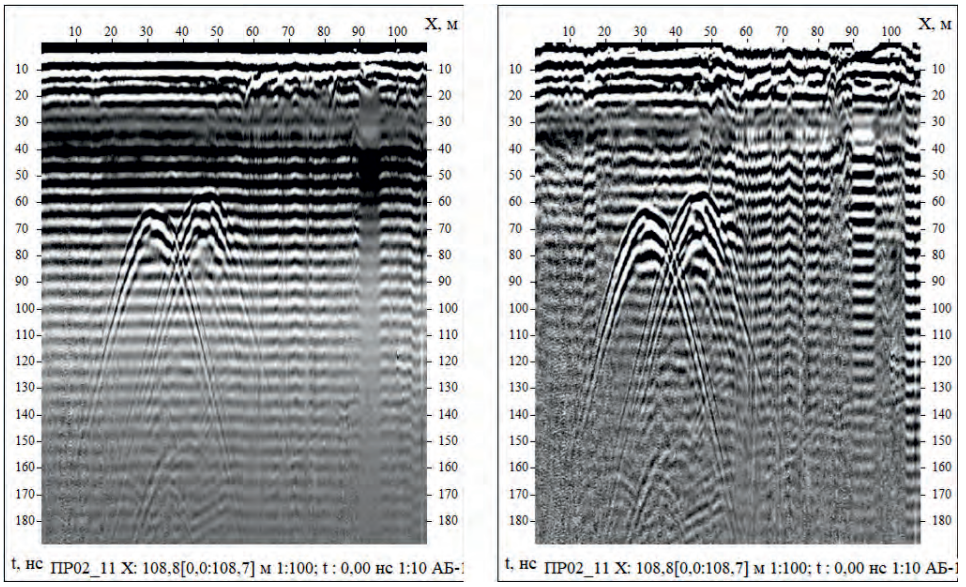


Рис. 1. Подавление коррелируемых помех вычитанием среднего. Слева — исходная радарограмма, справа — после обработки.

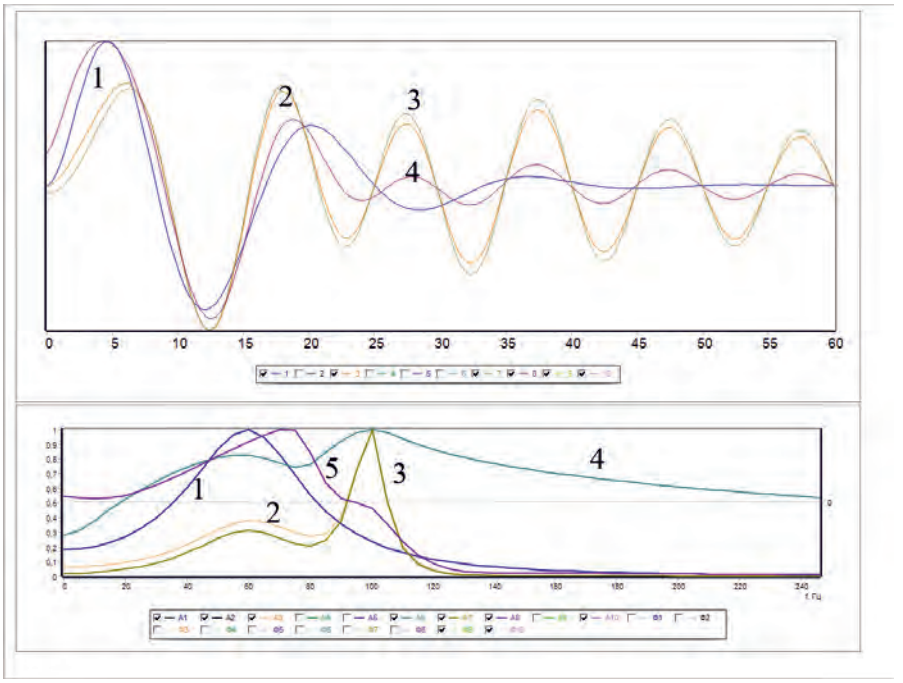
АКФ фильтром воспроизведения и вычесть их из исходных трасс. Результаты применения описанной методики обработки приведены в тексте статьи.

Результаты применения фильтра воспроизведения

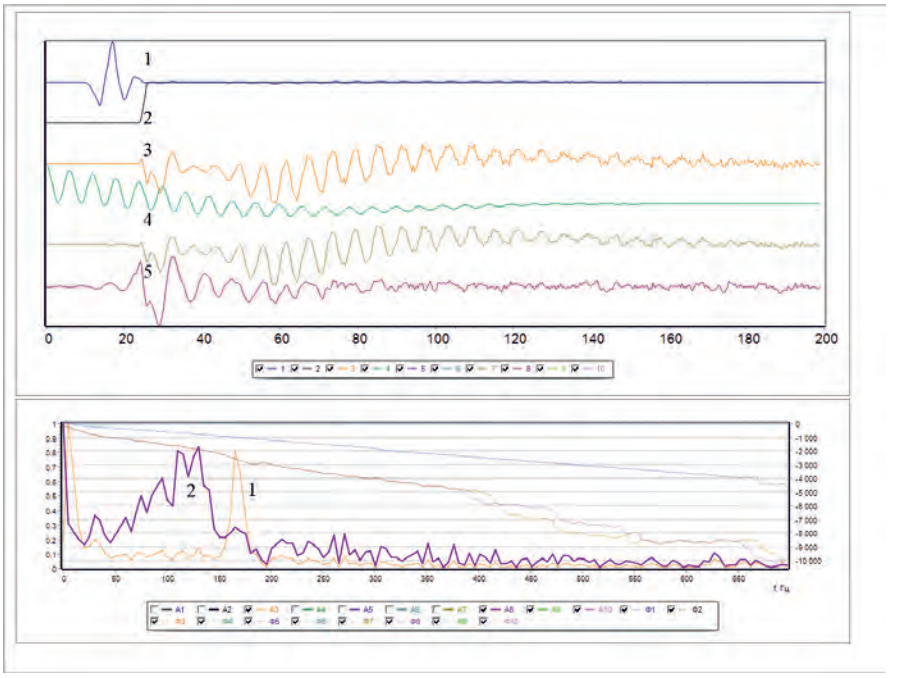
Обработка выполнялась в программах Signal(синтез и обработка цифровых сигналов) и ERadarTool (обработка и представление данных георадиолокации), созданных Романовым В.В [EradarTool, 2016]. В первую очередь алгоритм был опробован на модельных данных, где сигнал (импульс Берлаге) был просуммирован с интенсивной коррелируемой помехой. После расчёта АКФ трассы по её амплитудному спектру был синтезирована и применена частотная характеристика фильтра воспроизведения. На рисунке 2 показаны предварительные и окончательный результаты работы алгоритма. Отмечается близость спектра обработанной трассы к спектру неискажённого сигнала.

После тестирования и отладки алгоритма вычитания коррелируемых помех на модельных данных, он был опробован на реальных радарограммах. Принимая во внимание доминирование на трассах сигнала прямого прохождения, его колебания были предварительно подавлены умножением на прямоугольное окно с косинусным сглаживанием. На рисунке 3 показаны результаты обработки трассы радарограммы, полученной антенным блоком АБ–150 (георадар ОКО–3). В спектре трассы после подавления сигнала прямого прохождения выделяются два узких пика — 5 МГц(низкочастотный) и 165 МГц(высокочастотный). Второй пик наблюдается на частоте, немного превышающей центральную частоту АБ (150 МГц) и приурочен к протяжённым некоррелируемым помехам. После применения фильтра воспроизведения фон помех сгладился и стабилизировался. Вычитание обработанной трассы из исходной обеспечило существенное ослабление уровня коррелируемой помехи. Также следует отметить возрастание относительного уровня шума после обработки.

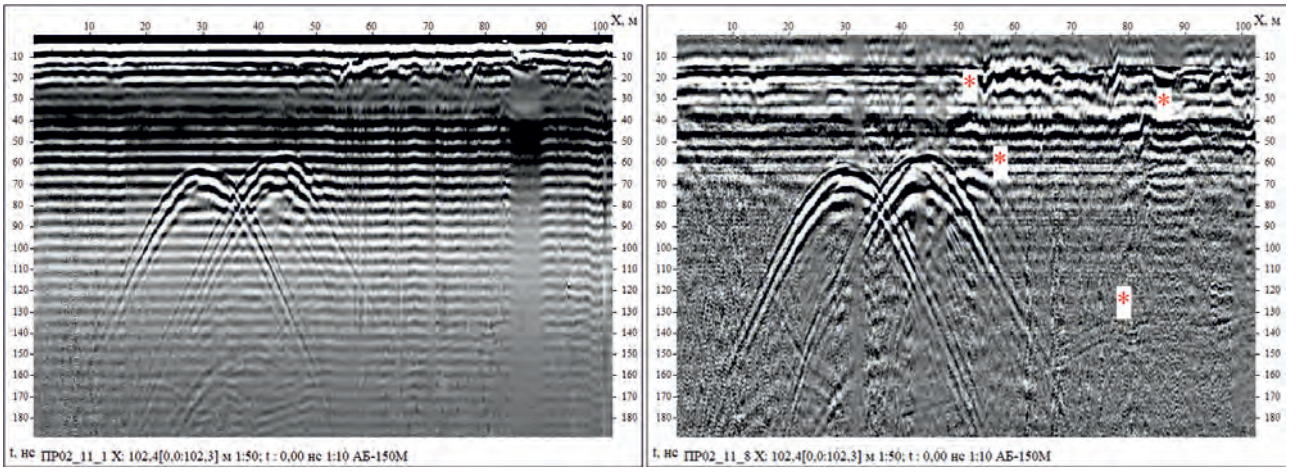
На рисунке 4 показан пример, доказывающий эффективность алгоритма вычитания коррелируемых помех при обработке данных георадиолокации. После обработки уровень помех заметно ослаб, проявились детали волнового поля, ранее не выделяемые визуально. Для снижения уровня белого шума после



▲ *Рис. 2. Подавление коррелируемых помех на модельных данных.*
Сверху: 1— сигнал, 2—модельная трасса, сумма сигнала и коррелируемой помехи,
3— результат применения фильтра воспроизведения, построенного по АКФ трассы,
4 — разность трассы и результата применения фильтра воспроизведения.
Снизу: 1— спектр сигнала, 2—спектр суммы сигнала и помехи, 3—спектр АКФ трассы,
4 — частотная характеристика фильтра воспроизведения,
5—спектр окончательного результата обработки.



▲ *Рис. 3. Подавление коррелируемых помех на примере трассы полевой радарограммы .*
Сверху: 1— исходная трасса, 2—окно для подавления сигнала прямого прохождения,
3— трасса после подавления сигнала прямого прохождения, 4 — АКФ трассы, 5 — трасса,
обработанная фильтром воспроизведения, 6 — разность исходной и обработанной трасс.
Снизу: 1— спектр исходной трассы радарограммы,
2— спектр окончательного результата обработки



▲ *Рис. 4. Подавление горизонтальных помех на радарограмме. Слева — исходная радарограмма, справа — после обработки. На обработанной радарограмме красной звёздочкой показаны не выделяемые ранее объекты.*

обработки рекомендуется применение сглаживающей фильтрации.

Выводы

Рассмотренный алгоритм вычитания коррелируемых помех показал высокую эффективность при обработке данных, осложнённых горизонтальным осями синфазности, по сравнению с другими способами обработки, традиционно применяемыми для решения этой проблемы.

Литература

1. Никитин А. А., Петров А. В. Теоретические основы обработки геофизической информации: учебное пособие. – Недра, 1986. – С. 93.

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

Rhénan P. A. I., Sélestat F. Геофизика и превентивная археология во Франции: новые междисциплинарные задачи. – 2012.

Подробнее об авторах



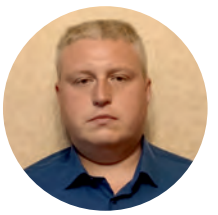
РОМАНОВ
Виктор Валерьевич
Доцент кафедры разведочной геофизики и компьютерных систем факультета геологии и геофизики нефти и газа Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, к.т.н.



ЛАТЫШЕВ
Кирилл Алексеевич
студент, Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе.



МАТЮШЕНКО
Анна Алексеевна
Старший преподаватель кафедры геофизики, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе.



АНДРЕЕВ
Дмитрий Олегович
Ведущий инженер лаборатории инженерной геофизики и сейсмического микрорайонирования Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН

Опыт применения программного обеспечения «АЛЬТАИР-М» для обработки морских сейсморазведочных данных 3D, зарегистрированных с буксируемыми косами

Авраменко А.Д., Паутов А.С., Штоль К.В., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Тюмень
Казанин А.Г., Литвачук А.В., Нагаев Р.Р., Сафонов Д.А., АО «МАГЭ», г. Москва

Аннотация. *Российское программное обеспечение (ПО) для обработки данных сейсморазведки «АЛЬТАИР-М» проходит стадию опытно-промышленной эксплуатации – выполняется ряд тестовых проектов и испытаний силами ведущих сервисных и нефтегазовых компаний страны, готовятся к старту первые коммерческие работы. В силу специфики работ АО «МАГЭ», в компании особое внимание уделяется тестированию процедур и алгоритмов, предназначенных для обработки морских сейсморазведочных данных различных типов. Последние годы наибольшую активность в части разведки и освоения морских месторождений в РФ поддерживает ПАО «Газпром». Учитывая указанное, все тестовые работы по шельфовому направлению АО «МАГЭ» проводит при поддержке ПАО «Газпром» и его дочерних обществ, предоставляющих сейсмические данные, экспертную поддержку и оценку получаемых результатов.*

В статье представлены результаты пилотного проекта по обработке морских сейсмических данных 3D, зарегистрированных с помощью буксируемых кос. Сейсмические данные получены на одном из шельфовых участков ПАО «Газпром» в Карском море. Обработка выполнена совместно с ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Основная задача работ – подтвердить функциональность ПО «АЛЬТАИР-М» для обработки указанного типа данных. Обработка выполнена в варианте фаст-трек.

Ключевые слова: *АЛЬТАИР-М, программное обеспечение для обработки, морская сейсморазведка 3D, буксируемая коса.*

АЛЬТАИР-М. Общая информация

АЛЬТАИР-М – российское программное обеспечение для обработки сейсмических данных. ПО поддерживает работу с любыми типами морских и сухопутных сейсморазведочных данных (2D/3D/4C/4D), имеет полный набор необходимых базовых функций, а также широкий спектр продвинутого функционала для обработки как во временной, так и глубинной областях. За основу АЛЬТИР-М взята отечественная разработка – программное обеспечение для контроля качества полевых сейсморазведочных работ GeoSeisQC. Концепция разработки изначально базировалась на использовании только собственных или свободных технологий [1]. На текущий момент уже состоялось несколько релизов программы - производится постоянное обновление на основе замечаний и предложений первых пользователей, ведется разработка и планомерное внедрение нового функционала как в части расчетных модулей, так и интерактивных приложений. Подготовлено и систематически обновляется руководство пользователя и вся необходимая техническая документация. АЛЬТАИР-М внесен в реестр отечественного программного обеспечения Министерства Цифрового развития РФ и готов к промышленному внедрению, в том числе для организаций и предприятий, где вопрос страны-изготовителя ПО является чувствительным [2].

Исходные данные

Для пилотного проекта были выбраны 3D-данные, зарегистрированные с буксируемыми косами. Сейсмическая

съемка выполнена относительно недавно и на современном технологическом уровне. Методика и параметры сбора данных – стандартные для такого вида работ (Таблица 1.).

Исходные сейсмические данные были получены в формате SEG-D и прошли стандартную процедуру загрузки и конвертации во внутренний формат системы АЛЬТАИР-М – сформирован проект обработки, присвоена геометрия наблюдений. Корректность присвоения геометрии проверена в ручном и автоматическом режиме (Рис. 1). После описания геометрии для каждой трассы сейсмического набора был подобран грид обработки, данные пробинированы (Рис. 2). Выполнен стандартный контроль качества на основе атрибутного анализа данных.

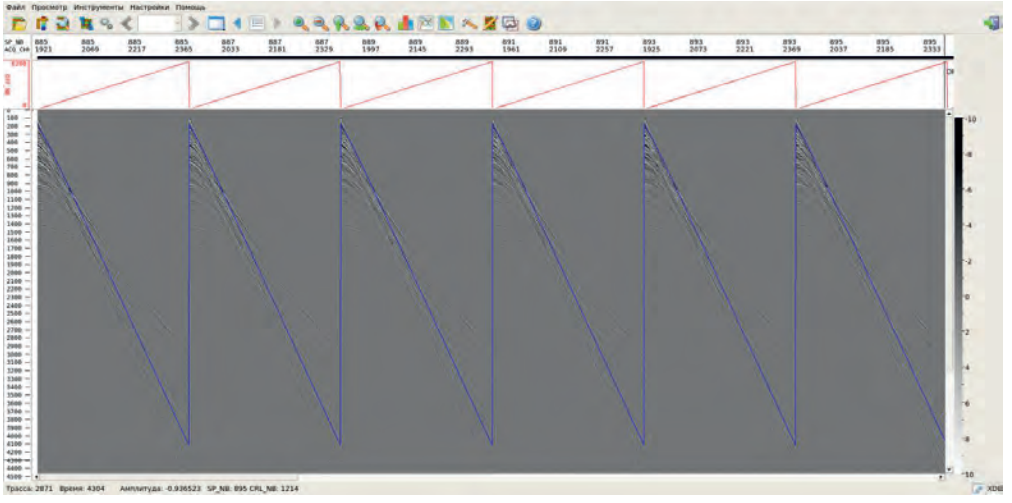
Параметр	Значение
Тип источник	Пневматический
Число групп ПИ	2 (flip-flop)
Расстояние между группами ПИ	50 м
Интервал ПВ	50 м (25 м flip-flop)
Длина активной части косы	6000 м
Число каналов на косе	480
Расстояние между группами гидрофонов	12.5 м
Число кос	10

▲ *Табл. 1. Параметры сейсмической съемки.*

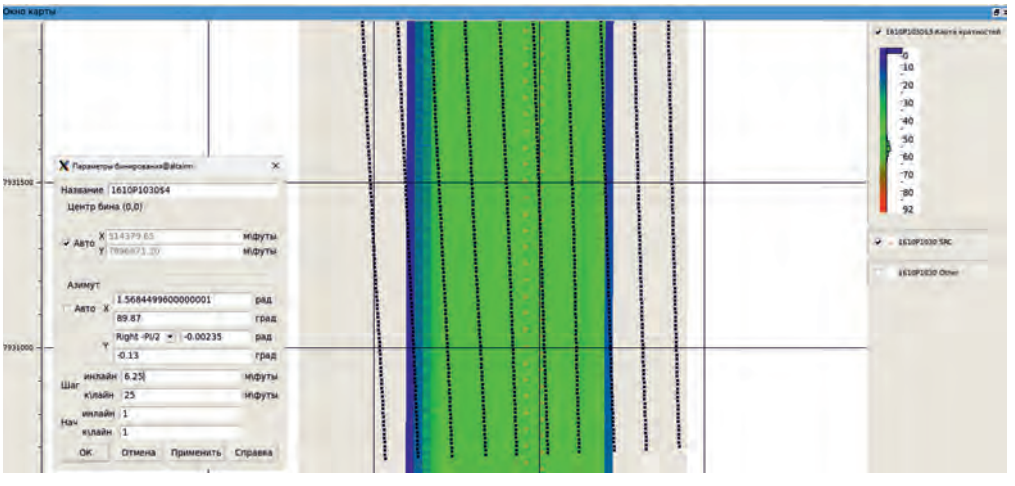
Результаты обработки

В рамках пилотного проекта был сформирован граф обработки (Рис. 3), который соответствует требованиям к разделу стандартной обработки типовых

▼ *Рис. 1. Исходные сейсмограммы ОПВ с нанесенными графиками теоретических первых вступлений.*



▼ *Рис. 2. Биннирование сейсмических данных.*



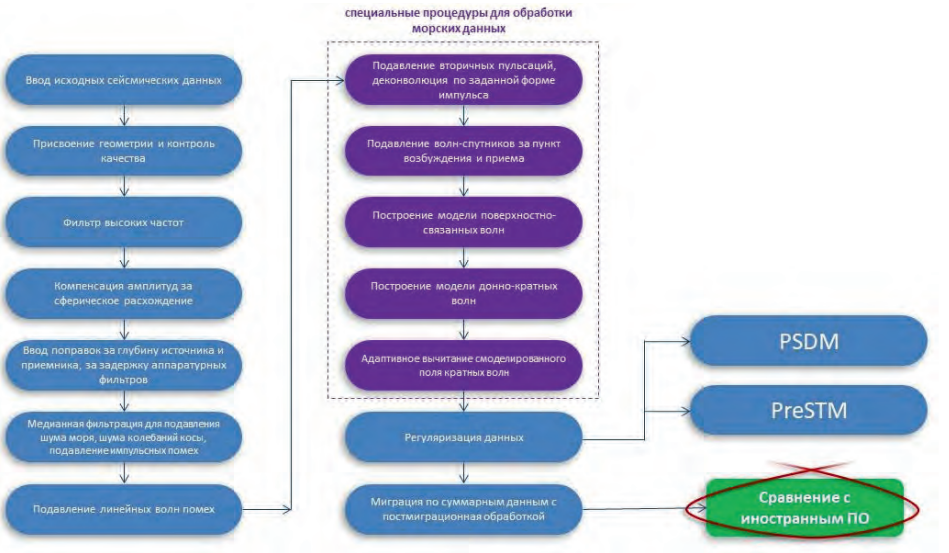


Рис. 3. Граф обработки пилотного проекта.

технических заданий ПАО «Газпром», предъявляемым к обработке морских сейсморазведочных данных 3D, зарегистрированных с буксируемой косой. Указанный граф ориентирован на получение сейсмического изображения высокого качества и отвечает современным требованиям отрасли. Параметры процедур определялись по результатам тестирования на сейсмических наборах, полученных для ближней и дальней косы тестового сиквенса, что является необходимым и, для большинства процедур, достаточным условием при обработке 3D-съемок с буксируемой косой.

На начальном этапе обработки выполнен ряд стандартных процедур подготовки данных. Для подавления низкочастотного фона, вызванного волнением моря, применена частотная фильтрация (ФВЧ). Параметры ФВЧ выбраны путем перебора граничной частоты фильтра и изучения получаемой для каждого варианта фильтрации сейсмической разницы. Выполнена предварительная компенсация сферического расхождения амплитуд (однофакторная модель) перебором степени функции T^n. Выбор степени функции осуществлен с помощью визуального анализа сейсмической записи и кривой затухания амплитуд. Учет влияния погружения источника и приемника реализован через ввод статических поправок, рассчитанных на основе

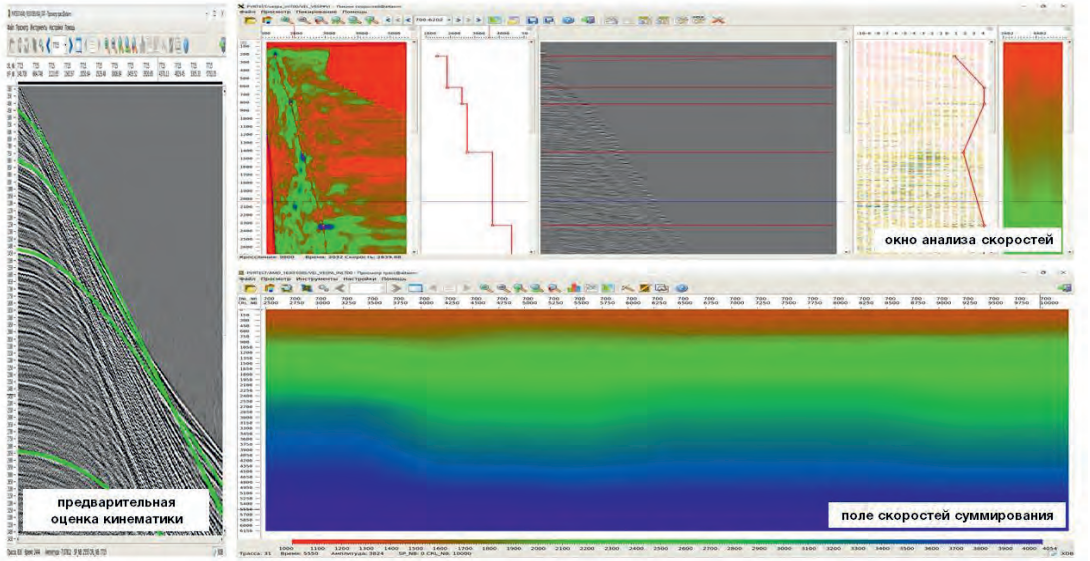


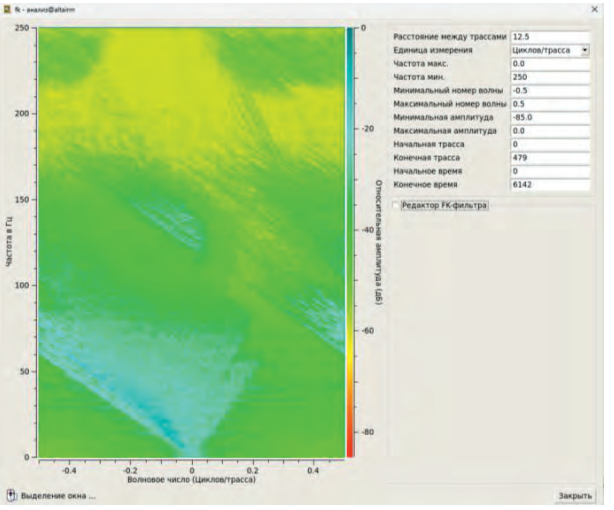
Рис. 4. Интерактивные окна для подбора скоростного закона.

данных о фактических заглублениях каждого ПВ и ПП, полученных из навигационных файлов P190.

После указанных процедур в интерактивном режиме выполнен подбор исходного скоростного закона (Рис. 4) и предварительное суммирование сейсмических данных по ОСТ.

Стандартной, но при этом важнейшей частью любой обработки является шумоподавление - для подавления случайных помех применен каскад частотно-зависимых медианных фильтров (три итерации) в различных сортировках. Каждая итерация была направлена на отдельный вид шумов с соответствующими настройками граничных частот, базы и порогов фильтра. Подавление линейных помех выполнено в две итерации с помощью фильтрации в FK и линейной Радон-области (домен ОПВ). Для работы в FK-области предусмотрен стандартный подход с подготовкой спектра и интерактивным подбором параметров фильтрации (Рис. 5).

Эффективное подавление основных когерентных и случайных помех позволило перейти к выполнению специальных процедур обработки - как известно, для морских данных задача упрощения волновой картины является наиболее сложным этапом временной обработки. Сейсмическая запись, полученная в условиях акватории, всегда осложнена вторичными пульсациями газового пузыря пневмоисточника, волнами-спутниками, фоном кратных волн различной природы. Качественное решение указанных задач является залогом успеха обработки, при этом обеспечить конкурентоспособный (в сравнении с зарубежными коллегами) результат без специализированных и современных алгоритмов в данном случае практически невозможно.



▲ *Рис. 5. Пример окна расчета FK-спектра.*

Для подавления вторичных пульсаций газового пузыря выполнена подготовка соответствующего оператора на основе записи сигнатуры, полученной из служебного канала сейсмического набора. Для подготовки оператора использовалось специальное внутреннее приложение АЛЬТАИР-М, предназначенное для работы с сигналами *TerraWave* (Рис. 6). Для минимизации искажений, вызванных неидентичностью источника, оператор строился отдельно для левого и правого борта. Подготовленные операторы применены к сейсмическим данным, эффект подавления вторичных пульсаций продемонстрирован на разрезе ближнего удаления и АКФ (Рис. 7).

Приложение *TerraWave* является базовым инструментом АЛЬТАИР-М для работы с сигналами и было использовано в том числе и для подготовки оператора эквивалентного нуль-фазового фильтра. В данном случае в качестве входных данных использовалась сигнатура источника после предварительного подавления волны-спутника. Применение полученного оператора позволило привести данные к виду, близкому к нуль-фазовому.

Как известно, в следствие заглубления источника и приемника и наличия жес-

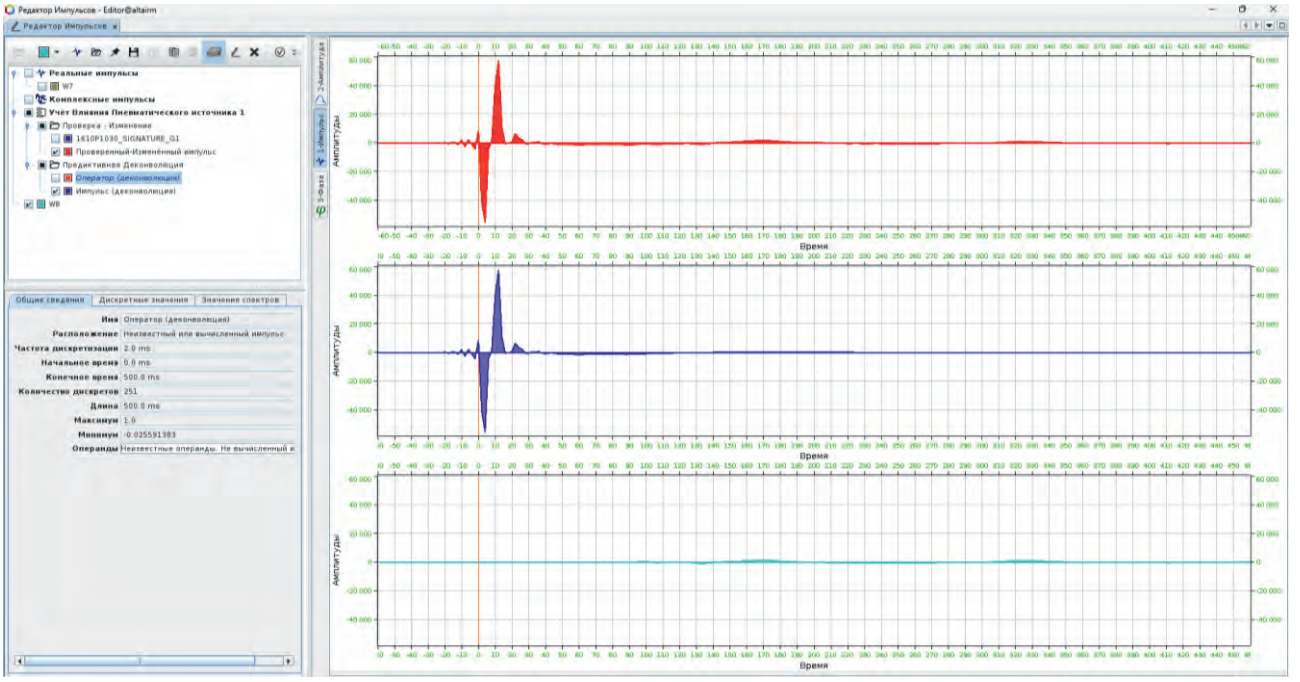


Рис. 6. Исходная сигнатура источника (красный), после подавления вторичных пульсаций (синий), их разница (голубой).

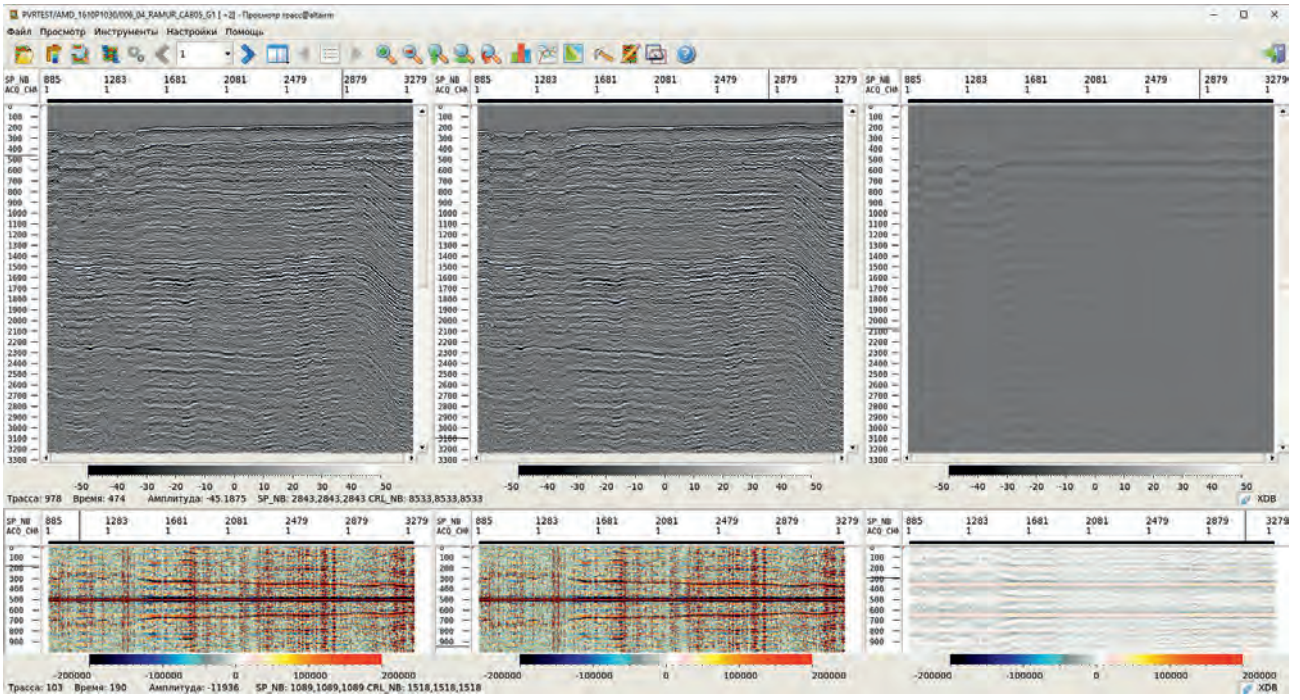


Рис. 7. Результат подавления вторичных пульсаций на сейсмических данных (разрез ближнего удаления) и АКФ.

ткой контрастной границы вода/воздух, коэффициент отражения от которой близок значению -1.0, в волновой картине для каждого сейсмического события возникают два побочных дополнительных отражения, которые, интерферируя с полезным сигналом, создают дополнительные фазы в *t-x* области – волны-спутники за ПП и ПВ. В амплитудно-частотном спектре спутники проявляются в виде характерных провалов на частотах, значения которых контролируются глубиной буксировки приемного и излучающего оборудования. Процедура

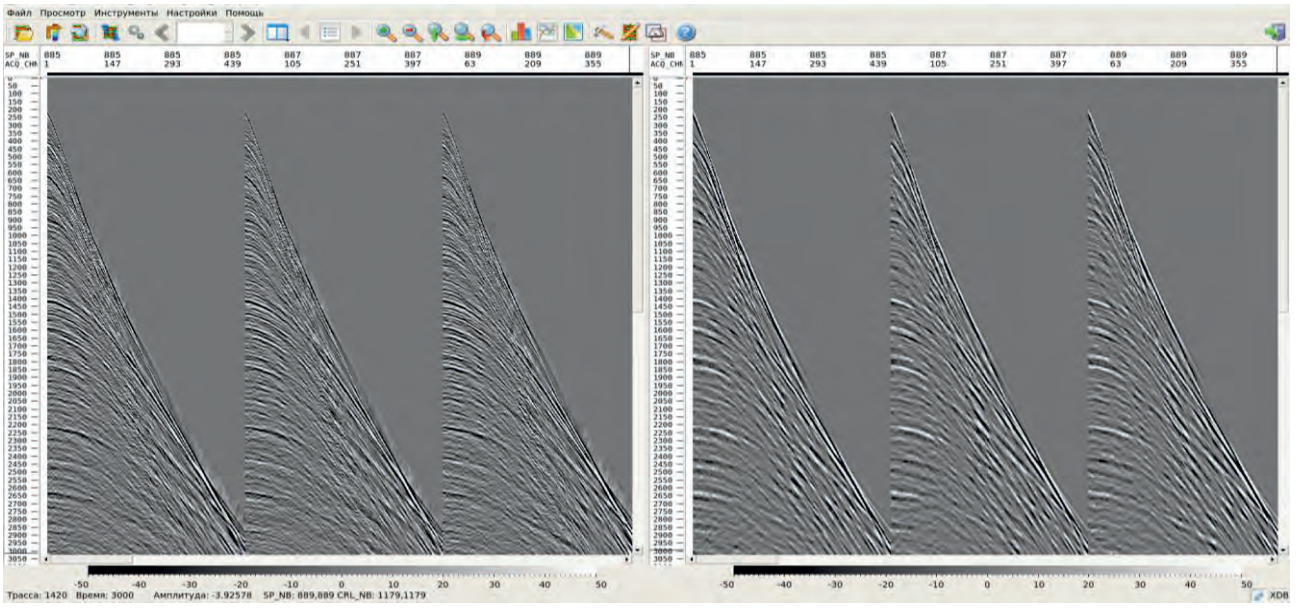
подавления спутников (дегостинг) давно является стандартной для обработки морских данных, от корректности ее выполнения в значительной степени зависит вертикальная разрешающая способность итогового сейсмического изображения и его динамические характеристики. Подавляющее большинство алгоритмов подавления волн-спутников реализованы в двумерных областях *FK* или *Tau-p* - в АЛЬТАИР-М предусмотрены оба эти подхода.

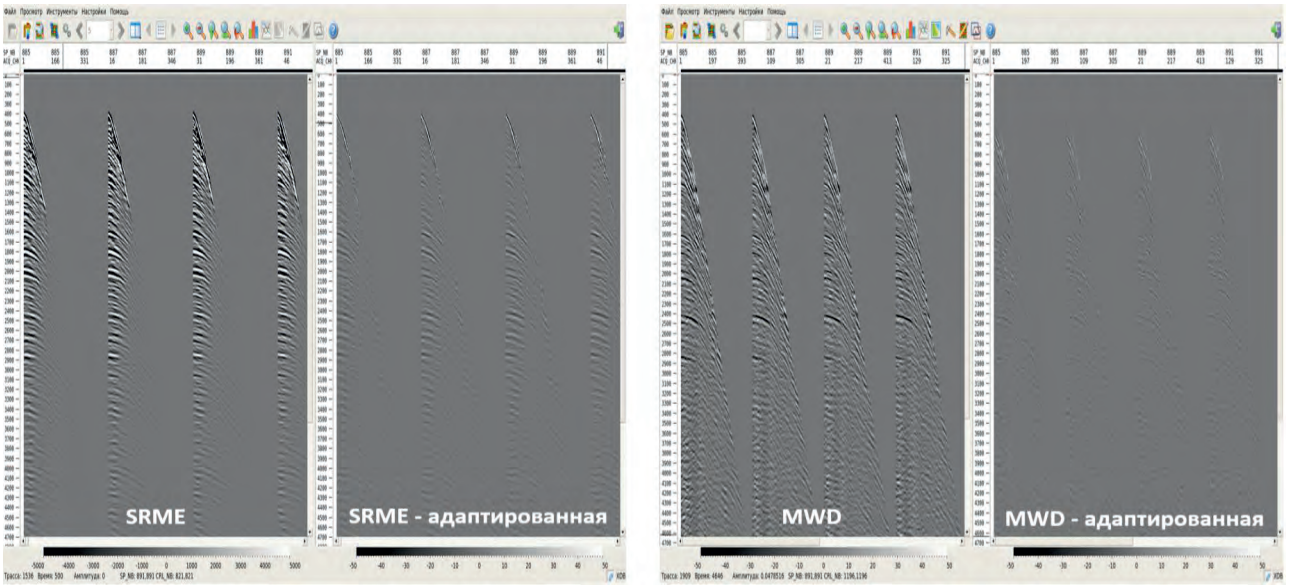
В рамках описываемых работ подавление волн-спутников выполнялось в области *Tau-p* с использованием современной реализации алгоритма – *BroadSeis*-дегостинг (одновременно за ПП и ПВ). *BroadSeis*-алгоритмы были изначально разработаны для работы с данными, зарегистрированными с наклонной косой *(BroadBand seismic)*, однако хорошо себя зарекомендовали и для стандартного случая буксировки кос на единой глубине. Указанная реализация позволяет стабилизировать спектр выходного сигнала в области низких частот, тем самым обеспечить минимальный уровень артефактов записи, при этом надежно подавляет волны-спутники и компенсирует с ними связанные провалы спектра во всем диапазоне частот. Следует отдельно отметить, что указанный алгоритм реализован в варианте 3D, что позволяет избавится от сложностей при применении двумерных алгоритмов дегостинга к сейсмическим данным с дальних кос, вызванных не учётом перпендикулярного оффсета ПВ-ПП (Рис. 8).

Функциональное обеспечение АЛЬТАИР-М предоставляет возможность моделировать любые типы кратных волн – от свободной поверхности, донно-кратные, внутрислойные. В рамках описываемой тестовой работы был выбран стандартный подход с моделированием кратных волн от свободной поверхности (SRME) и донно-кратных (MWD), с последовательной глобальной и локальной адаптацией моделей в t-x области (Рис. 9, 10).

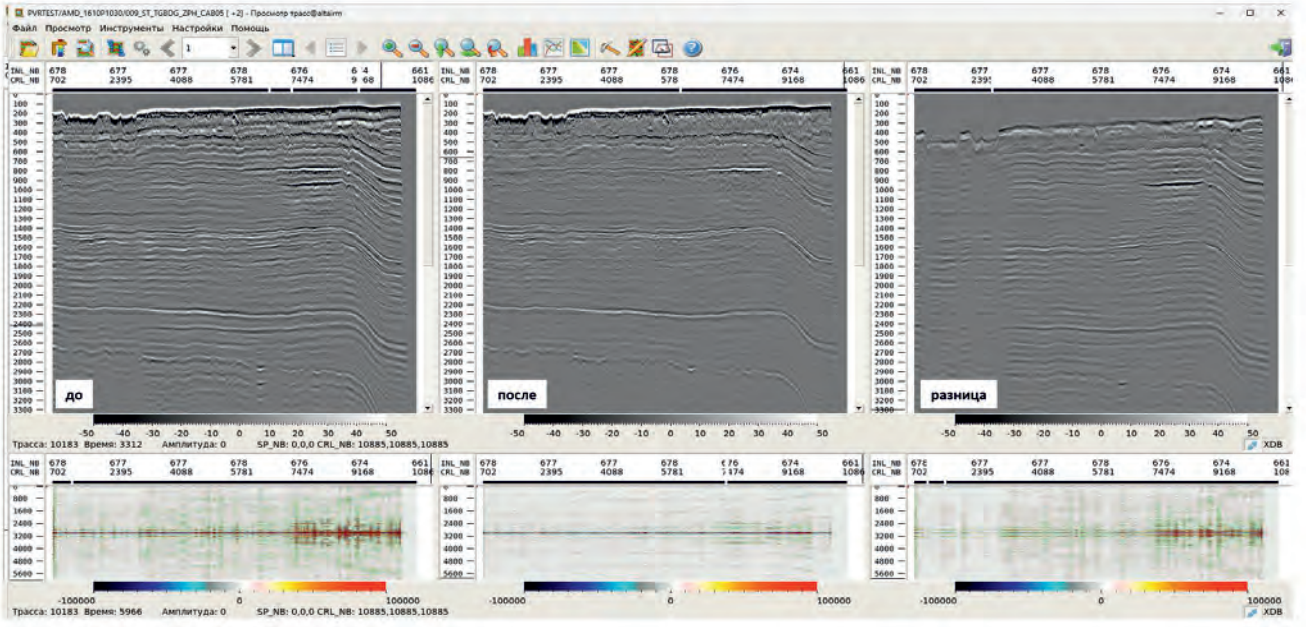
Полученные в результате подавления кратных волн данные прошли ряд процедур дополнительного шумоподавления и были использованы для уточнения кинематического закона.

▼ *Рис. 8. Исходные данные (слева) и результат подавления волн-спутников за ПВ и ПП (справа).*





▲ *Рис. 9. Примеры моделей кратных волн и их адаптации.*



▲ *Рис. 10. Результат подавления кратных волн на сейсмических данных (суммарный разрез в направлении IL) и АКФ.*

На окончательном этапе сигнальной обработки выполнена 3D-регуляризация для восстановления пропусков данных, пересчета трасс в центр бина и регуляризации удалений. На вход алгоритма подавались трассы в подборке оффсет-класс с предварительным вводом частичной кинематики. Для морских сейсмических съемок результат наиболее показателен в направлении XL (Рис. 11).

Сейсмические данные после регуляризации и дополнительного шумоподавления отмигрированы с использованием алгоритма Кирхгофа.

Результаты

Тестовые работы позволили подтвердить функциональную готовность АЛЬТАИР-М к реализации полного цикла обработки морских сейсмических данных 3D – от загрузки данных и контроля качества до миграционных преобразований. Важно отметить, что в рамках рассматриваемой экспресс-обработки

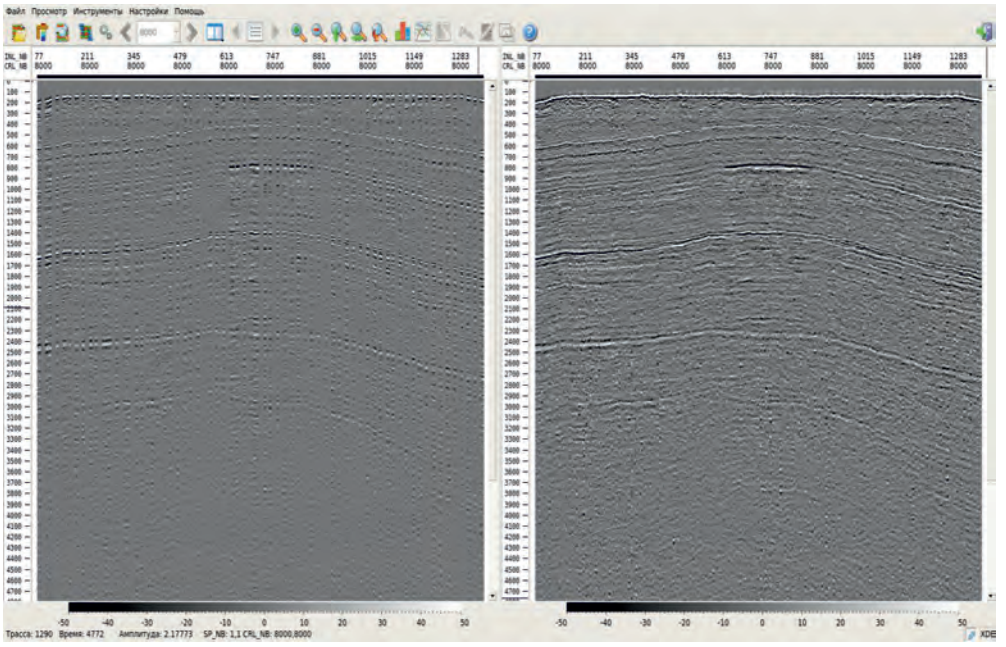


Рис. 11. Пример регуляризации данных (ближний оффсет-класс, направление XL). Исходные данные – слева, после регуляризации – справа.

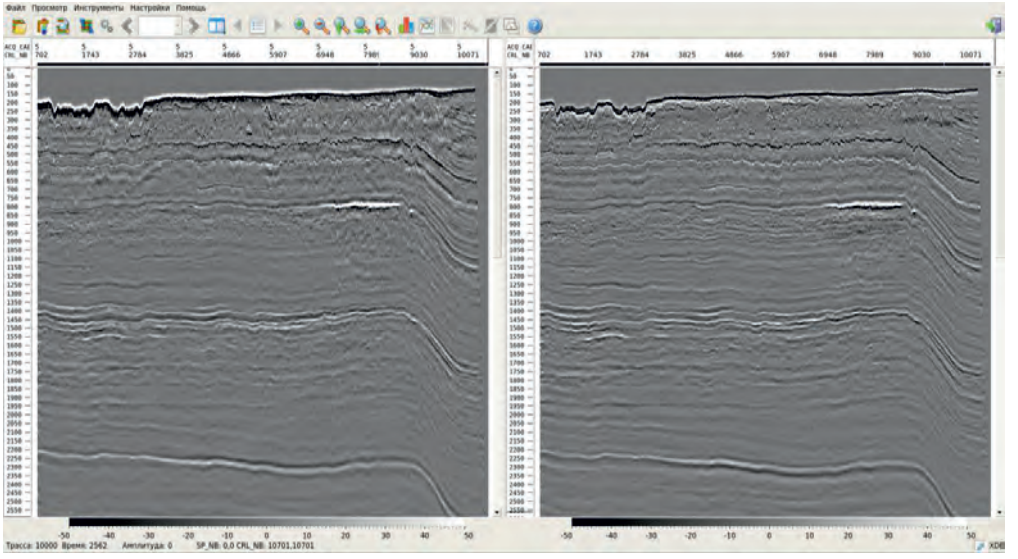
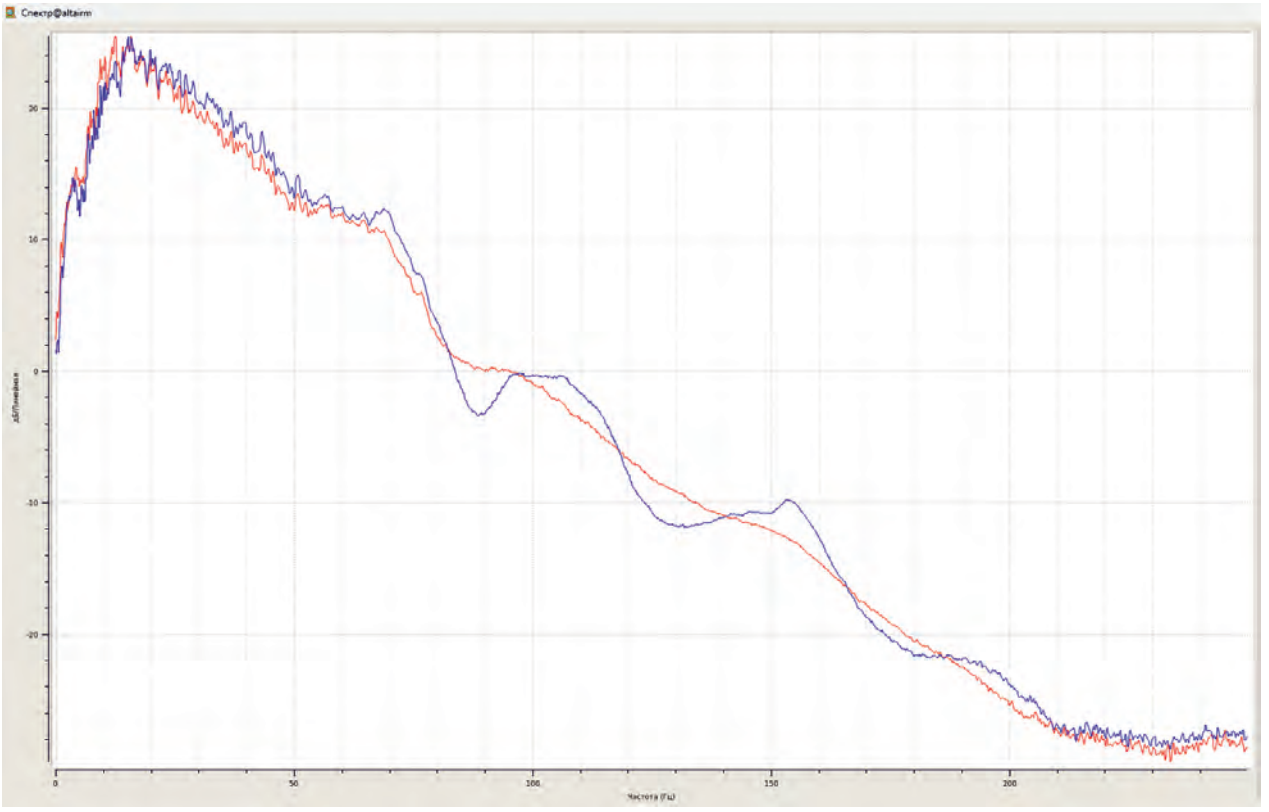


Рис. 12. Сравнение мигрированного изображения, полученного в АЛЬТАИР-М (слева) и иностранном коммерческом ПО (справа).

потенциал программного обеспечения реализован не полностью – в случае решения сложных производственных задач граф обработки должен быть существенно доработан за счет использования дополнительных процедур и функциональных возможностей программного обеспечения. Например, при обработке данных, зарегистрированных на мелководных участках, где отражение от морского дна регистрируется в искаженном виде, и, как следствие, получить корректную сверточную модель кратных верхней части разреза невозможно, рекомендуется использовать специализированный алгоритм моделирования – SWD (Shallow Water De-multiple), реализация которого так же присутствует в рассматриваемом программном обеспечении. Существуют и дополнительные подходы к адаптации моделей – адаптация может быть выполнена, как и в описываемых работах, в t-x-области, так и в более продвинутой реализации – адаптации в curvelet.

Результаты тестовой обработки были сопоставлены с результатами, полученными в одном из современных коммерческих иностранных программных обеспечений. Итоговое сейсмическое



▲ *Рис. 13. Сравнение спектров мигрированного изображения, полученного в АЛЬТАИР-М (красный) и иностранном коммерческом ПО (синий).*

изображение, полученное в АЛЬТАИР-М, не уступает по качеству результатов иностранному ПО (Рис. 12), а в части отдельных процедур (например, подавления волн-спутников) – превосходит, что дополнительно подтверждается оценками амплитудно-частотных характеристик записи (Рис. 13).

Литература

1. Казанин А.Г., Литвачук А.В., Сидоров Д.Н., Сутягин Н.В., 2024, «РОССИЙСКОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ОБРАБОТКИ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ДАННЫХ "АЛЬТАИР-М"», Приборы и системы разведочной геофизики 3 (82)/2024, стр. 23-28

2. Литвачук А.В., Казанин А.Г., Горбачев И.В., 2024 "АЛЬТАИР-М" - НОВОЕ РОССИЙСКОЕ ПРОГРАММНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ОБРАБОТКИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ, В книге: Санкт-Петербург 2024. Геонауки: современные вызовы и пути решений. Сборник материалов 11-й международной геолого-геофизической конференции. Москва, 2024. С. 90-93.

SOVFRANSGEO

АО «АНТАРЕС-КОД»

СИМПОЗИУМ ПО ОБРАБОТКЕ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ В НОВОМ РОССИЙСКОМ ОБРАБАТЫВАЮЩЕМ КОМПЛЕКСЕ

АЛЬТАИР - М

- Синергия ресурсов и идей Компаний ООО «Совфрансгео» и АО «МАГЭ»

SOVFRANSGEO

- Включен в реестр отечественного ПО «Реестры программ для электронных вычислительных машин и баз данных».
- Предназначен для обработки сейсморазведочных данных на суше и море, включая миграцию, томографию, 5D регуляризацию, SRME, многокомпонентную и 4D съёмку.
- Совместим с различными операционными системами.
- Предоставляет пользователям возможность интеграции собственных наработок и алгоритмов для обработки сейсмических данных.
- Способствует внедрению инновационных отечественных разработок, включая решения сторонних производителей.

MAGE

г. ТЮМЕНЬ
18 марта 2025 г.

Опыт реализации инженерной сейсмической томографии со сверхмалым шагом приёма

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

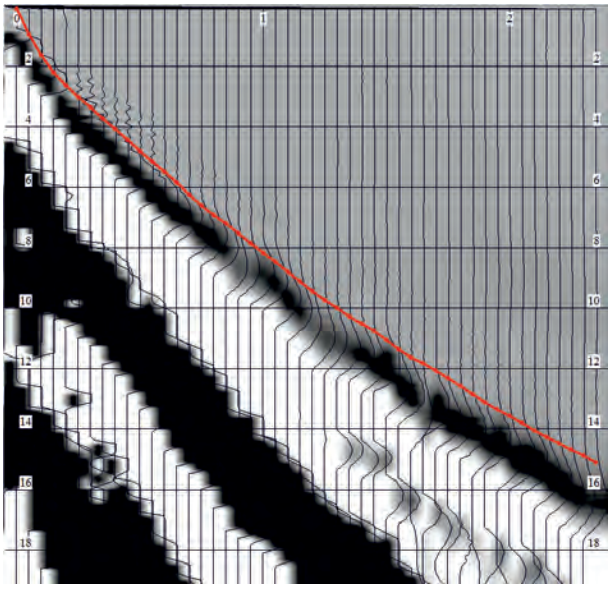
Аннотация: *статья посвящена анализу результатов сейсмотомографии, выполненной с шагом 10 см в летнее и зимнее время.*

Ключевые слова: *инженерная сейсморазведка, сейсмотомография, малый шаг приёма.*

Введение

Рефрагированные волны образуются в средах с градиентом скорости, они характерны для кровель пластов, в том числе и приповерхностного. Прослеживаются рефрагированные волны в первых вступлениях, их годограф имеет форму гладкой кривой линии, выпуклой в направлении оси времени (Рисунок 1).

В нефтегазовой (глубинной) сейсморазведке рефрагированные волны применяются редко, их использование ограничивается в основном изучением верхней части разреза для последующего ввода статических поправок. По временам вступления рефрагированных волн и координатам пунктов приёма выполняется кинематическая инверсия — определяется скоростной закон с непрерывным изменением истинной скорости.



▲ *Рис. 1. Годограф рефрагированной волны.*

В одномерном варианте инверсия производится по каждому годографу первых вступлений, её результаты относятся к пунктам возбуждения. Для выполнения одномерной кинематической инверсии применяются способ Кондратьева или более точный способ Чибисова. Истинные скорости на глубине максимального проникновения луча рефрагированной волны находятся по наклону годографа в пункте приёма, а по распределению скоростей и координатам пунктов приёма восстанавливаются глубины точек поворота лучей. Для обоих способов необходимо, чтобы истинная скорость монотонно возрастала с глубиной, а способ Чибисова также требует, чтобы обрабатываемый годограф был полным, то есть включал удаления от нуля (пункт возбуждения) до максимального. К недостаткам одномерной инверсии относятся ручная корреляция и обособленная обработка большого количества годографов [Зеркаль, Хогоев, 2008].

Двухмерная инверсия системы годографов рефрагированных волн и соответствующая решению этой задачи система наблюдений получили название сейсмической томографии, здесь совокупность времён вступления рассматривается как единый массив данных и реализуется их совместная обработка [Шишкина и др.,

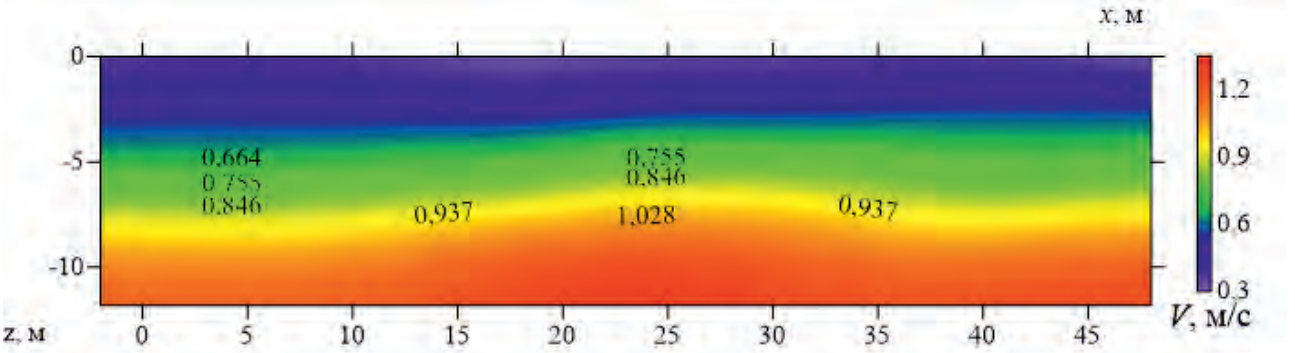


Рис. 2. Результат двухмерной инверсии системы годографов рефрагированной волны.

2015]. Результатом кинематической инверсии является распределение истинной скорости по латерали и глубине, то есть по структуре это плоское цветное изображение (Рисунок 2).

Разрешающая способность сейсморазведки во многом определяется шагом приёма. В инженерной сейсморазведке чаще всего применяется шаг приёма 2 м, что часто неоптимально с точки зрения выделения маломощных горизонтов в верхней части разреза [Романов и др.,2024]. В статье рассматривается опыт реализации инженерной сейсмотомографии (СТ) со сверхмалым (10 см) шагом приёма в летнее и зимнее время.

Результаты выполнения сейсмотомографии

Для реализации сейсмотомографии со сверхмалым шагом приёма авторами была создана приёмная линия длиной 4,7 м, состоящая из 48 пунктов приёма с шагом 0,1 см. Источник продольных и поперечных волн (удары лёгким молотком по металлической пластине) поочерёдно располагался в каждом пункте приёма (Рисунок 3).

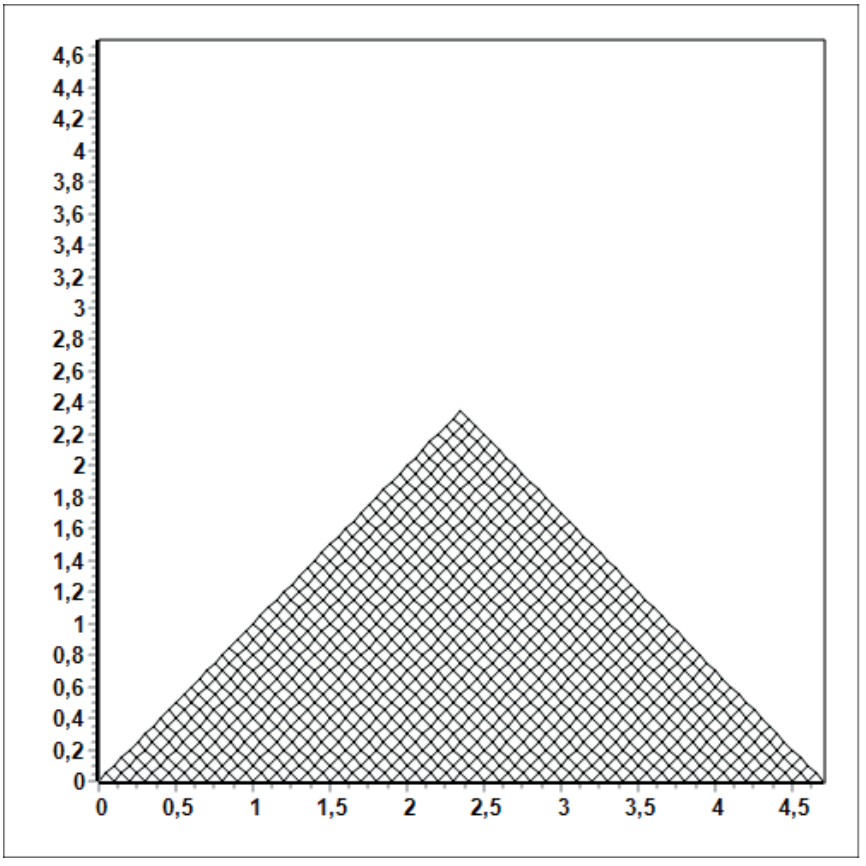


Рис. 3. Система наблюдений со сверхмалым шагом приёма на обобщённой плоскости.

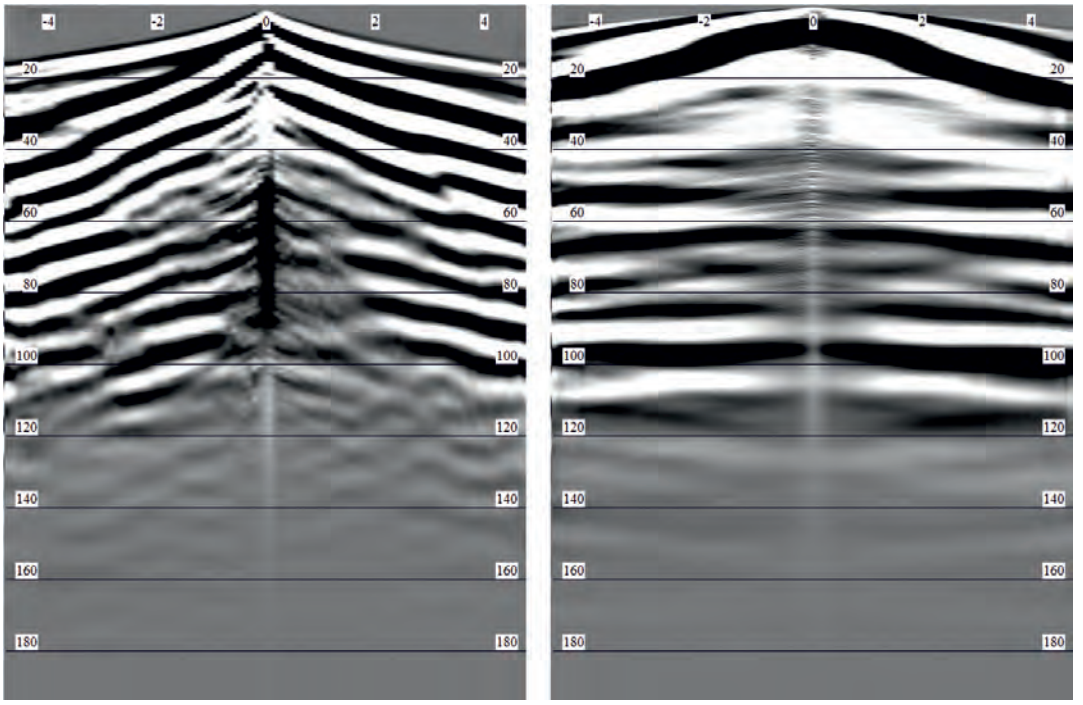


Рис. 4. Сейсмограммы продольных волн (схема Zz) в летнее (слева) и зимнее (справа) время.

Глубинность сейсмотомографии определяется максимальным удалением (дистанцией) применяемых расстановок.

Глубинность сейсмотомографии и метода преломлённых волн равна 1/4 – 1/6 от максимальной дистанции расстановки, поэтому применяемая система позволила детально изучить первые 0,8–1,2 м разреза.

На профиле, расположенном на открытой грунтовой поверхности, сейсморазведочные работы были выполнены два раза — в августе 2024 года и феврале 2025-го. В очередной раз подтвердился тезис о существенном влиянии промерзания первого слоя разреза на волновое поле[Скворцов и др., 2011]. На рисунках 4 и 5 показаны сейсмограммы, полученные на продольных и попе-

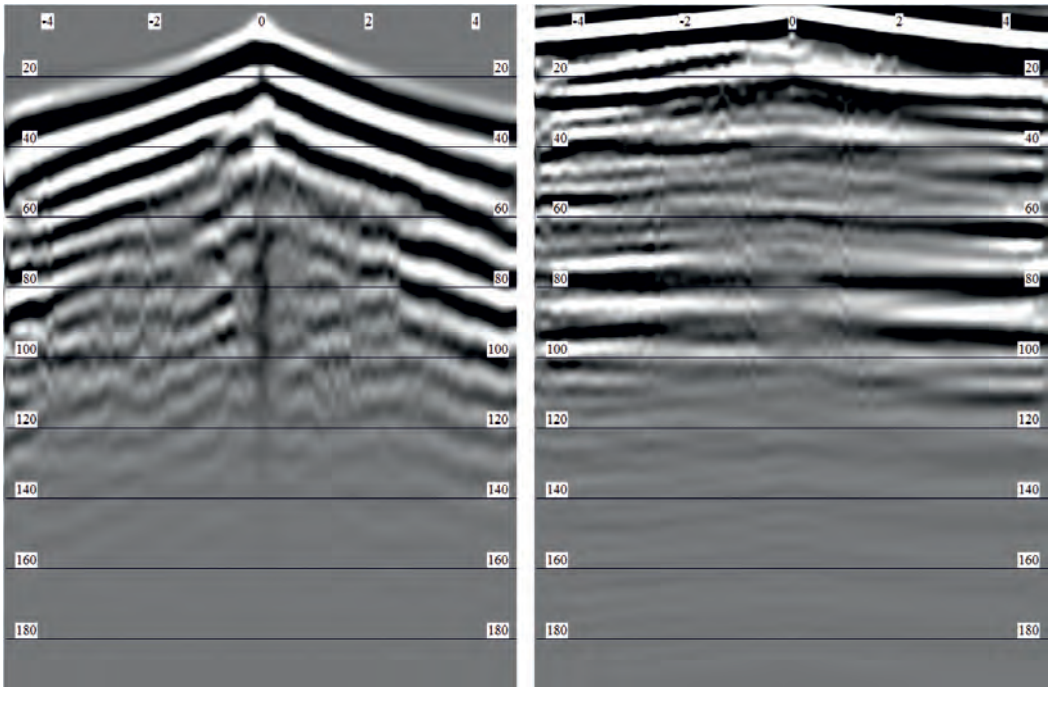
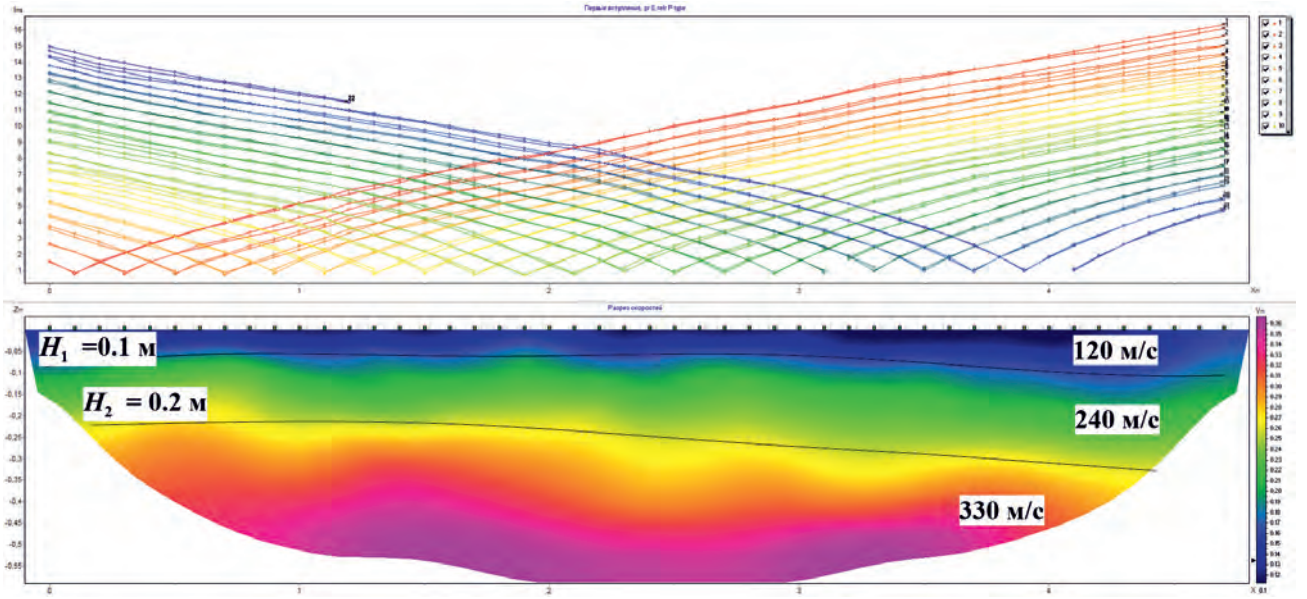


Рис. 5. Сейсмограммы поперечных волн (схема Yy) в летнее (слева) и зимнее (справа) время.



▲ *Рис. 6. Система годографов и результат инверсии сейсмотомографии.*

речных волнах.

Рефрагированные волны в первых вступлениях прослеживались только на “летних” сейсмограммах, зимой наблюдались только высокоскоростные прямые волны и отражения в последующих вступлениях. У прямых волн отмечалась существенная дисперсия скорости. Преобладающая частота объёмных волн из-за применения достаточно слабого источника колебаний составляла 100–120 Гц.

В результате инверсии полученной системы годографов первых вступлений в программе Zond 2DST (автор Каминский А.Е.) было определено двухмерное непрерывное распределение истинной скорости. На рисунке 6 продемонстрирован скоростной разрез, полученный в летнее время на продольных волнах. С их помощью удалось установить трёхслойное строение грунтовой толщи на глубину до 0,5 м. Выбор сверхмалого шага приёма позволил существенно повысить разрешающую способность сейсмотомографии и выделить низкоскоростные слои, пропускаемые при инверсии данных, полученных с большим шагом.

Выводы

В результате анализа выполненной сейсмотомографии было установлено, что при переходе на сверхмалый шаг приёма удаётся выделять слои толщиной 0,1–0,2 м на глубинах менее 1 м. При реализации сейсмотомографии такого рода следует уменьшать энергию источника и использовать меньшие шаги дискретизации (0,125–0,250 мс).

Литература

1. Зеркаль С. М., Хогоев Е. А. Кинематическая сейсмотомография с использованием площадной системы наблюдений //Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2008. – Т. 5. – С. 147-152.

2. Романов В. В. И др. Опыт выполнения многоволновой инженерной сейсморазведки со сверхмалым шагом приема / В. В. Романов, М. Д. Кауркин, И. В. Крячков, И. А. Бабуркин // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2024. – № 3(82). – С. 70-73. – EDN SRXOYI.

3. Скворцов А. Г., Царев А. М., Садуртдинов М. Р. Методические особенности изучения сейсмогеокриологического разреза //Криосфера Земли. – 2011. – Т. 15. – №. 4. – С. 110-113.

4. Шишкина М. А., Фокин И. В., Тихоцкий С. А. К вопросу о разрешающей способности межскважинной лучевой сейсмической томографии //Технологии сейсморазведки. – 2015. – Т. 1. – С. 5-21.

Подробнее об авторах



РОМАНОВ
Виктор Валерьевич

Доцент кафедры разведочной геофизики и компьютерных систем факультета геологии и геофизики нефти и газа Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, к.т.н.



КАУРКИН
Михаил Дмитриевич

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



КРЯЧКОВ
Иван Вячеславович

Инженер лаборатории инженерной геофизики и сейсмического микрорайонирования федерального государственного бюджетного учреждения науки, Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН.



БАБУРКИН
Иван Александрович

Инженер лаборатории инженерной геофизики и сейсмического микрорайонирования федерального государственного бюджетного учреждения науки, Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН.

4D сейсмическая инверсия как метод уточнения интерпретации для последующего количественного анализа данных 4D сейсморазведки на объекте Sleipner B

Лекомцев А.В.

Аннотация. В статье раскрываются методика и результаты инверсии данных 4D сейсмомониторинга на одном из морских месторождений у северо-восточного побережья Норвегии. Основой послужили последовательные 3D съемки, выполненные в режиме 4D в период с 1994 по 2010 год за время его промышленной эксплуатации. Отмечается, что результаты чувствительны к насыщению CO2 даже на уровне разности амплитуд. Однако автор считает, что можно получить дополнительную информацию, посредством выполнения сейсмической инверсии.

Ключевые слова: 4D сейсморазведка, 4D сейсмомониторинг, 4D инверсия.

Введение

Проекты освоения морских месторождений углеводородов известны с конца XIX века [1]. Их основной особенностью, является более высокая стоимость бурения скважин в сравнении со сходными наземными операциями. Современная сейсморазведка 3D впервые была применена в середине 70-х годов прошлого века в США [3]. По мере развития метода 3D сейсморазведки, компаниями нефтедобытчиками, было предложено использовать данный метод на морских месторождениях в режиме 4D, для контроля разработки залежи и экономии средств на бурении наблюдательных скважин. Широкое коммерческое использование методика 4D сейсмомониторинга получила в 90-х годах прошлого века и впервые была применена на шельфе Северного моря, компанией StatOil Hydro совместно с Exxon. Особо обсуждаемым в 2000-х годах стал пример месторождения Валхал в Северном море, где повторные съемки проводились ежеквартально [4, 12] со значимым результатом. К 2012 году в мире насчитывалось более 50 морских месторождений, где была использован 4D сейсмомониторинг разработки [10]

Помимо добычи углеводородов, породы коллекторы могут применяться и для утилизации различных бытовых отходов платформ и промышленных отходов производственных объектов, например, газа CO2, побочного продукта, объектов металлургии и т.п.

К проектам где выполняется сейсмониторинг относится и объект Sleipner, который является газовым месторождением, открытым в 1974 году в Норвежском секторе Северного Моря в 100 км от Ставангера (Рис. 1). Добыча газа осуществляется из более древних и глубоких пород, исследуемая же формация приурочена к терригенным отложениям миоцена - плиоцена Североморского нефтегазоносного бассейна. По своему геологическому строению объект многопластовый, с наличием зон литологических замещений и значительной литофациальной изменчивостью как по площади, так и по разрезу, Закачка CO2, была начата в 1996 а завершена в 2015 году. Общий объем закачки составил 15.5 млн тонн.

Объект исследования полностью покрыт сейсмической съёмкой 3D МОГТ объёмом в 300 км² в 1994 г. Эти данные получены до начала разработки и являются базовыми для последующих мониторинговых съёмок 4D, которые выполнялись в 1997, 2001, 2006, 2010 г.

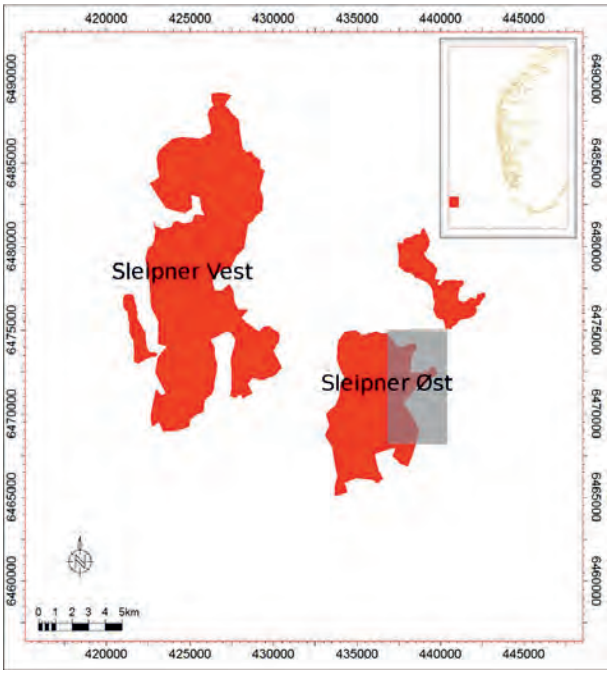


Рис. 1. Проект " Sleipner".

Разработка объекта выполняется с морской платформы в рамках проекта по утилизации CO2 (см. Рис. 1). В 1996 году была начата закачка газа в пласты коллекторы, через единственную эксплуатационную скважину – 15/9 A16, которая, была завершена в 2015г. 4Д сейсмомониторинг позволяет оценить как целостность удерживающей покрышки, так и остаточную емкость пород коллекторов.

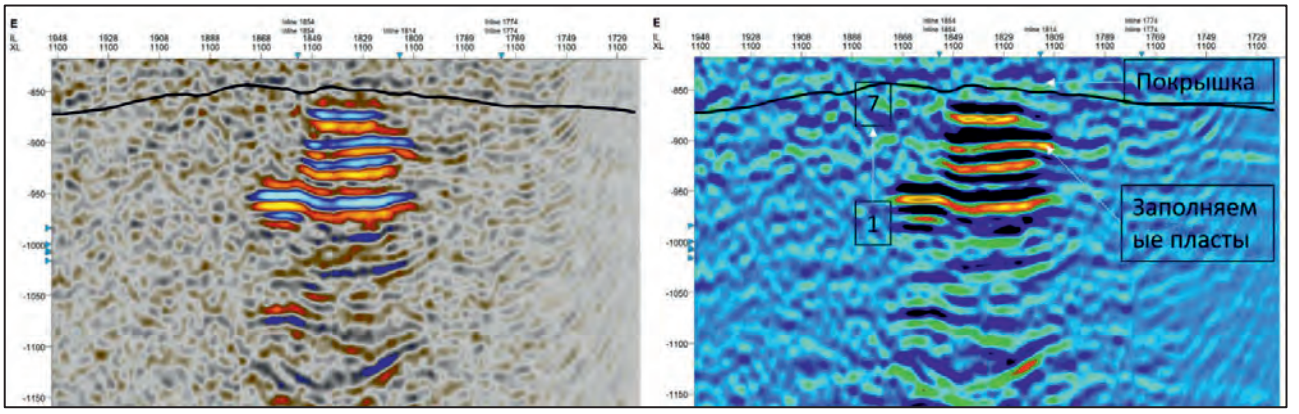
Методы исследований и результаты

Особенностью 3D и 4D сейсмических исследований является необходимость работы с данными в поле амплитуд, то есть, простым сейсмическим сигналом, свернутым с коэффициентами отражения через преобразование Фурье. Интерпретатор при этом вынужден иметь дело с относительно сложной волновой картиной. Сейсмическая инверсия, выполняет процедуру обратную свертке, что позволяет получать «более разрешенные» данные. Сама процедура инверсии при этом может быть различной, начиная от простой акустической и заканчивая различными вариантами стохастической инверсии [2, 3, 7, 8, 9, 13, 14].

При процедуре синхронной инверсии, восстанавливаются разрезы или кубы P, S импеданса и куб плотностей [5]. В случае инверсии данных в 4D режиме синхронной инверсии, она выполняется минимум 2 раза, например, для базовой и съемки монитора. При этом в результате синхронной 4D инверсии, будут получены кубы P, S импеданса для базовой и съемки монитора, кубы плотностей для базовой съемки и съемки монитора.

Наибольшую сложность при этом представляет получение кубов плотностей. Как известно, изменения в плотностях, отражаются в амплитудах с угловым диапазоном более 30°. Угловой диапазон, при этом, как правило, ограничен 40° - 45°. Эта ограниченность неизбежно сказывается на качестве получаемых результатов. Данное обстоятельство налагает повышенные требования к качеству обработки сейсмических данных. В том случае, если породы нечувствительны к изменению давлений, задача упрощается и можно ограничиться расчетом акустической инверсии, качество которой, для 4Д случая может быть выше, чем для 3Д, в силу различных амплитудно-частотных характеристик разновременных наборов угловых сумм. Однако чувствительность пород к изменению в давлениях нужно тестировать при изучении керна или использовать региональные зависимости, если они существуют.

При этом, следует помнить, что в том случае, если соотношение сигнал помеха низкое и изменение давления в резервуаре, связанное с разработкой не отражается в сейсмическом отклике, то в таком случае можно применять кубы акустического импеданса. Они дадут схожую с кубом плотностей картину, но будут более устойчивы к остаточному фону помех.



▲ *Рис. 2. Сравнение разницы амплитуд (слева) и импедансов (справа) 94 и 10 гг.*

В представленной к вниманию читателя, работе, выполнялась акустическая, инверсия по на основе съемки 4D по, Объекту Sleipner. Массивы данных были получены на основе съемки 1994 г. и 2010 г.

В процессе обработки данных полученных в 2010 году выполнялась и переобработка данных 1994 года. Был выполнен широкий спектр процедур обработки, что позволило ослабить фон кратных волн.

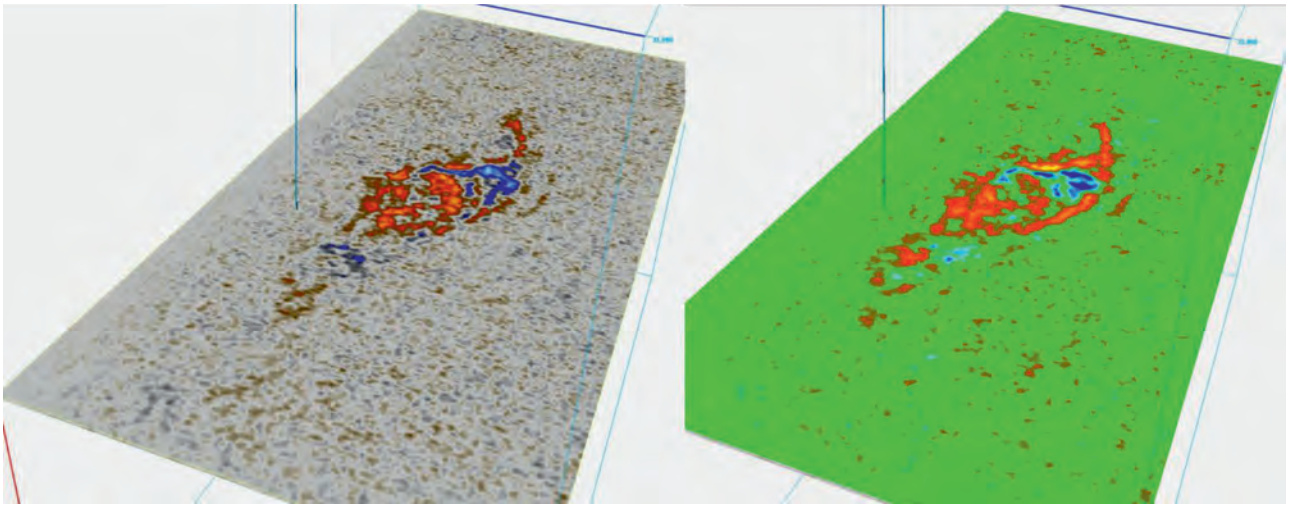
Для выполнения процедуры акустической инверсии применялся суммированный куб данных 1994 года и куб полученный в 2010 году. Для построения низкочастотной модели использовались 2 скважины. Низкочастотная модель была одной и той же для двух наборов данных. Значимых расхождений в форме импульса между съемками разных лет не наблюдалось.

После процедуры инверсии были получены кубы акустического импеданса для данных 1994 и 2010 года, а затем выполнено сравнение данных дельта амплитуд и дельта импедансов.

При сравнении разницы амплитуд и разницы импедансов по разрезу на Рис. 2, на визуальном уровне, можно отметить, что инверсия, дает отличную от импедансов картину. В лучшую сторону, меняется разрешающая способность данных. Сигнал выглядит более сжатым.

Сравнение срезов кубов в одном и том же времени, показывает, что акустическая 4Д инверсия имеет несколько более высокую, разрешающую способность, чем данные амплитуд.

▼ *Рис. 3. Сравнение дельта амплитуд (слева) и дельта импедансов (справа) для среза кубов в одном интервале времени. Отмечается более высокая разрешающая способность инверсии.*



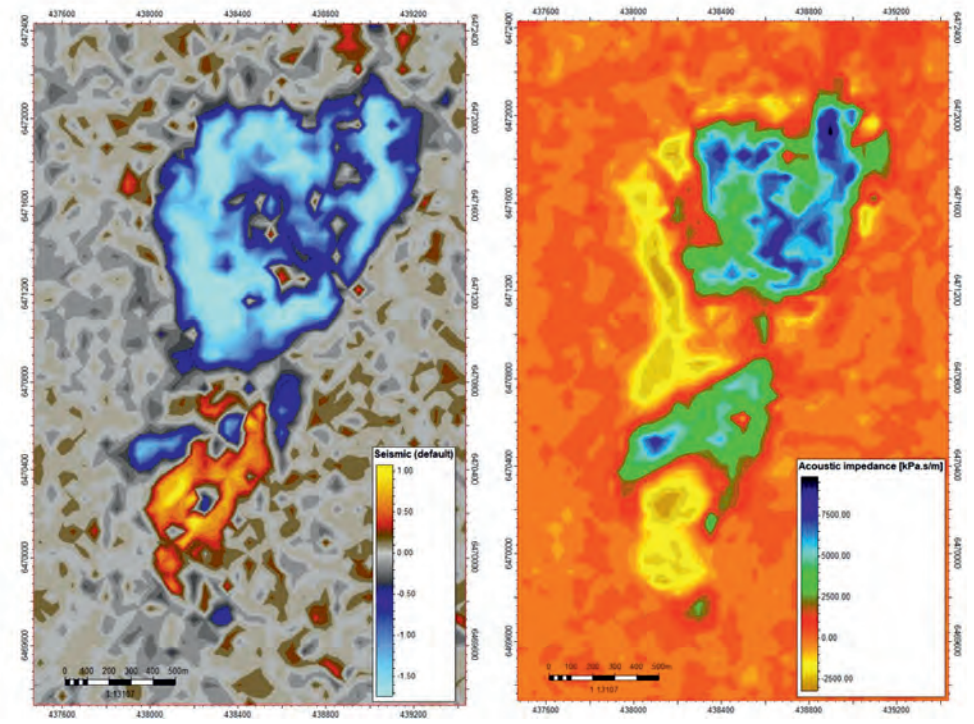


Рис. 4. Сравнение дельта амплитуд (слева) и дельта импедансов (справа) для кровли пласта Utsira для разницы амплитуд 94 и 10 гг. и разницы импедансов 94 и 10 гг.

Отмечено, что геологическое строение в процессе заполнения сжиженным CO2 по данным инверсии выглядит более разрешенным, чем по данным амплитуд.

Анализ интервального среднего по кровле покрышки показывает отличия в наблюдаемой картине- большую расчленённость по данным импедансов. В дальнейшем это должно позволить снизить неопределенность оценки остаточной емкости заполняемых пластов.

Выводы

- 4D инверсия выполнена на данных объекта Sleipner. Полученные данные, демонстрируют существенное улучшение разрешающей способности инверсии в сравнении с анализом данных 4D амплитуд, который применяется традиционно, что объясняется уходом от сложной волновой картины и переходом к импедансам [4, 6, 9, 11].
- В дальнейшем планируется оценить влияние размещаемого флюида и связанного с ним роста давления на AVO сейсмограммы, а также предельную емкость вмещающих пород. Сопоставить полученные данные с геологической и гидродинамической моделью. [7, 9].
- Полученные данные при благоприятных условиях могут позволить перейти к оценке остаточной емкости напрямую, используя импеданс, или в случае синхронной инверсии кубы плотности, избегая влияния сложной волновой картины сейсмических 4D амплитуд [15,16,17].
- Полученный на объекте Sleipner опыт будет применен к объектам на территории РФ где в данный момент применяется 4Д сейсмомониторинг с выполнением не только акустической но и синхронной инверсии и последующим количественным анализом а так же интеграцией в гидродинамическую модель.

Литература

1. Мовсумзаде Э.М., Сеидбейли М.Г., Мастобаев Б.Н., Бабаев Э.Р., Мамедова П.Ш. Морская нефтедобыча в XIX начале XX века. М. История и Педагогика естес-

твознания 2015. №2, С. 3-5.

2. Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология: Теория и методы. Т. 1. Пер. с англ. – М.: Мир, 1983. – 520 с., ил.

3. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М.: Геоинформмарк, 2008, 385 с.

4. Ампилов Ю.П. Сейсморазведка на российском шельфе/ Offshore, 2015, № 2, с. 26-33

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

6. Ампилов Ю.П., Горбачев С.В. Сейсморазведка 4Д в России: Опыт, Проблемы, Перспективы // Геология и геофизика, издательство СО РАН, 2025. DOI: 10.15372/GiG2025112

7. Ампилов Ю.П., Вершинин А. В., Левин В. А., Петровский К.А., Приезжев И.И., Штейн Я.И. Полновое моделирование в сейсморазведке на основе цифровой геологической модели с использованием метода спектральных элементов. // Геология и геофизика, издательство СО РАН, 2024. DOI: 10.15372/GiG2024115

8. Ампилов Ю.П., Владов М.Л., Токарев М.Ю. Технологии морской сейсморазведки в широком частотном диапазоне: проблемы и возможности // Сейсмические приборы. 2018. Т. 54. №4. С. 42-65

9. Воскресенский Ю.Н., Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов // Российский Государственный Университет Нефти и Газа им. И.М. Губкина. 2001

10. Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е. Почти все о сейсмической инверсии. Часть // Технологии сейсморазведки. 2011. № 1. С.5–15.

11. Ampilov, Yu.P From Seismic Interpretation to Modelling and Assessment of Oil and Gas Fields. // EAGE Publ., 2010, pp. 1–274, doi: 10.3997/9789073781825

12. Ampilov Yu.P., Baturin D.G. Latest Marine Geophysical Technologies for Comprehensive Study of Natural Hydrocarbon Reservoirs and Monitoring of Production // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012. 2012. С. 2056-2063

13. Barkved O.I. Seismic Surveillance for Reservoir Delivery//EAGE Publication bv. 2012.

14. Foreste K., Robertson J., Boekholt M. Опыт и результаты первых в России морских сейсморазведочных работ 4D на шельфе Сахалина // Материалы 7-й конф. “Шельф России 2012”. М. 2012.

15. Van Gestel J.P., Kommedal J., Barkved O., Mundal I., Bakke R., Best K. Continuous Seismic Surveillance of Valhall Field // The Leading Edge. 2008. P. 8–14

16. Р.Ю. Дашков, Т.Н. Гафаров, Р.Г. Облеков, А.В. Хабаров, О.В.Тимофеева., 4D-Сейсморазведка как инструмент эффективного мониторинга разработки морских месторождений. // Газовая Промышленность №7 835 2022.

17. Т.Н. Гафаров, Р.Г. Облеков, А.В. Хабаров, О.В.Тимофеева, И.В. Воробьев, Д.В. Глущенко, А.П. Рыков, А.В. Лекомцев, А.В. Теплоухов., Опыт использования результатов акустической и синхронной (упругой) AVA – инверсии при разработке месторождений нефти и газа на шельфе Сахалина (на примере месторождений проекта «Сахалин-2»). // Газовая Промышленность №1 843 2023.

pts64.ru

ooo.pts64@mail.ru

ПРОМТЕХСЕРВИС

ДЕФЕКТОСКОПИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

ООО ЛНК «ПромТехСервис» - услуги дефектоскопии

Неразрушающий контроль – это способ проверки объекта, при котором проверяется его соответствие требованиям и сохраняется целостность и пригодность к использованию после проверки. Наша лаборатория имеет официальное свидетельство об аттестации, которая позволяет проводить дефектоскопию большинства объектов. Наша компания сотрудничает уже более чем с 20-ю организациями.

Объем выполняемых работ и преимущества:

- 500-600 сварных швов в день. Диаметр - до 159 мм включительно
- Документы в электронном виде на следующий день
- Оригиналы документов через два-три дня (в зависимости от удаленности)
- Доступные цены за услуги

Область аттестации:

Виды (методы) неразрушающего контроля:

- Визуально - измерительный (ВИК);
- Радиографический контроль (РК).

Наименование оборудования (объектов):

- Объекты котлонадзора;
- Системы газоснабжения (газораспределения);
- Оборудование нефтяной и газовой промышленности.

ООО «ПромТехСервис».

г. Саратов, 410019, г. Саратов, ул. Крайняя, дом 129.

+7 (967) 504-54-06

ВИБРОИСТОЧНИКИ «ВОСТОК» ОТ ЗАВОДА BASV В РОССИИ

В наличии и под заказ



На колесном и гусеничном ходу



Летнее и арктическое исполнение

Продольная (P) и поперечная (S) волна



@BASV_VOSTOK_RUSSIA

xPORT GROUP

Эксклюзивный дилер BASV в России

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

ОЛИМП-ОЙЛ
ТОРГОВЫЙ ДОМ

Официальный дистрибьютор BASV в России:

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

E-mail: dkrasnoborov@xportgroup.com

xPORT GROUP

GDST 中科深源

многофункциональная
бескабельная система

уже в России!

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








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



Официальный дистрибьютор в РФ:

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

xPORT GROUP

Геофизика, геодезия и бурение способны решить столетний спор геологов об эволюции Земли

Череповский А.В., член редакционной коллегии журнала «ПСРГ», г. Москва.

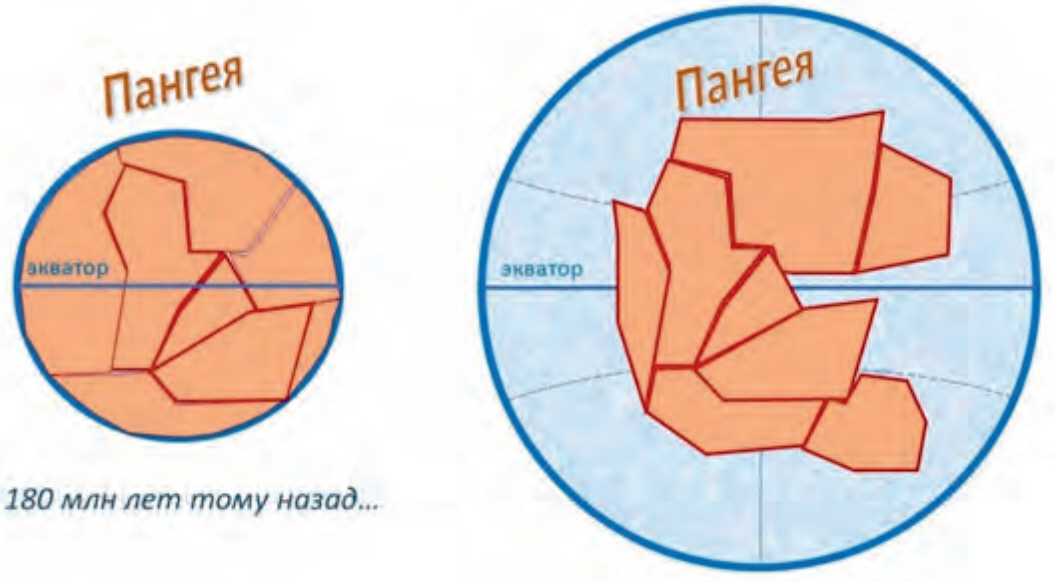
Мобилистской теории развития земной коры присвоено название «классической теории тектоники литосферных плит», и она доминирует в геодинамике во всём мире уже более 50 лет. Но в то же время противоречия, свойственные теории тектоники плит, не удалось разрешить за столь длительный срок, и становится понятно, что для выхода из этого тупика требуются новые парадигмы. Для выявления истинного характера эволюции Земли и земной коры необходимы и достаточны точные измерения размеров земного шара и ускорения силы тяжести в планетарном масштабе, а также разбуривание глубоководных желобов в океанах. Космическая геодезия, абсолютная гравиметрия и глубоководное бурение смогут подтвердить или опровергнуть целесообразность возврата к рассмотрению гипотез растущей Земли.

Суперконтинент Пангея

В первые десятилетия XX века некоторые геологи и географы увлеклись идеями дрейфа континентов, исходя из удивительного сходства очертаний обеих Америк и Африки. Самый известный приверженец дрейфа континентов или мобилист – немецкий географ и метеоролог Альфред Вегенер, – предположил, что в прошлом существовал суперконтинент Пангея, окруженный единым гигантским океаном Панталасса.

Допустив существование в прошлом суперконтинента Пангея, геологам и географам трудно было не задать себе логичный вопрос: а почему все континенты оказались компактно расположенными на одном полушарии Земли, а на другом полушарии царствовал суперокеан? Один из возможных ответов был более чем революционным: быть может, радиус Земли был намного меньше в эпоху существования Пангеи (в 1,6 раза), и современные континенты некогда покрывали ВСЮ поверхность маленькой Земли (рис.1). А предполагаемого суперокеана просто не было!?

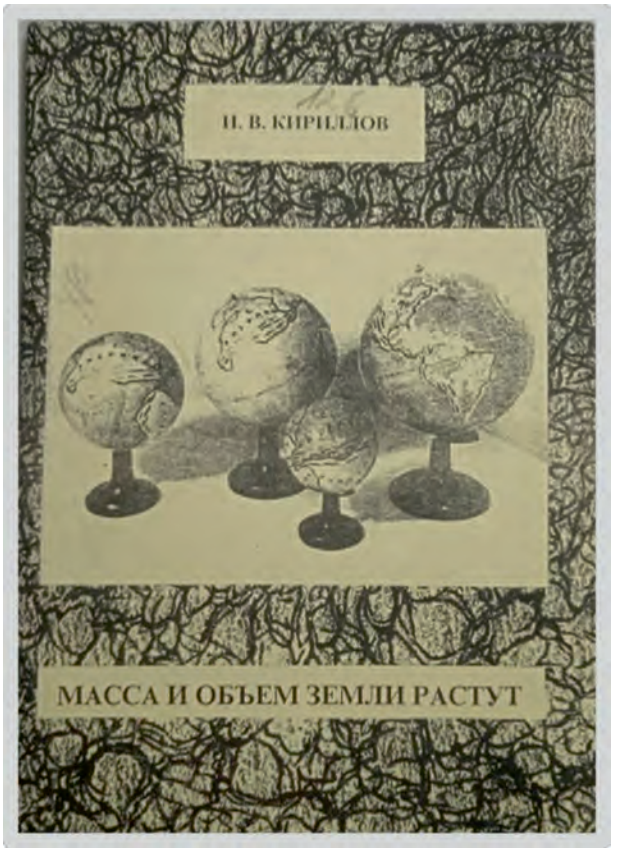
Рис. 1. Схематическое изображение Пангеи 180 млн. лет назад: суперконтинент на одном полушарии Земли или вся поверхность маленькой планеты?



Неуклонно растущая Земля

В середине прошлого века зарубежные и советские исследователи, как правило, ограничивались палеореконструкциями Атлантического океана, в котором сходство очертаний противоположных берегов особенно очевидно, но некоторые учёные конструировали глобусы разного размера (рис.2), с помощью которых они иллюстрировали появление и одновременное расширение океанов. Но если в Германии профессор Отто Хильгенберг оставил заметный след в истории науки благодаря тому, что привлёк внимание к серии глобусов, изготовленных им и выставленных в витрине университета, то наш удивительный советский исследователь-самоучка И.В.Кириллов [4], не получивший высшего образования и работавший (всего лишь!) руководителем кружка авиамоделирования в знаменитом Дворце пионеров на Воробьевых (Ленинских) горах, не получил широкой известности и должного признания. В 50-е и 60-е годы прошлого века Кириллов пытался добиться рассмотрения гипотезы растущей Земли в институтах АН СССР, но его – как человека «с улицы» – нигде не принимали всерьёз и утверждали, что в Академии наук не нуждаются в рассмотрении альтернативных гипотез, поскольку «академики не ошибаются»...

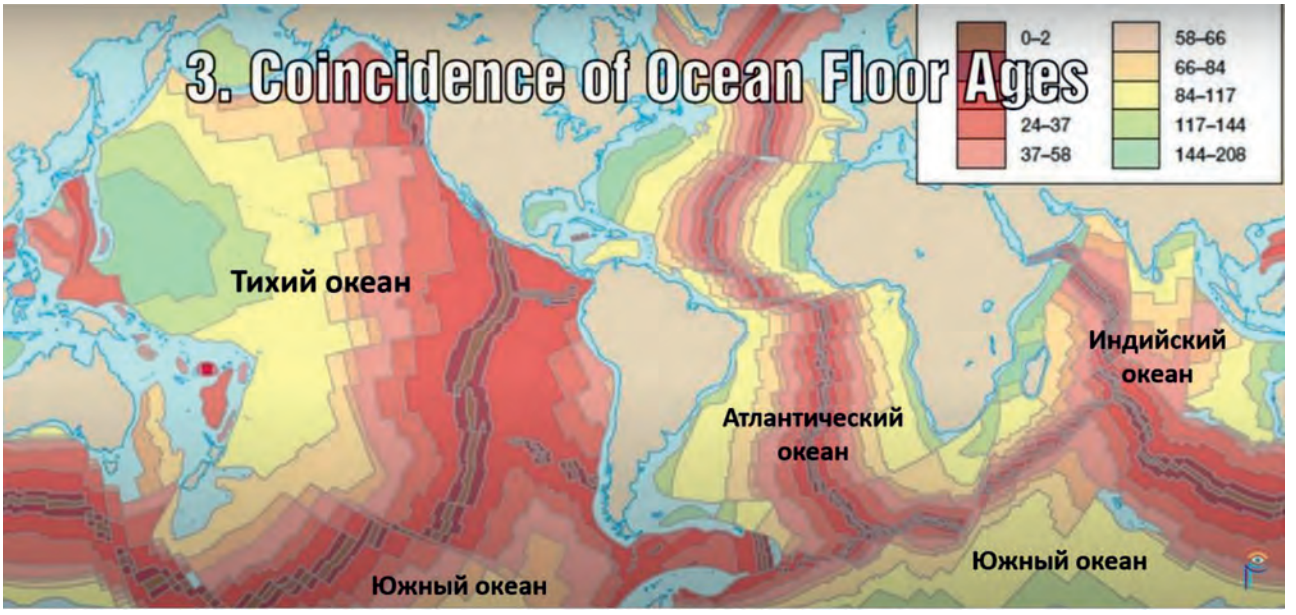
Оба эти яркие исследователи – Хильгенберг и Кириллов – подчёркивали тот факт, что современные континенты значительно лучше смыкаются друг с другом на сферах меньшего радиуса. Но в середине прошлого века, как и сейчас, абсолютное большинство геологов выступало против постепенного роста нашей планеты. Считалось, что увеличение размеров Земли не может служить управляющим механизмом разрастания дна океанов, растрескивания континентов и горообразования [3].



▲ *Рис. 2. Обложка книги И.В.Кириллова с изображением изготовленных им глобусов разного размера.*

И в 1970-х годах получила распространение более умеренная мобилистская гипотеза, которая признавала распад Пангеи и последующий дрейф континентов, но при этом исключала неуклонное расширение Земли. Эту концепцию сначала назвали новой глобальной тектоникой, а затем – тектоникой литосферных плит.

К тому времени – благодаря батиметрической съёмке дна океанов – была закартирована глобальная система срединно-океанических хребтов (СОХ) и рифтов общей протяжённостью порядка 70–80 тысяч км [6]. Было установлено, что ко многим из этих структур, однозначно свидетельствующих о расширении океанов, приурочены повышенные тепловые потоки и центры современного вулканизма. В то же время общая длина



▲ *Рис. 3. Карта возраста коренных пород на дне океанов по данным глубоководного бурения. Красный цвет соответствует самым молодым участкам спрединга (расширения), происходящего одновременно во всех океанах, но с разной скоростью.*

предполагаемых «зон субдукции» (зон предполагаемого погружения океанической коры в мантию на активных окраинах океанов) оценивалась только в 45–50 тысяч км, что делало непонятным утверждение сторонников тектоники литосферных плит о взаимной компенсации процессов расширения и закрытия океанов и постоянстве размеров Земли с точностью до 1% в течение длительного геологического времени.

После построения карт возраста коренных пород на дне океанов (рис.3) были выполнены расчёты скоростей расширения океанов от соответствующих СОХ в течение последних 150–160 млн лет: от 1–2 см до 10–15 см в год [1, 2]. Оказалось, что наиболее медленно спрединг происходит в Северном Ледовитом океане, а наиболее быстро – в Тихом океане. Чтобы размеры Земли оставались постоянными, расширение одних океанов должно сопровождаться уменьшением площади других океанов в зонах «субдукции». С этой целью плитотектонисты разделили современные океаны на молодые и стареющие… К стареющему и ныне сжимающемуся был отнесён самый большой – Тихий океан.

Неполнота теории тектоники плит

Любопытно, что сторонники тектоники плит считают, что доказывать реальность «субдукции» необязательно! Вот цитата из книги «Современные идеи отечественной геологии» [7]: «Прямые доказательства субдукции ни в настоящее время, ни в обозримом будущем не могут быть получены. Они, однако, не имеют того принципиального значения, какое им иногда приписывается. Дело в том, что с позиций ГНОСЕОЛОГИИ целесообразность принятия той или иной схемы оправдывается в первую очередь не тем, насколько она обоснована, а прежде всего её конструктивностью. С этой точки зрения все базовые модели тектоники литосферных плит, включая модели спрединга и субдукции, безусловно, должны быть признаны целесообразными».

Аналогичные мысли можно найти в двухтомнике «Мировой океан» [6], подготовленном учёными Института

океанологи РАН: «Теория тектоники плит не должна восприниматься как застывшая система постулатов или математически доказанных теорем. Тектоника плит, как и любая теория, безусловно, имеет свои ограничения и не может объяснить все наблюдаемые факты. Игнорирование или неверная трактовка этого фундаментального принципа неполноты любой теории может приводить к распространённой методологической ошибке, которая состоит в том, что отдельные наблюдаемые факты объявляются критически важными, и на этом основании предлагается заменить тектонику плит новой концепцией… Общим недостатком предлагаемых альтернативных концепций является отсутствие содержательной критики теории тектоники плит».

Как мы видим, учёными РАН констатируется неполнота теории тектоники плит и её неспособность объяснить многие наблюдаемые глобальные геологические явления. И для защиты этой «классической и экспериментально подтверждённой теории» привлекаются общие слова, такие как «целесообразность», «конструктивность», «очевидность» и «отсутствие содержательной критики»… Но что касается критики, то для этого не нужно прилагать больших усилий, поскольку в книге «Мировой океан» [6] – сразу после формулировки шести известных постулатов или аксиом теории тектоники плит – начинается серьёзная самокритика! Признаётся, что пять из шести аксиом не выполняются полностью или частично. Разве это приемлемо? Похоже, что надо искать выход из этого тупика, а именно вернуться к гипотезам о постепенном расширении Земли, которые дают более физически правдоподобную картину глобальных геологических процессов, наблюдаемых сегодня в земной коре, чем тектоника литосферных плит [9–11].

Кто виноват? Что делать?

Неполнота доминирующей ныне теории тектоники литосферных плит и её явно переоцененные возможности, касающиеся прогнозирования формирования суперконтинентов в далёком будущем (через 200-250 млн лет), заставляют ставить традиционные русские вопросы: кто виноват и что делать??? Можно сказать, что виновата сама наука! В своей знаменитой книге «Критика чистого разума» Иммануил Кант писал, что «наука может описывать явления природы, но не познавать суть вещей». И что «наука скорее не открывает законы природы, а предписывает их ей». Именно так произошло с теорией тектоники плит, сторонники которой легко согласились с неполнотой своей теории и вместо обоснования глубинных механизмов, обеспечивающих движение «плит», декларативно заявили о существовании тепловой конвекции в мантии и «субдукции» (самопогружении) океанической коры.

Чтобы решить вековой спор тектонистов – фиксистов, мобилистов и расширенцев – нужно в первую очередь получить надёжные оценки постоянства или изменения размеров земного шара и постоянства или увеличения силы тяжести на его поверхности. Необходимы длительные и высокоточные геодезические и гравиметрические измерения планетарного масштаба – об этом еще 140 лет назад говорил гениальный русский инженер И.О.Ярковский, автор гипотезы о кинетической природе гравитации [13].

Ярковский был уверен, что как всякое небесное тело больших размеров, Земля растёт изнутри, и её масса неуклонно

увеличивается за счет взаимодействия с космосом, заполненным некой материальной средой (эфир? физический вакуум? квантовые поля? темная материя?). Ярковский не пытался раскрыть тот глубинный механизм, в результате которого в недрах Земли материя космоса преобразуется в новое вещество, в новые элементарные частицы. В предисловии своей книги [13] он написал: «Мы не будем стараться проникнуть в разъяснение сущности материи и энергии – труд совершенно напрасный при настоящем состоянии наших мыслительных способностей…»

В отличие от своих современников, считавших неизбежной тепловую смерть вселенной и превращение Земли в далёком будущем в планету-снежок, Ярковский полагал, что нашим потомкам скорее грозит увеличение светимости нашего светила и излишний разогрев нашей планеты.

Осторожно, сейсмическая томография!

Важнейший современный метод – и единственный, который позволяет «увидеть» внутреннее строение Земли – это сейсмическая томография, широко применяющаяся для обоснования механизмов тектоники литосферных плит уже более 30 лет. Однако, огромный накопленный сейсмологами материал нужно подвергнуть непредвзятому анализу и построить достоверные глубинно-скоростные модели земной коры и мантии. Дело в том, что во многих публикациях явно завышаются возможности сейсмотомографии, и отклонения скоростей сейсмических волн всего на 1-1,5% от стандартных моделей однозначно связываются с температурой мантийного вещества. Например, в описании рис.4 из работы В.Е.Хаина и А.Т.Зверева [8] сказано, что «на широтных разрезах Земли синему цвету соответствуют повышенные значения плотности мантии за счёт её охлаждения, а красному цвету – пониженные значения плотности мантии за счёт её разогрева». Однако, вместо ожидаемой выдержанной картины для мантии под расширяющимся Атлантическим океаном, на рис.4 мы видим разную раскраску мантии на разных широтах.

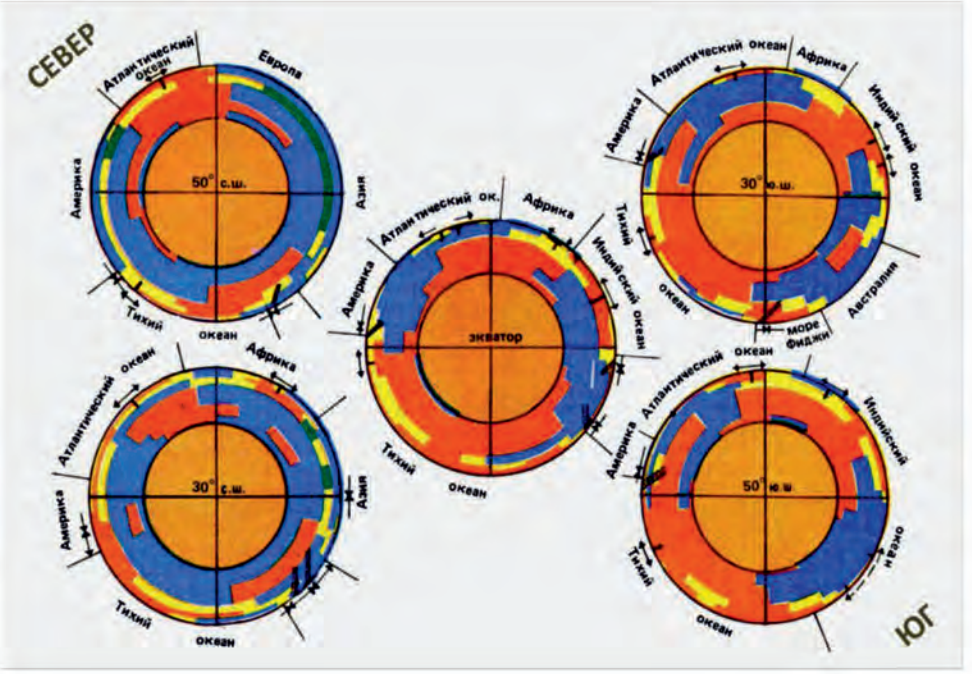


Рис.4. Широтные разрезы Земли, отражающие изменения скорости сейсмических волн в мантии и, соответственно, температуры мантийного вещества [из работы 8].

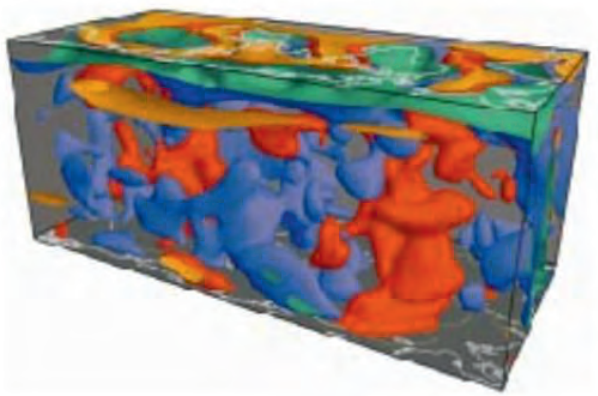


Рис. 5. Томографическое изображение верхней мантии [из работы 5]. Красным цветом выделена горячая или «медленная» мантия, синим цветом – холодная или «быстрая» мантия.

В другом случае (рис.5) данные сейсмотомографии используются для иллюстрации тепловой конвекции в мантии. Нас уверяют, что на этом рисунке мы видим «сложно переплетающиеся холодные и горячие или «быстрые» и «медленные» массы различной конфигурации, создающие причудливую модель внутренней структуры вещества мантии. Благодаря сейсмической томографии впервые получена общая картина структуры конвективных потоков в мантии Земли, которые являются движущим механизмом перемещения литосферных плит» [5].

Но имея в виду очень небольшие аномалии скоростей сейсмических волн (от 0,5% до 1-2%), возможность их однозначной интерпретации на больших глубинах вызывает сильные сомнения. Даже в нефтегазовой сейсморазведке МОГТ 3D, где плотность наблюдений в тысячу раз выше, а глубина исследований в тысячу раз меньше, чем в глобальной сейсмологии, аномалии скоростей сейсмических волн величиной 1-2% не считаются достоверными. Кроме того, такая «причудливая модель» переплетающихся мантийных масс (рис.5) вряд ли помогает продемонстрировать движущий механизм крупных «плит» земной коры…

Глубоководное бурение поперёк желобов?

И наконец, не стоит забывать о единственном методе прямого исследования океанической коры – о глубоководном бурении. В результате выполнения грандиозной многолетней программы глубоководного бурения с американского судна «Гломар Челленджер» (1968-80 гг.), на океаническом ложе было пробурено 878 скважин с наибольшей глубиной проникновения 1741 м. Как известно, в результате было сделано важнейшее открытие: возраст коренных пород на дне всех океанов систематически увеличивается от СОХ к окраинам океанов. К сожалению, не было целенаправленно пробурено ни одной серии скважин поперёк глубоководных желобов (а может быть, и не было технической возможности бурить при глубинах моря 6-7 км и больше), и в результате наличие предполагаемых плито-тектонистами областей «субдукции» (с увеличением возраста коренных пород в осевых частях желобов) не удалось доказать или опровергнуть. Собственно говоря, об отсутствии целенаправленного бурения поперёк желобов сетовал наш выдающийся геолог Ю.В.Чудинов [12], который предложил модель ЭДУКЦИИ (подъема мантийных масс в районе желобов) в противовес общепринятой модели «субдукции».

Заключение

Непредвзятый анализ представительных массивов трёх видов данных – космической геодезии, абсолютной гравиметрии и глубоководного бурения – позволит вынести обоснованный вер-

дикт, была ли победа мобилистов в XX веке настоящей революцией в геологии или геологам придётся пересмотреть основы геодинамики и возвращаться к гипотезам неуклонно растущей Земли!?

Литература:

1. Блинов В.Ф., Шубер Ю.А., Фор-Мюре А.М., Осипишин Н.Я. Закономерность возрастного состава океанической коры. – М.: // 27-й Международный геол. конгресс, 4-14 августа 1984 г. Тезисы, секция 06,07. с.14-15.

2. Блинов В.Ф. Растущая Земля: из планет в звезды. – Киев, 2011. – 305 с.

3. Ботт М. Внутреннее строение Земли. Пер. с англ. – М., Мир, 1974. – с.327.

4. Кириллов И.В. Масса и объём Земли растут. – М., МГУ, 1998 г.

5. Короновский Н.В. Сейсмическая томография. – Соросовский образовательный журнал, 2000, Том 6, №11, с.65-67.

6. Мировой океан. Том 1. Геология и тектоника океана. Катастрофические явления в океане. – М.: Научный мир, 2013. – 644 с.

7. Современные идеи теоретической геологии / И.И.Абрамович, В.В.Груза, И.Г.Клушин и др. – Л.: Недра, 1984. – 280 с.

8. Хаин В.Е., Зверев А.Т. Динамика литосферы и сейсмотомография. – «Природа», 1991, №4, с.32-39.

9. Череповский А.В. Тектоника плит против расширения Земли: борьба только начинается? – Приборы и системы разведочной геофизики, №4(75)/2022, с.54-66.

10. Череповский А.В. Атлантический океан не исчезнет. Он расширяется вместе с Землей! – Приборы и системы разведочной геофизики, №3(82)/2024, с.108-117.

11. Череповский А.В. Критический анализ аксиом теории тектоники плит. – Геофизика, 2025, №1, с.88-93.

12. Чудинов Ю.В. Моя геология. Эдукция и расширение Земли. – Москва, 2024. – 310 с.

13. Ярковский И.О. Всемирное тяготение как следствие образования весомой материи внутри небесных тел. Кинетическая гипотеза. – Москва, 1889. – 388 с.

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.

ПАНГЕЯ

Комплекс программ

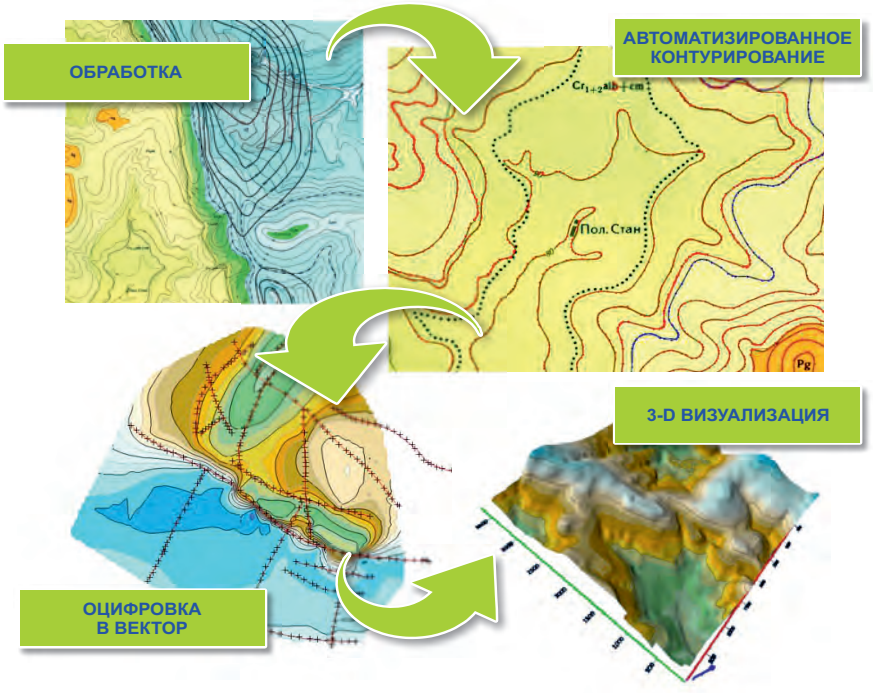
для комплексной многомерной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС.

01 Review
Комплексная многомерная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС.

02 PetroExpert
Комплексная интерпретация данных ГИС и исследований керна.

03 Certainty
Комплексная интерпретация картографической (сейсмической и несейсмической) информации и данных бурения — мультиатрибутный анализ.

04 MDM
Полный цикл автоматизированной оцифровки геологических, топо-геодезических и тектонических карт.



ВАЖНО:

- **цена системы не привязана к доллару;**
- **цена системы и ее элементов ниже других предложений на рынке.**

а подробности здесь!

ПАНГЕЯ **индивидуальный подход к ценообразованию**

Геофизическое образование в Российском государственном геологоразведочном университете (МГРИ–РГГРУ)

Романов В.В., Иванов А.А., Новиков П.В., Морочко А.Ф., Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва

Аннотация: *в статье кратко изложены исторические и актуальные аспекты геофизического образования в Российском государственном геологоразведочном университете.*

Ключевые слова: *геофизический факультет , МГРИ, геофизического образование*

История геофизического факультета Российского государственного геологоразведочного университета (ГФФ МГРИ–РГГРУ) связана с именами основоположников отечественной разведочной геофизики — П.П. Лазарева, Г.А. Гамбурцева, А.И. Заборовского, Л.В. Сорокина, В.И. Баранова и В.Ф. Бончковского. Большинство этих пионеров отрасли принимали участие в первом известном проекте советской геофизики — исследовании Курской магнитной аномалии в 1918 году. Здесь были выполнены комплексные гравимагнитные работы, выявлены значительные скопления железистых кварцитов.

Профессор Заборовский далее, с 1923 года, читал курс разведочной геофизики на геологоразведочном факультете Московской горной академии (МГА). Его монография «Геофизические методы разведки» (1932) стала первым в Союзе учебником по прикладной геофизике. Уже в 1928 году на физико-математическом факультете МГУ была обособлена геофизическая специализация. В 1930 году на базе части физико- математического факультета МГУ и геологоразведочного факультета МГА было создано геофизическое отделение (затем факультет) новообразованного Московского геологоразведочного института.

Первое упоминание о геофизическом факультете содержится в приказе № 14 по Московскому высшему Геологоразведочному училищу от 9 июня 1930 г., в котором отмечается *«назначить Заборовского Александра Игнатьевича заведующим Геофизическим факультетом с 5-го июня 1930 года».* Эта дата является фактическим днём рождения геофизического факультета. В 2025 году факультет празднует 95-летний юбилей.

Созданное геофизическое отделение состояло из четырех специальных кафедр: электрометрии, магнитометрии (заведующий кафедрами— А.И. Заборовский); сейсмо-гравиметрии (В. Ф. Бончковский); радиометрии (В. И. Баранов) и трех общих кафедр —математики, физики и электротехники. В 1932 году специализированные кафедры были объединены в одну кафедру прикладной геофизики. Усилиями Л. М. Альпина на основе «геофизического опытного поля», располагавшегося на берегу Торбеева озера, в декабре 1935 года образован Загорский(сейчас Сергиево-Посадский) учебный полигон, где ежегодно проходят практики студенты МГРИ–РГГРУ.

В довоенные годы значительная количество выпускников геофизического факультета направлялись в геофизическую службу нефтяной промышленности. В 1949–1950 гг. создаётся специализация по геофизическим методам поисков и разведки месторождений радиоактивных элементов. Несколькими годами ранее от кафедры прикладной геофизики отделяется кафедра радиометрии (специальных методов), которую возглавляет В.И. Баранов. В 1964 году на

кафедре радиометрии создаётся новый курс — ядерная геофизика, читаемая В. Г. Теняевым, кафедра радиометрии переименовывается в кафедру «Радиометрии и ядерных методов»

В 1956 году кафедра прикладной геофизики была переименована в кафедру «Общих геофизических методов разведки», её возглавил Л. М. Альпин — ученик А.И. Заборовского. В 1978 году кафедра общих геофизических методов решением преобразована в две кафедры —«Электрических, гравитационных и магнитных методов поисков и разведки полезных ископаемых (ЭГМ)» (зав. кафедрой— проф. Д. С. Даев) и кафедру «Сейсмических и скважинных методов» ССМ (зав. кафедрой — проф. М.И. Плюснин). Основные направления деятельности кафедры ЭГМ были связаны с рудной геофизикой, а кафедры ССМ — со структурной и нефтепромысловой геофизикой.

Далее кафедра ЭГМ была переименована в кафедру общих геофизических методов (ОГМ), а кафедра ССМ — в АСОГИ (автоматизированных систем обработки геофизической информации). В июле 1988 года к кафедрам ОГМ и АСОГИ вернулись прежние названия, а кафедра ЯРМ стала называться кафедрой ядерно-радиометрических методов и геофизической информации (ЯРМГИ) [1,2].

После неоднократных реорганизаций структуры геофизического факультета в период с 2008 по 2023 гг. выпускающей является кафедра геофизики. Кафедра выпускает специалистов по всем разделам геофизики — электроразведке, магниторазведке, гравиразведке, сейсморазведке, радиометрии и ядерной геофизике, геофизическим исследованиям скважин.

Приём и выпуск специалистов ведётся по программам:

- Технология геологической разведки (специалитет, специализация— Геофизические методы поиска и разведки месторождений полезных ископаемых);
- Геология (бакалавриат, программа —Геофизика);
- Геология (бакалавриат, программа — Беспилотные системы сбора данных в геологоразведке);
- Геология (магистратура, программа — Технологии обработки и интерпретации геофизических данных;
- 1.6 Науки о Земле и окружающей среде(аспирантура, специальность— 1.6.9 Геофизика).

В период с 1931 по 2024 год кафедрами геофизического факультета было выпущено более 5500 востребованных специалистов в области разведочной геофизики. Кроме теоретических курсов, ежегодно проводятся геологические и геофизические практики, после четвёртого курса специалитета — объединённая производственная преддипломная практика.

Литература

1. Зинченко В.С. 75 лет геофизическому факультету МГРИ-МГГРУ и началу подготовки инженеров-геофизиков в России //Каротажник. 2005. № 5-6 (132-133). С. 341-348.

2. Корсаков А.К., Грабчак Л.Г., Брюховецкий О.С. Стратегия развития российского государственного геологоразведочного университета //Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2007. № 6. С. 96-98.

Оценка технологических перспектив сейсморегистрирующей нодальной системы Alwev в производственных работах компании Алроса

- Махортов И.Р., Шарафутдинов В.О., ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО», г. Тюмень.
- Блохинов Д.С., Николаев Ф.А., ВГРЭ АК АЛРОСА (ПАО), г. Мирный.

Резюме

В ходе опытно-производственных испытаний, прошедших в процессе производственных сейсморазведочных работ, проводимых компанией АЛРОСА, была реализована оценка возможности проведения сейсмических исследований кабельно-бескабельной системы. Работы проводились в 20-ти километрах от г Мирный, Мирнинский район, Республика Саха (Якутия). В качестве бескабельной системы была использована система ALWEV в кол-ве 200 шт. Кабельной системой служила Sercel 428XL, кол-во приемников 1300 шт. В качестве источника возбуждения применялся КЭМ-4К. В результате успешной синхронизации и объединения массива данных, полученных от обеих систем, был сформирован единый массив, пригодный для дальнейшей обработки. Система Alwev, представленная на проект ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» показала свою технологическую функциональность и широкие возможности для работ в сложных сейсмогеологических условиях России, в том числе и на Крайнем Севере.

Введение

Использование комбинированной системы открывает новые возможности для проведения сейсморазведочных работ в условиях, где использование крупного автотранспорта было затруднительно. Это позволяет осуществлять съемку на труднодоступных участках и объединять профили, отработанные с разрывами в единый массив данных, для последующей обработки и более качественного решения геологических задач. При создании, так называемых, гибридных расстановок, лучшим решением для отработки сложнодоступных участков является использование нодальных автономных модулей. Простых в работе, надежных в эксплуатации, недорогих по цене.

Компания АЛРОСА проводящая сейсморазведочные исследования в экстремальных условиях Якутии – сложный рельеф, низкие температуры и удаленность от развитой инфраструктуры - оценивает возможность применения нодальных систем на своих проектах.

Характеристики системы Alwev, производитель «Zhuozhou Chenjia Electronic Technology Co., Ltd.»

Блок сбора данных (БСД) Alwev обеспечивает стабильную и надежную работу. После развертывания БСД Alwev автоматически активируется и начинает сбор данных. Помимо контроля качества по цвету индикатора, в режиме реального времени можно отслеживать рабочее состояние БСД (напряжение батареи, память, GPS, сопротивление геофона, шум, наклон). Три типа методов контроля качества - ручной контроль линии, контроль линии с помощью автомобиля и беспилотный контроль линии - адаптированы к различным условиям построения системы. БСД 4G позволяет осуществлять мониторинг и передачу данных в режиме реального времени.

По сравнению с другими аналогичными беспроводными системами сбора геофизических данных, представленны-



А Б В

Рис. 1. Блок сбора данных Alwev в различных модификациях:
А - 2 в 1, с внешним геофоном,
Б - 3 в 1 со встроенным геофонным элементом,
В - 3 в 1 Плюс со встроенным геофонным элементом + внешний геофон (струна).

ми в отрасли, система Alwev имеет следующие преимущества:

• Настоящий 32-битный Δ-Σ (дельта-сигма) АЦП позволяет достичь динамического диапазона системы Alwev до 125 дБ (@2мс/0дБ); в других аналогичных продуктах обычно используются 24-битные процессоры аналого-цифрового преобразования.

• Сейсмический датчик YF Solo с частотой 5 Гц и чувствительностью 80 в/м/с позволяет блоку сбора данных Alwev иметь частотную характеристику в диапазоне 0 ~ 1650 Гц.

• Быстрый поиск спутников и высокая точность позиционирования. Точность позиционирования после сближения может достигать субметрового уровня.

• Смещение времени GPS < 60нс, точность временной метки < 10мкс, что лучше, чем у других аналогичных продуктов.

• БСД Alwev может непрерывно работать более 20 дней при температуре до -40 -50℃ и более 30 дней в обычных условиях.

• Встроенная интеллектуальная стойка зарядки/загрузки. Конфигурация параметров сбора данных, режим работы, самотестирование, обновление ПО, зарядка БСД и загрузка данных не представляют сложности, из оборудования требуется только интегрированная стойка зарядки/загрузки. Время зарядки около 3 часов. Скорость загрузки выше 20 МБ/с.

• Простой пользовательский интерфейс и удобное использование вспомогательного ПО. Возможность гибкой настройки режима работы: непрерывный или периодический сбор данных. Высокая скорость синтеза и сегментации данных.

• Полный комплект оборудования для синхронизации. У нас имеется аппаратура регистрации ТВ для вибросейсморазведки и контроллером выстрела (бластером) для взрывного источника, программное и аппаратное обеспечение не зависит от сторонних производителей.

• Все аппаратное и программное обеспечение может настраивается в соответствии с нуждами заказчика.

Характеристики БСД Alwev

Параметры самотестирования БСД включают: эквивалентный входной шум (Noise), общие гармонические искаже-

Табл. 1.

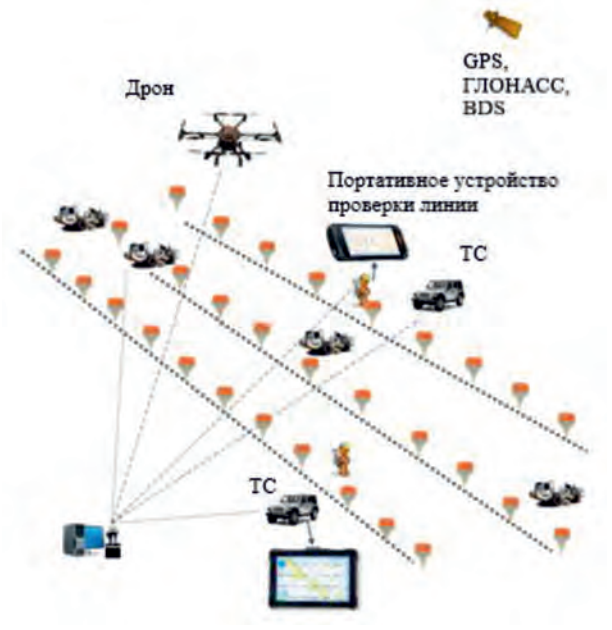
Вес	1.4кг
Размеры	122мм×108мм×152мм（203мм со штырем）
Рабочая температура	-50℃ ~ +85℃
Продолжительность непрерывной работы	30 дней @ 24 часа
Емкость памяти	16 ГБ (опционально: 32 ГБ)
Тип источника	Источник динамита, пневматический пистолет, молоток, вибратор.
Стандарт защиты	IP67
Разрешение АЦ	32-битное
Шаг дискретизации	0.5, 1, 2, 4 мс
Программируемый коэффициент усиления	1, 2, 4, 8, 16, 32, 64 дБ
Диапазон частотных характеристик	0 ~ 1650 Гц
Точность синхронизации	± 10 мкс
Максимальный входной сигнал	± 2.5 среднеквадратическое напряжение при 0 дБ
Динамический диапазон	125 дБ при 2 мс/0 дБ
Эквивалентный входной шум	0.4 мкВ при 2 мс/12 дБ
Общие гармонические искажения	≤ -114 дБ при 0 дБ
Коэффициент ослабления синфазных сигналов	≥ 100 дБ
Точность усиления	≤ 0,4%

ния (THD), коэффициент ослабления синфазных сигналов (CMRR), динамический диапазон (DynRange) и стабильность усиления (GainACC).

К параметрам испытания сейсмоприемника относятся: сопротивление (Resistance), демпфирование (Damping), частота (Frquency), чувствительность (Sensitivity).

В системе Alwev существует возможность контроля статусов блоков полевой расстановки посредством мобильного портативного устройства проверки линии, перемещаемого по площади работ посредством (Рис.2). В число элементов, контролируемых портативным устройством проверки линии, входят: Номер станции (Station), ID БСД узла (NodeID), координатор БСД узла (RealX,RealY), напряжение (Voltage), накопитель (SD), GPS, сбор данных (Acquisition), сопротивление сейсмоприемника (Resistance), статус АЦ (AD).

Помимо мобильных устройств мони-



▲ *Рис. 2. Схема развертывания системы Alwev в полевых условиях.*

торинга статусов возможно использование Базовой станции мониторинга. Базовая станция мониторинга взаимодействует с планшетным компьютером по Bluetooth и связывается с БСД по радиоканалу. Базовая станция мониторинга может применяться для мониторинга с транспортных средств, беспилотных летательных аппаратов, а также для мониторинга с помощью переходной передачи. Дальность связи базовой станции зависит от характеристик антенны, места установки, высоты, окружающей среды и других факторов. Например: при отсутствии больших препятствий и высоте антенны три метра, установленной на крыше технологического вагона, дальность связи составляет 500-700 метров.

Опытно-производственные работы с кабельно-бескабельной системой

Параметры применяемой методики следующие:

- длина расстановки – 1600 м
- шаг ПВ – 40 м
- шаг ПП – 5
- кол-во активных канало – 321
- кратность – 20
- источник – КЭМ-4К (2 в группе)
- кол-накоплений – 8 шт
- шаг дискретизации – 1 мс
- длина записи – 2с

Перед установкой бескабельного оборудования на линии приема были проведены:

- разбивка пунктов регистрации геодезистом с передачей данных для формирования RPS файла;



◀ *Рис. 3. Район проведения опытно-промышленных работ.*





Рис. 4. Проведение теста идентичности оборудования на базе сейсмопартии.

• формирование SPS файлов;

• программирование нодов: тип фильтра, тип подключения, шаг дискретизации, тип подключенного геофона;

• проведение инструментально-полевых тестов в стойке для скачивания и зарядки нодов.

На одном из профилей были установлены ноды Alwev для регистрации параллельно кабельному оборудованию Sercel с подключенным одиночным геофоном 10Гц : 85 нодов с внутренним геофоном 5 Гц, 85 нодов с внешним подключением 10 Гц и 30 нодов с внешним подключением 100 Гц. Шаг ПП составлял 5 метров, ПВ 40 метров. Привязка нодов к линии и точки приема проводилась без координат RPS файла в ручном режиме с использованием сканера по QR коду, который расположен на ноде.

В дальнейшем на другом профиле было установлено 200 нодов Alwev для регистрации с внутренним геофоном 5Гц параллельно кабельному оборудованию Sercel с подключением внешнего геофона 10Гц. Шаг ПП составлял 5 метров, ПВ 40 метров. Привязка нодов к линии и точки приема проводилась автоматически после скачивания материала, сервер сравнивал координату нода регистрации и сам присваивал себе ближайший

Рис. 5. Расстановка оборудования на опытном профиле.





номер линии и точки регистрации к предоставленным координатам в RPS файле. После установки на линии регистрации нодов в обоих случаях проводилась проверка работоспособности нода с помощью сканера, а также визуально по световому индикатору, который расположен на ноде.

Проведение «прыжковой» технологии опроса полевой расстановки

«Прыжковая» технология является отличительной особенностью данной бескабельной системы. С помощью планшета и базовой радиостанции проводилось подключение к одному из нодов, после чего данный нод сам связывался по радиоканалу со следующим нодом и т.д. Рассматриваемая технология позволяет контролировать состояние развернутой линии: наличие нодов, наличие спутников, наклон датчика, состояние памяти и батареи, уровень шумов. Ноды устанавливались на базе сейсмопартии с дистанцией между ними 25-30 метров с особенностью в том, что между нодами присутствовали различные искусственные препятствия в виде вагонов, спецтехники и т.д.

Антенна радиостанции располагалась в технологическом вагоне. С помощью файла привязки нодов, сопоставили номера нодов и пикетов. Технология «мониторинга» отображает ноды, находящиеся в зоне «видимости» антенны, позволяет также контролировать состояние развернутой линии: наличие нодов, наличие спутников, наклон датчика, состояние памяти и батареи, уровень шумов.

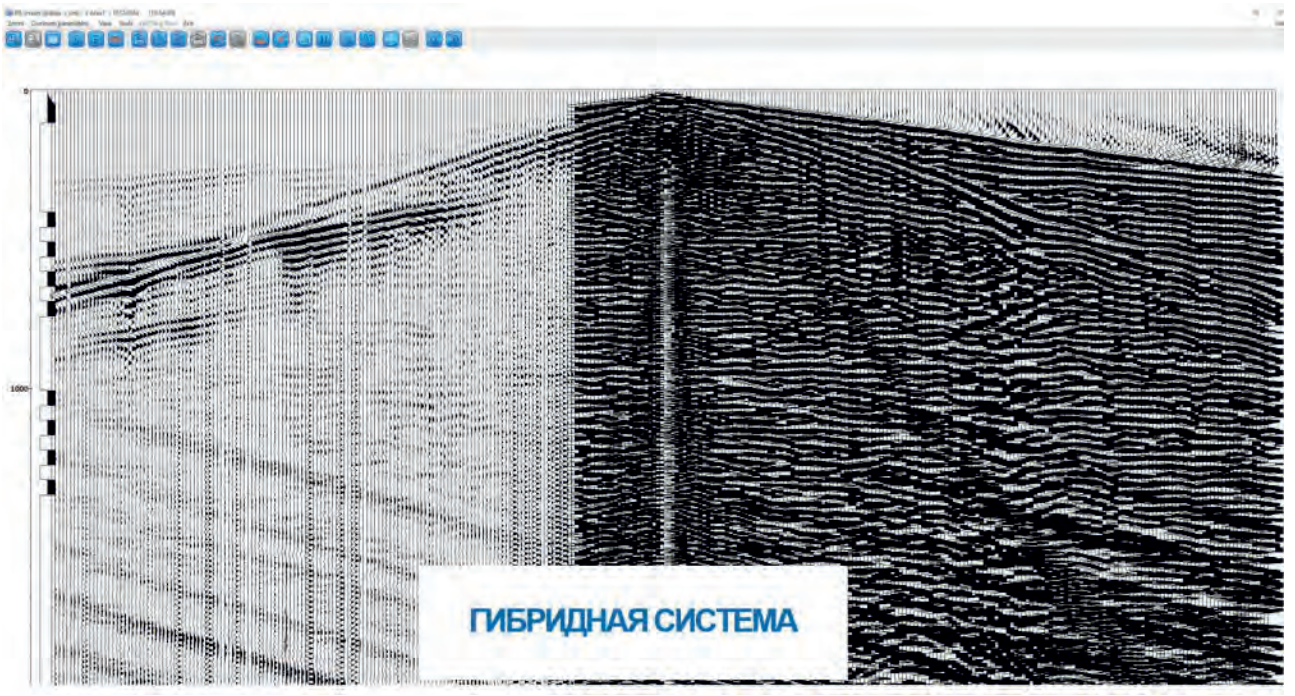
Проводилась оценка разряда аккумуляторных батарей нодов Alwev: 3 нода производили постоянную регистрацию данных с проведением ежедневных полевых тестов в период с 17.12.2024г. по 25.12.2024г. За оцениваемый период работы при внешних температурах минус 20-25 градусов, снижение заряда батарей не превысило 9%.

После сравнения данных с кабельной системой было замечено, что некоторые ноды записывали материал менее эффективно, чем кабельная система. У этих каналов наблюдался повышенный уровень шума и более низкая амплитуда сигнала, что, возможно, связано с тем, что ноды были установлены на менее плотном снегу. В связи с этим возникает идея о необходимости удлинить штырь нода для улучшения контакта с поверхностью земли или снега, что может способствовать получению более качественного сигнала.

Сопоставив материал, инженеры заказчика смогли соединить данные регистрации в одну сейсмограмму с использованием двух типов оборудования, это говорит о том, что при комбинированной работе кабельной и бескабельной системы Alwev полностью работоспособна и может с легкостью работать как с привычными нами кабельными системами, так и отдельно, а также с системами синхронизации сейсмовозбуждений Российского производства.

Частотные характеристики на сейсмическом материале не сопоставлялись, поскольку в Sercel использовались YF-SOLO 10Hz, а ALWEV 5 Гц геофоны. Основная задача, решаемая проводимым тестом – провести запись двумя отдельными системами и получить единый массив данных для последующей обработки.

После приемки работ были проверены заголовки FFID и rec_sloc (record station location). Для объединения данных использовали модуль объединения данных (Append), предварительно отсортировав данные по ключам FFID и rec_sloc. Это позволило отсортировать трассы внутри ОПВ согласно их положению.



▲ *Рис. 6. Сейсмограммы ОПВ до приведения амплитуд.*

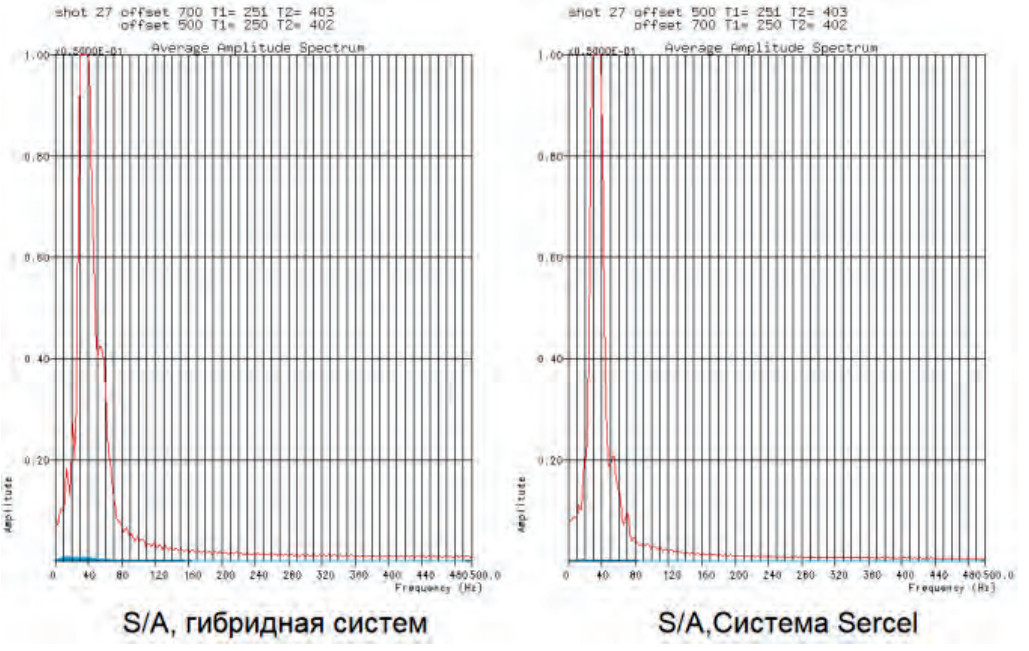
Данные записывались параллельно с Sercel, поскольку ОМР шел параллельно с производственными работами.

Видно, что левая часть гибридной системы имеет пониженный уровень амплитуд, относительно данных, записанных оборудованием Sercel. При этом АЧХ сейсмических данных сопоставимы. (Рис.7). Для получения единого массива данных, было принято рассчитать поверхностно-согласованные коэффициенты по ключам ПВ и ПП.

Результат применения таких коэффициентов влияния ВЧР дал положительный результат.

Данные были признаны пригодными для дальнейшей обработки. Уровень микросейсм отличался, но в основном в расчете участвовали техногенные помехи до 60 Гц, а частотная область выше 60 Гц микросейсм была практически идентичной.

▶ *Рис. 7. АЧХ сигналов.*



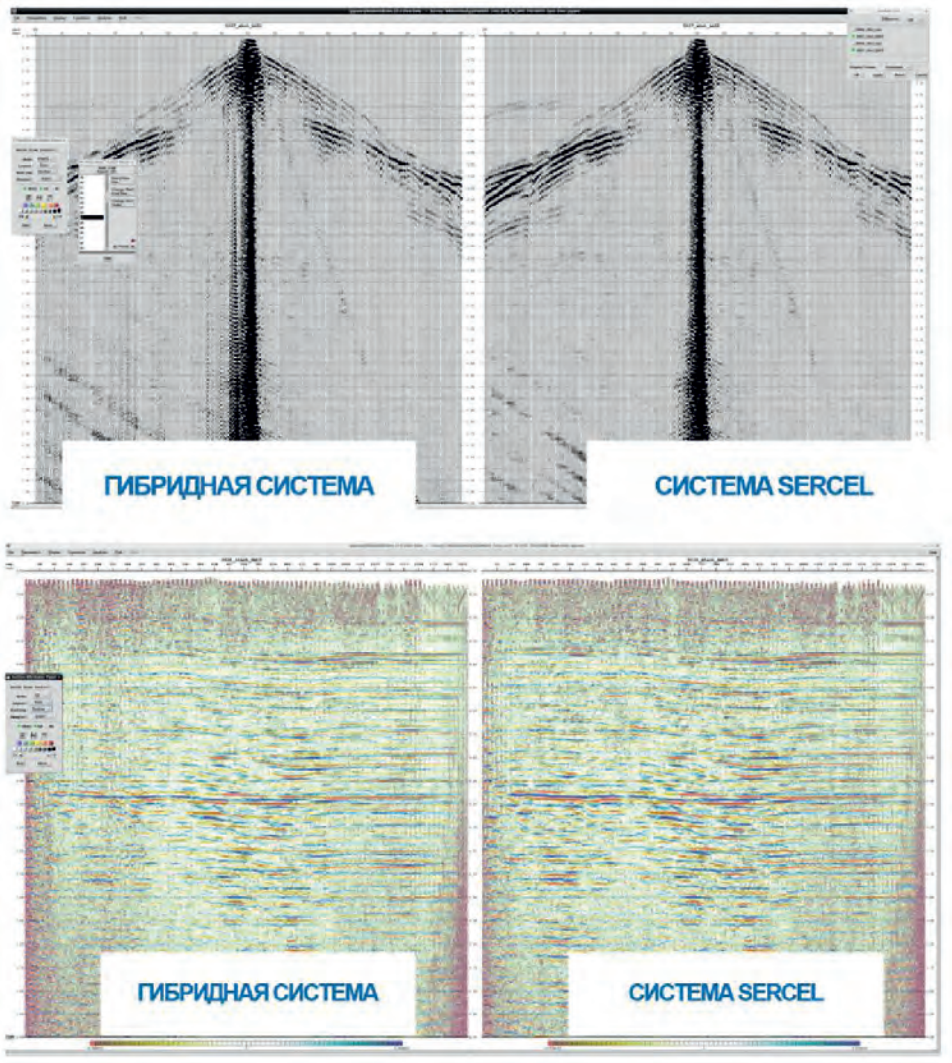


Рис. 8. Процессинг данных. Суммы ОГТ после предварительной динамической обработки.

Дальнейшие перспективы развития технологии Alwev в России

Сейсморазведка в сложных условиях требует интеграции бескабельных модулей в процесс регистрации для достижения максимальной эффективности. В разнообразных сейсмогеологических условиях использование бескабельных технологий становится необходимым. Чем надежнее и адаптивнее ноды для гибридных систем, тем больше приемных пунктов можно реализовать с их помощью, что позволит ускорить процесс сейсмологических исследований и значительно сократить затраты.

Компания Alwev предлагает готовое решение для создания комбинированных систем наблюдения, которые объединяют преимущества как кабельных, так и бескабельных технологий. Адаптация данной нодальной системы под российские стандарты и требования будет осуществляться с учетом рекомендаций и предложений, выработанных в ходе проекта совместно со специалистами Вилюйской геологоразведочной экспедиции АК «АЛРОСА».

Такое инновационное решение обеспечивает высокую эффективность регистрации данных и гибкость в настройках под различные условия. Использование комбинированных систем не только повышает производительность работ, но и оптимизирует ресурсы, обеспечивая высокое качество получаемых данных. Это делает предлагаемые технологии важным инструментом для успешного проведения сейсморазведки.

2025 21 25 АПРЕЛЯ

#OILGAS_25

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

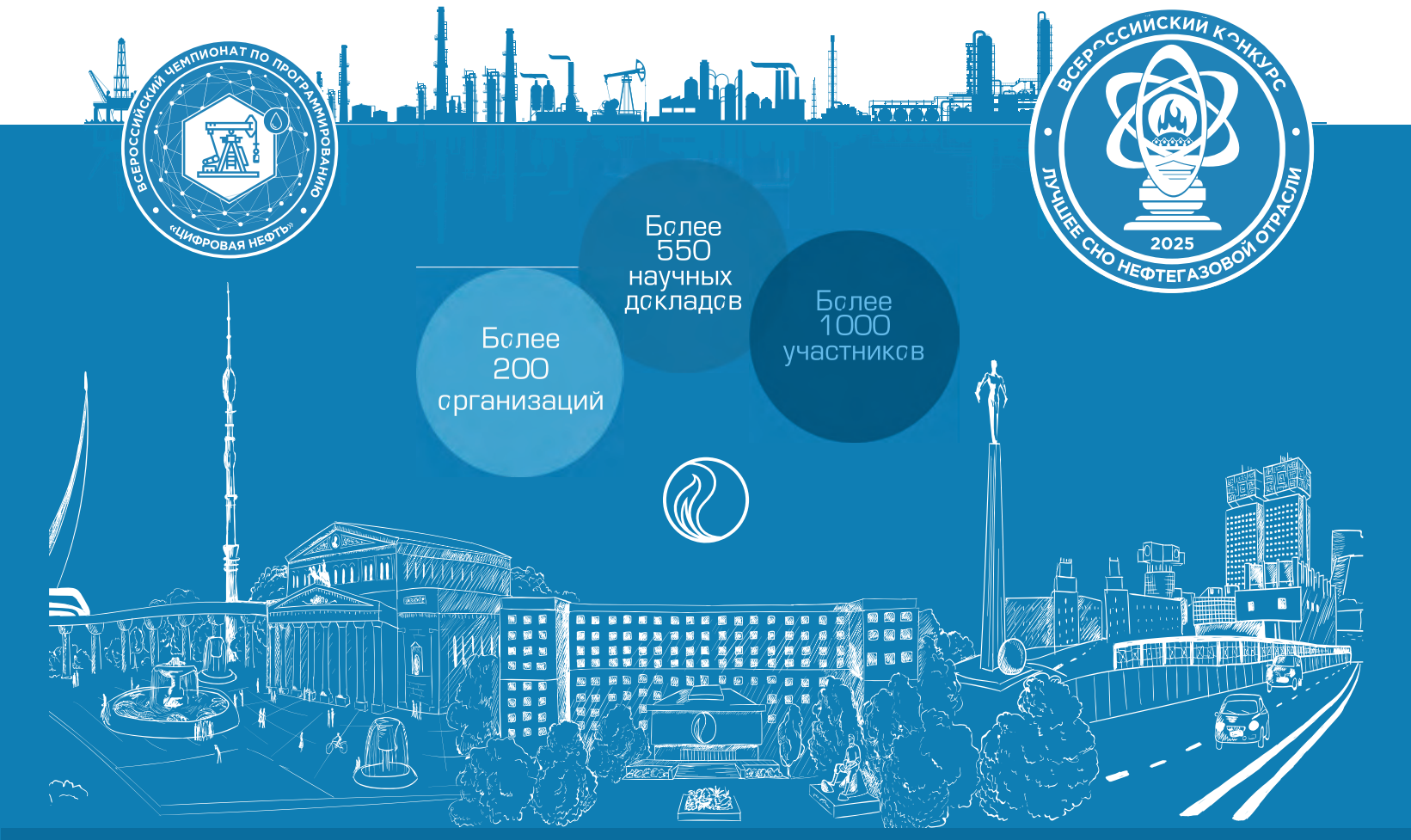
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ
НЕФТЬ И ГАЗ 2025

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ
НЕФТЬ И ГАЗ 2025

К участию в форуме приглашаются специалисты и ученые нефтегазовых компаний, отраслевых научно-исследовательских и проектных вузов

РЕГИСТРАЦИЯ: NEFTEGAZ.GUBKIN.RU

Место проведения: Губкинский университет, г. Москва, Ленинский проспект, д. 65, корп. 1



КОНТАКТЫ:

Полина Норкина
Член оргкомитета
+7 (901) 183-34-66
conf@gubkin.pro

Владислава Жаркова
Член оргкомитета
+7 (927) 981-18-54
conf@gubkin.pro

Иван Ванчугов
Член оргкомитета
+7 (914) 278-68-24
conf@gubkin.pro

Дарья Шачнева
Член оргкомитета (чемпионат)
+7 (916) 475-49-94
hack@neftegaz.gubkin.ru

Руслан Шаповалов
Член оргкомитета
+7 (918) 072-98-04
conf@gubkin.pro

Полина Шаяхова
Член оргкомитета (конкурс)
+7 (912) 238-68-10
konkurs@neftegaz.gubkin.ru









VIII Геолого-геофизическая конференция и выставка

GeoEurasia 2025

ГеоЕвразия-2025
Геологоразведочные технологии: наука и бизнес

Современные вызовы – окно возможностей для науки и бизнеса

14-16 мая 2025 г.
Москва

РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ

Основные направления программы:

- → Фундаментальные исследования для инновационных разработок
- → Нефтегазовая геология и геофизика
- → Рудная геология и геофизика
- → Общая и региональная геология
- → Инженерная геология, гидрогеология и геокриология
- → Морские исследования
- → Инновационные технологии в геологоразведке
- → Организация геологоразведочных работ
- → Геологическое образование. Новые вызовы профессии

Форматы:

Научная программа • Выставка

БОЛЕЕ 10 КРУГЛЫХ СТОЛОВ

Приём докладов
ДО 1 АПРЕЛЯ

Участие
БЕСПЛАТНОЕ*
***при регистрации до 25 апреля**

info@gece.moscow
www.gece.moscow

Общественный совет при Роснедрах

Московское отделение ЕАГО

Российская Академия Наук

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

Саратов | 16–19 сентября 2025 г.

Встречи на Волге

Эффективные технологии – залог успеха ГРР

Мультидисциплинарная программа конференции позволит сквозь призму региональных задач осветить широкий круг вопросов геологоразведки, даст возможность представить интересные идеи и технологии, показать новинки геофизической аппаратуры.

Направления и сессии:

- Состояние геологоразведки, тенденции развития отрасли в России
- Подготовка кадров в отрасли, высшее образование и повышение квалификации специалистов
- Аппаратура, оборудование и технологии в ГРР (сейсморазведка, электроразведка, ГИС и ГТИ)
- Полевые работы в разведочной геофизике
- Обработка данных и другие компьютерные технологии в ГРР
- ГИС и ГТИ – технологии, результаты
- Интерпретация и геологическая эффективность ГРР
- Технологии завтрашнего дня

Заинтересованность в участии уже проявили руководители государственных структур, отвечающих за вопросы недропользования, представители компаний-недропользователей, специалисты геофизических организаций как российских, так и зарубежных, производители геофизической аппаратуры, сотрудники профильных высших учебных заведений.

Полевая демонстрация геофизического оборудования будет проходить в Парке покорителей космоса – Месте приземления Ю.А. Гагарина 12 апреля 1961 г.



Место проведения конференции – гостиница «Словакия»

hotelslovakia.ru

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ
ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ОАО "СКБ СП"

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

встречинаволге.рф



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

