ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ОКТЯБРЬ-ДЕКАБРЬ
4/2023
Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

НОВОСТИ рынка и технологий

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Состояние и перспективы рынка обработки сейсмических данных в России

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

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





НОВЫЙ ВОСТОКГЕО
NEW EASTGEO Co. Ltd

ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО»



Литийонная система питания 3S1P-12V120Ah Li-ion для проведения сейсморазведочных работ в полевых, транзитных, морских зонах



Резиновые гусеницы для для виброисточников NOMAD 65NEO – KZ-28 (BV-62)



Разработка новых типов геофонов YF Solo 4,5 - 5Hz 180(v/m/s) и иного оборудования по потребностям клиентов

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

ТЕМА НОМЕРА:
«Новости рынка и технологий»

СОДЕРЖАНИЕ:

Наши партнеры 5

КОЛОНКА РЕДАКТОРА
Главный редактор Слонов Д.Н. 6

ТЕМА НОМЕРА
Государство меняет законодательство, стимулируя геологоразведку. Или недропользователи начнут терять лицензии
Сокулина К.Б., Слонов Д.Н. 7

Компания Инова – ломая стереотипы. Современная трансформация технологий в сейсморазведке
Жан Жанюар 13

Состояние и перспективы рынка обработки сейсмических данных в России
Горбачев С.В., Оболенская А.А. 22

Современный и переосмысленный взгляд на применение импульсных электромагнитных источников «Абакан» в движении по сравнению с классическими взрывными источниками
Копылов М.А., Баландин П.В., Федоров А.Б., Жуков С.Е., Шишов Д.Г., Тищенко С.В., Бекешко П.С., Лаптев Я.В 29

Этапы развития аппаратуры и технологий скважинной сейсморазведки в АО НПП «ВНИИГИС»
Сергеев А.С., Сафиуллин Г.Г., Ахметшин Н.М., Мамлеев Т.С., Крысов А.А., Даниленко В.Н., Болгаров А.Г., Черкашнев С.А. 39

Сейсморазведка малых объектов: быстро, качественно, недорого
Ошкин А.Н., Турчков А.М., Бурденко А.А., Вязниковцев А.А., Гладилов Д.В., Мосягин Е.В., Детков В.А. 52

Опыт прослеживания отражающих границ на территории Московского региона
Романов В.В. 62

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Современные задачи для системы наблюдения «широкий профиль»
Будяк А.В. 71

Разработка и внедрение методики высокоточных гидромагнитных и набортных гравиметрических исследований при инженерных изысканиях на шельфе
Базилевич С.О., Казанина М.А., Жилин Ф.Е., Шепелев А.А., Кочетов М.В. 76

Программа Acta – эффективное решение для контроля сейсморазведочных работ и управления данными
Самарченко А.А., Лесничий В.С., Черникова Е.В. 83

Подавление обменных волн на Z-компоненте для сейсмических данных OBN
Казанин А.Г., Базилевич С.О., Литвачук А.А., Нагаев Р.Р., Ведьманов В.О., Романов В.В. 90

Разработка методики проведения 3D-электротомографии при поисках кимберлитовых тел
Адаров Т.Д., Тихонова А.В., Федоров Д.Н., Гончаров Е.М. 96

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИДЕИ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Связь между сейсмогеологическими условиями исходных данных сейсморазведки МОГТ-3D и методами регуляризации: выбор оптимального решения
Токарь Н.А., Чистяков И.А., Ляпин Н.В., Гаврилов С.С., Литвиченко Д.А. 105

Компетенции компании «Пангея» открывают перспективы дальнейшего изучения Астраханско-Калмыцкого Прикаспия
Камнев П.П., Качан М.А. 113

Искусственный интеллект в геофизике: сценарии, проблемы, тенденции
Булаев В.И. 120

ЛЮДИ, ДАТЫ, СОБЫТИЯ

Как работать лучше, быстрее, безопаснее: АО «Росгеология» провела научно-практический форум «Геофизика-2023» 130

Отчет о мероприятии – Геомодель-2023 135

Подводя итоги прошедшей 25-27 октября 2023 года V Международной научно-практической конференции «Инженерная сейсморазведка и сейсмология – 2023» 137

Крупнейшая конференция в области геологоразведки «ПроГРРесс» собрала представителей ведущих нефтегазовых компаний России 140

INOVA становится ближе 145

НАШИ ПАРТНЕРЫ

Главный редактор:
Слонов Д.Н.

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

Руководитель проекта
Матвеев С.А.

Корректор:
Голубева А.Р.

Учредитель:
СРО МОО ЕАГО

Издатель:
ООО «ПСРГео»

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

Обложка и оформление:
Мокроусов Д.В.

Вёрстка:
Мокроусов Д.В.

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

Подписано в печать:
22.12.2023

Дата выпуска:
31.12.2023

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 четвертый номер за 2023 год журнала «Приборы и системы разведочной геофизики». **Тема номера – «Новости рынка и технологии».**

Пожалуй, главным для журнала событием стало принятое решение о формировании единого информационного пространства для трех профессиональных изданий – «Приборы и системы разведочной геофизики», «Геофизика» и «Геофизический вестник». Мы договорились о формировании единого тематического плана. Это позволит лучше собирать именно целевые выпуски, освещающие различные аспекты и направления геофизических технологий. Учитывая то, что аудитория у наших журналов единая, для лучшего обмена информацией и мнениями мы также будем с 2024 года давать анонсы свежих номеров журналов-партнеров.

Индикатором возросшей активности в отрасли стало большое количество интересных встреч и мероприятий. Рассказать о всех событиях, безусловно заслуживающих внимания специалистов, невозможно. Но мы постарались отметить те, где журнал выступал информационным партнером, участвуя в них, имея возможность самим выделить те или иные яркие сообщения. Радует, что журнал приглашается уже не только на традиционные «Геомодель», «Геоевразию», «ГеопроГРРесс», но и на более узкие мероприятия. Так в сентябре мы посетили корпоративный семинар в Перми, организованный для специалистов-сейсмиков компании «Росгеология». Еще мы очень внимательно следили за международным форумом, организованным компанией ИНОВА в Баку. Об этих и других событиях - в разделе журнала «Люди, даты, события».

Журнал продолжит оставаться информационным партнером мероприятий компаний **«Геомодель» и «Геоевразия». Для всех участников этих конференций статьи на тему сделанных выступлений будут публиковаться со скидкой.**

Кстати, один из докладов, вызвавший бурную дискуссию и большой интерес слушателей на конференции «Геомодель» в Геленджике, уже в нашем номере превратился в статью «Искусственный интеллект в геофизике: сценарии, проблемы, тенденции», автор – Владимир Булаев (АО «НПФ Геофизика»). Можно констатировать, что к теме ИИ так или иначе обращались многие докладчики на прошедших мероприятиях, так что в одном из журналов следующего года мы постараемся собрать материал по теме «Искусственный Интеллект в геофизике».

А в целом четвертый номер журнала получился очень ярким и разнообразным.

Все больше успешных проектов использования импульсного источника возбуждения сейсмических сигналов в движении. Две публикации в номере посвящены этой теме. Причем, если статья о применении импульсных электромагнитных источников «Абакан» (компания «Геотек») дает серьезное геофизическое обоснование геофизических аспектов технологии, то в статье «Сейсморазведка малых объектов: быстро, качественно, недорого» (компания «Соника») больший акцент делается на экономическую составляющую технологии. Оба материла прекрасно дополняют друг друга.

Каждый номер журнала открывает новых авторов. Коллеги из компании «Полевой контроль» рассказывают о программном комплексе собственной разработки «Acta», помогающимработе супервайзера. А в материале от компании «Алроса» рассказывается о разработке комплексной геофизической технологии поиска кимберлитовых трубок.

Наш журнал ориентирован на российских специалистов, но, тем не менее, мы старается давать информацию о тенденциях и трендах мировой геофизики. Об этом - в материале «Компания ИНОВА – ломая стереотипы. Современная трансформация технологий в сейсморазведке.».

Тема ВСП довольно редко попадает на страницы геофизической периодики. «Зачем нам ВСП, если есть хорошая акустика и сейсмика», - звучит довольно часто. Однако, на наш взгляд, возможности метода недооценены. И тут мы солидарны с группой авторов, предоставивших статью «Этапы развития аппаратуры и технологий скважинной сейсморазведки в АО «НПП «ВНИИГИС»». Мы постараемся в 2024 году подготовить спецвыпуск по современному подходу к эффективности технологий ВСП.

Основной план номеров на 2024 г. сегодня выглядит так:

- №1 – «Импортозамещение в геофизике»;
- №2 – «Геофизика небольшая, но очень важная» (инженерные изыскания, ТПИ, работа на небольших объектах);
- №3 – «Компьютерные технологии в геофизике» (возможно, основной акцент мы сделаем как раз на Искусственный Интеллект);
- №4 – «Новости рынка и технологии».

И, в заключении анонса выпуска, предлагаю обратить внимание на информацию, по возобновлению после десятилетнего перерыва саратовской конференции «Встречи на Волге». Уверен, что традиционное мероприятие снова будет ярким и запоминающимся.



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



- «Государство меняет законодательство, стимулируя геологоразведку. Или недропользователи начнут терять лицензии»



Интервью главного редактора журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» Слонова Д. Н. с Сокулиной К. Б.

– кандидатом геолого-минералогических наук, доцентом кафедры геофизики СГУ, директором по геологии, разведке и разработке месторождений обособленного подразделения в г. Саратове ООО «Эверест групп».



ДМИТРИЙ СЛОНОВ: Ксения Борисовна, Вы долгое время возглавляли отделение НВТО ФГКУ «Росгеолспертизы», конечно, продолжаете внимательно следить за изменениями в законодательстве в сфере недропользования. Как Вы оцениваете изменения, происходящие в этом вопросе в настоящее время?

КСЕНИЯ СОКУЛИНА: Разработанные Минприроды, поддержанные депутатами Государственной думы, изменения в закон «О недрах» можно оценивать, как революционные. Закону о Недрах более 30 лет (Закон РФ "О недрах" принят 21.02.1992), и изменения в нем, конечно, появлялись постоянно. Но сегодня недропользователям буквально сказали: «занимайтесь геологоразведкой, государство поможет. Но если нет – потеряете лицензии». Изменения идут как в интересах собственника недр – государства, заинтересованного в эффективной эксплуатации объекта, так и в интересах добросовестных недропользователей. А вот сохранять лицензии, ничего не делая, станет практически невозможным.

О каких переменах можно говорить:

Цифровизация системы недропользования:

- переход к формату лицензий на пользование недрами, относящихся к полномочиям Роснедр, в формате XML-файла,
- цифровизация проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о недрах,
- подача заявления и материалов на согласование технического проекта разработки в электронном виде,
- создание системы цифрового баланса и сдачи государственной и геологической отчётности в цифровом виде.

Унификация, в том числе:

- введение единой формы лицензии,
- создание систем единых форм подачи документов,
- уменьшение срока оказания государственных услуг в области недропользования,
- ведение реестра лицензий на пользование недрами (включая УНМЗ).

ДС. *Совсем недавно основной объем лицензий на право пользования недрами разыгрывался на аукционах. Государство получало большие средства за счет стартовых платежей. Но в определённый момент интенсивность в выдаче новых лицензий сильно снизилась. Что изменилось сегодня?*

КС. С 2017 года недропользователи могут получить лицензию на ГРР на практически не изученных углеводородных участках, не входящих в перечень объектов геологического изучения, после подачи ими заявки на включение такого участка в перечень. Однако это не гарантирует недропользователю получение лицензии, так как после включения участка в перечень объектов на него могут претендовать несколько компаний. Заявительный принцип предполагает, что лицензию на малоизученный участок недр получает компания, первой подавшая документы.

Такой принцип действовал на участках с твердыми полезными ископаемыми с прогнозными ресурсами категории Р3. Теперь Минприроды расширило заявительный принцип на участки недр с прогнозными ресурсами более высоких категорий по всем видам полезных ископаемых, в том числе углеводороды.

И можно констатировать, что именно в последние два-три года объем лицензий, полученных по заявлению недропользователя весьма вырос

ДС. *На сколько вырос объем лицензий, выдаваемых по заявительному принципу? На сколько проще стало получить лицензии?*

КС. Заявительный принцип получения лицензий работает все шире и эффективнее.

ДС. *В русле общего тренда уберизации многих аспектов нашей жизни, принята программа цифровизации недр. Как это изменит работу недропользователей?*

КС. Согласно подготовленным изменениям, все площади залеганий полезных ископаемых в стране будут оцифрованы, специальные карты-схемы с учтенными государством полезными ископаемыми разместят на сайте Роснедр. Интерактивную карту планируют регулярно актуализировать. Это существенно ускорит вопросы согласования в строительстве объектов, при урегулировании вопросов согласования с другими недропользователями – по соседним лицензиям или с перекрывающими лицензиями на другие виды полезных ископаемых.

ДС. *Не секрет, что существуют недропользователи, которые, получив лицензию на геологоразведку, не приступают к работе долгое время, прося отсрочек, внося изменения в лицензионное соглашения, стараясь сохранять право на участок, ожидая выгодного покупателя. Каким образом государство планирует изменить эту ситуацию?*

КС. Регулярные платежи за геологоразведку будут повышены при затягивании ее сроков. В законе «О недрах» предполагается увеличение ставок платежа при превышении сроков на геологоразведку. Срок действия лицензий на геологическое изучение — пять лет, в некоторых случаях он может вырасти до десяти лет и даже больше.

Если срок геологоразведки увеличивается, регулярный платеж в пользу государства растет — например, за три года просрочки он может подскочить многократно. Это исключит появление так называемых «спящих лицензий», когда компании «столбят» перспективные участки, однако годами не проводят геологоразведку.

Предусматривается переходный период. Пока сроки вступления законоп-

роекта в силу в отношении углеводородного сырья предполагается - не ранее 1 сентября 2026 года.

ДС. *В соответствии с п. 11 Приложения 11 Постановления Правительства РФ от 12 марта 2022 № 353 «Об особенностях разрешительной деятельности в Российской Федерации в 2022 и 2023 годах» допускается проведение работ по проектной документации, предусмотренной статьей 36.1 Закона Российской Федерации «О недрах», с проведением выборочных рубок и сплошных рубок деревьев, кустарников, лиан без предоставления лесных участков, без установления сервитута на основании разрешений на выполнение работ по геологическому изучению недр на землях лесного фонда. Существует ли административный регламент для выдачи таких разрешений, упростит ли это постановление работу геофизиков?*

КС. Приходится констатировать, что по данному вопросу есть нестыковка двух документов. В соответствии с пунктом 3 статьи 43 Лесного кодекса РФ допускается использование лесов в целях осуществления геологического изучения недр **без предоставления лесного участка, установления сервитута, если выполнение работ в указанных целях не влечет за собой проведение рубок лесных насаждений.**

При этом, В соответствии с пунктом 7 приложения 11 постановления Правительства РФ от 12.03.2022 № 353 «Об особенностях разрешительной деятельности в Российской Федерации в 2022 и 2023 годах» по 31 декабря 2023 г. **допускается проведение работ по проектной документации, предусмотренной статьей 36.1 Закона Российской Федерации «О недрах», с проведением выборочных рубок и сплошных рубок деревьев, кустарников, лиан без предоставления лесных участков, без установления сервитута на основании разрешений на выполнение работ по геологическому изучению недр на землях лесного фонда.**

Этот вопрос решается локальными актами того региона, в котором планируется геологоразведка. Но в любом случае, при проведении той же сейсморазведки, работа по согласованию вырубки леса должна стать легче и быстрее.

ДС. *Как финансово государство стимулирует геологоразведку?*

КС. Для расчета НДПИ используется стоимость нефти по данным международного агентства Argus Media. Эти расчеты учитывают товарооборот по западным биржам. Сейчас планируется для расчета НДПИ использовать данные Санкт-Петербургской товарно-сырьевой биржи, учитывающей фактические сделки российских недропользователей. Думаю, этот переход сделает налог более справедливым, учитывающим интересы, прежде всего российских недропользователей.

Также хочу отметить большую работу, которую сейчас ведут российские законодатели по разработке налоговых льгот при добыче ТРИЗ. Разработанная система налогового стимулирования добычи ТРИЗ включает в себя множество различных видов преференций в виде нулевого значения ставки НДПИ, пониженных коэффициентов в формуле расчета НДПИ, специального порядка расчета налоговой базы для ряда месторождений.

В частности, предполагается ряд мер по налоговому стимулированию разработки месторождений:

• предоставление отрасли налогового вычета по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для освоения ТрИЗ нефти и газа до достижения определенного коэффициента, возмещения затрат недропользователя сроком на 10 лет с начала добычи,

• отнесение к ТрИЗ газоконденсатных залежей в низкопроницаемых пластах с аномальным пластовым давлением,

• стимулирование геологоразведочных работ (ГРР) - сейсморазведки, параметрического и поискового бурения - с помощью налогового вычета по НДПИ в объеме затрат на региональных и поисково-оценочных этапах.

ДС. *Во всем мире успешно проводится так называемая «спекулятивная сейсморазведка», когда частные инвестиции привлекаются на этапе региональных исследований. Какие перемены будут на этапе региональных исследований недр?*

КС. Поправки разрешают привлечение частных инвестиций в региональные этапы поиска полезных ископаемых, которые традиционно проводятся и финансируются государством.

По оценкам принятие законопроекта позволит двукратно увеличить ежегодный прирост региональной изученности страны на предмет залежей полезных ископаемых.

Если сейчас ежегодно открывается порядка 40 перспективных объектов, то уже в среднесрочной перспективе их количество предположительно вырастет до 100.



ДС. *Чем государство может еще помочь малым компаниям, приходящим на небольшие объекты недропользования не попадающих в сферу интересов крупных компаний?*

КС. Да, число компаний, владеющих лицензиями на углеводородное сырье – несколько сотен. А разведкой занимаются десятки. Причин много. Но главная – не хватает денег на создание нормального промысла. Для таких компаний государство также предлагает решение, стимулирующее геологоразведку — компании получат право продавать поисковые лицензии, а не саму компанию вместе с лицензией. То есть можно провести исследование, повысить перспективы участка и продать его, не продавая саму компанию. Это позволит минимизировать число юридических лиц «на одну лицензию», не имеющих ни активов, ни перспектив самостоятельного развития.

ДС. *Да, трансформация рынка геологоразведки происходит, и происходит очень быстро. Как эти перемены отражаются на Вашей работе?*

КС. Я являюсь консультантом нескольких компаний недропользователей в области углеводородов. В первую очередь я всем компаниям говорю, что необходимо вести геологоразведочные работы. Во многом, в этой работе помога-



ют проектные институты, разрабатывая новые методики поиска и оценки залежей УВС, а также помогая недропользователю со всеми проектными документами, начиная от проектов ГРР и заканчивая подсчетом запасов и проектами по разработки месторождений УВС В 2009г. я создала проектный институт ООО «ЦГМ РИ Поволжья», который в настоящее время является лидирующим и одним из самых передовых в области УВС по Приволжскому и Южному ФО и который помогает недропользователям решать все выше перечисленные задачи. За последнее время специалистами ООО «ЦГМ НИР Поволжья» разрабатывается и активно внедряется на лицензионных участках собственная методика комплексирования геофизических данных в сложных геолого-геофизических условиях солянокупольной тектоники Прикаспийской впадины, а также компания активно помогает недропользователям в вопросах поисково-оценочного и разведочного бурения, проще говоря, рекомендует с наименьшими рисками выбирать точки для бурения скважин, с целью получения притока УВС.

ДС. *Ксения Борисовна, спасибо за интервью. Уверен, что оно заставит задуматься многих, на тему перемен в отрасли, и того, к каким трансформациям надо быть готовым участникам рынка.*

КС. Да, хорошо, что ваш журнал поднимает важную тему происходящих в отрасли перемен. Надеюсь, что отклики на эту публикацию перерастут в дискуссию по этому важному вопросу.

ДС. *В заключении хочу процитировать руководителя Федерального агентства по недропользованию – Петрова Евгения Игнатьевича.*

- Наша задача - обеспечить долгосрочную стабильность российской экономики. Несмотря на стремительно меняющиеся экономические условия, Россия остается одним из лидеров по запасам основных видов критически важного для мировой экономики минерального сырья. Новые механизмы привлечения внебюджетных инвестиций позволят повысить инвестиционную привлекательность российского минерально-сырьевого комплекса для устойчивого развития России.

И это – государственная стратегия, реализация которой оживит геологоразведку, ускорит прирост запасов и ресурсов, стимулирует новые технологии и разработки, поднимет инвестиционную привлекательность отрасли. И к этому нужно быть готовым всем участникам рынка.

GEOSPACE
Technologies
Eurasia



ГЕОФОНЫ БЕЗ КОРПУСА

- Вертикальные;
- Горизонтальные;
- Всенаправленные;
- Скважинные.

ГРУППЫ ГЕОФОНОВ



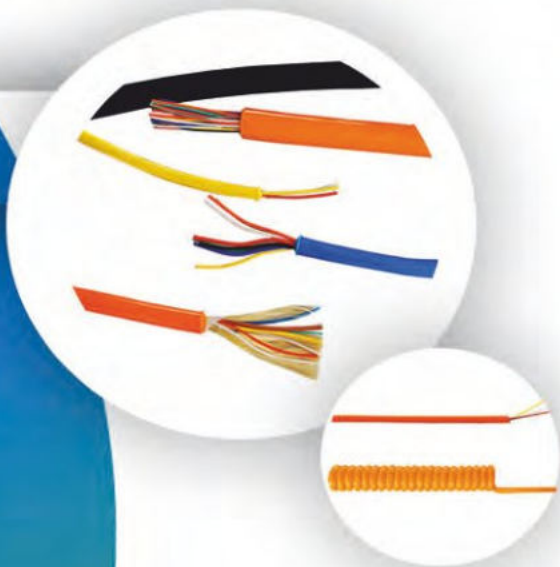
- Полевые;
- Трёхкомпонентные;
- Болотные.



РАЗЪЕМЫ

- Для групп геофонов;
- Для подключения к станции;
- Герметичные;
- Комплектующие к разъемам.

КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ



- Телеметрические кабели;
- Линейные сейсмические кабели до 100 жил;
- Сейсмокосы всех типов;
- Кабель сейсмический;
- Кабель электроразведочный.

+7 (347) 282-39-73
info@geospace-ufa.ru
geospace-ufa.ru

Компания ИНОВА – ломая стереотипы. Современная трансформация технологий в сейсморазведке.

В сейсморазведке существуют устойчивые убеждения:

• Ноды немые и представляют серьезный риск для сбора данных;

• Контроль качества нодов требует времени и значительно увеличивает затраты на проекте;

• Для работ в транзитных зонах требуются дорогостоящие морские кабельные системы наблюдения;

• Низкая частота - это хорошо, но на низкой частоте трудно получить большое усилие на грунт;

• Крупные проекты означают большую численность партии;

• Высокоплотные исследования стоят дорого, и это необходимые затраты.

Компания ИНОВА представляет оборудование и технологические решения, меняющие представление о современной сейсморазведке, подтверждая факт буквально революционных изменений в геологоразведке. Но обо всем по порядку.

Нодальная система Quantum

В большом семействе современных нодальных систем Quantum отличается отличным сочетанием большого и разнообразного функционала, компактности и лаконичности в дизайне.

Контроль статуса блока и полевой контроль качества материала осуществляется по Bluetooth. Программное обеспечение iX1 Acquisition позволяет отображать:

• Статус Батареи, Памяти, GPS;

• Статус записи;

• Статус геофона: Наклон, Сопротивление, Шум геофона, Шум канала (0Дб и 24Дб);

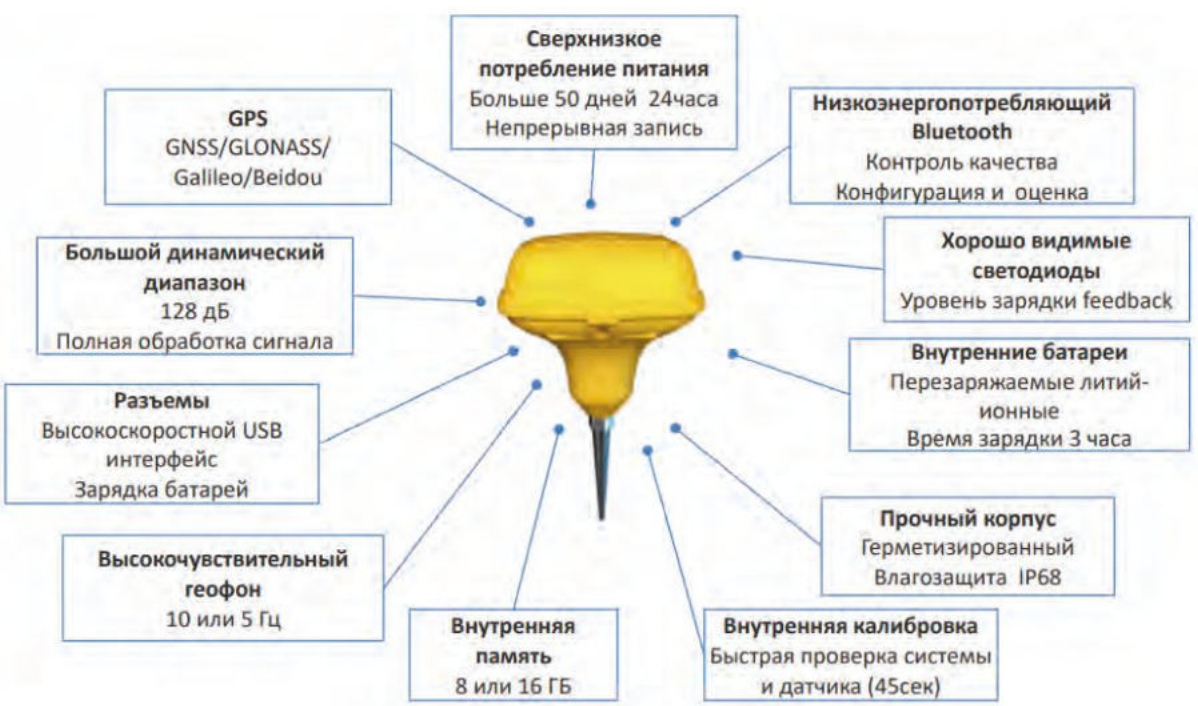
• Полярность;

• Навигация к Пикету;

• Просмотр данных в реальном времени;

• Контроль качества расстановки (Расстояние от Flag).

▼ *Рис. 1. Ноды весом всего 650 г позволяют многое.*





▲ *Рис. 2. Система управления Quantum.*

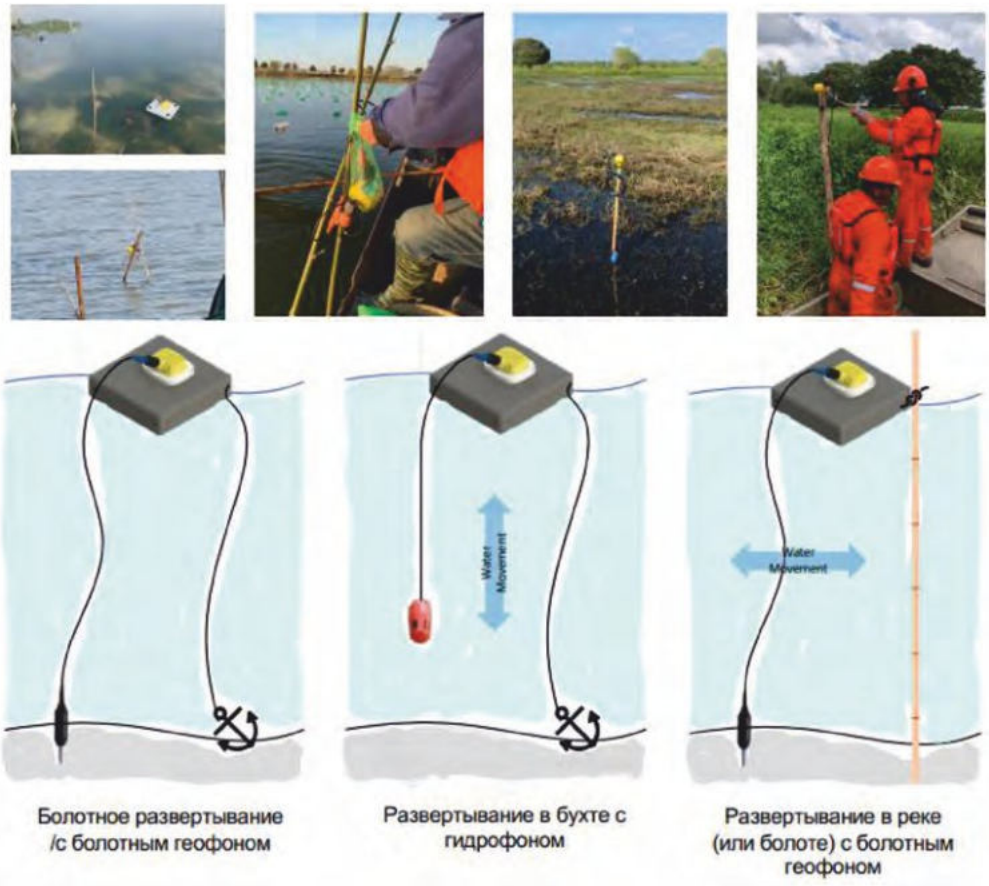
Поиск нодов реализован в диапазоне Bluetooth удобной аудиовизуальной функцией для определения местоположения потерянного нода.

Благодаря такой модификации нодальной системы, работы в транзитных зонах стали возможны с помощью нодов Quantum. Причем стоимость такой системы регистрации на порядок ниже донных транзитных систем наблюдения.

Тестирование системы выполнялось на водоемах с глубинами до 40 м, оценивалась работа с разными приемниками – как болотофонами, так и гидрофонами. Использование нодов обеспечивает простоту развертывания системы наблюдения, позволяет вести работу без специальных процедур «склеивания» материала различных регистрирующих систем.



◀ *Рис. 3. Поддержка внешнего датчика, в том числе гидрофона или болотного геофона.*



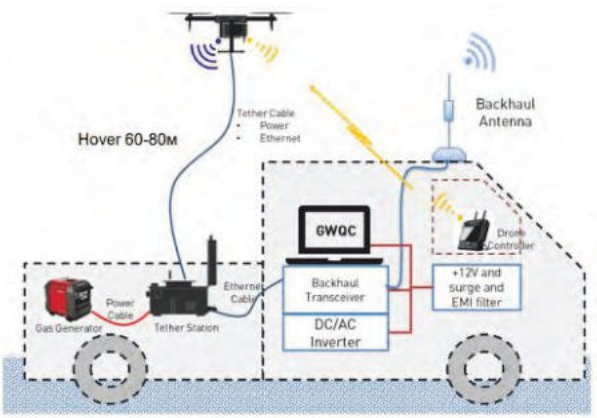
▲ *Рис. 4. Развертывание нодальной системы в переходной зоне.*

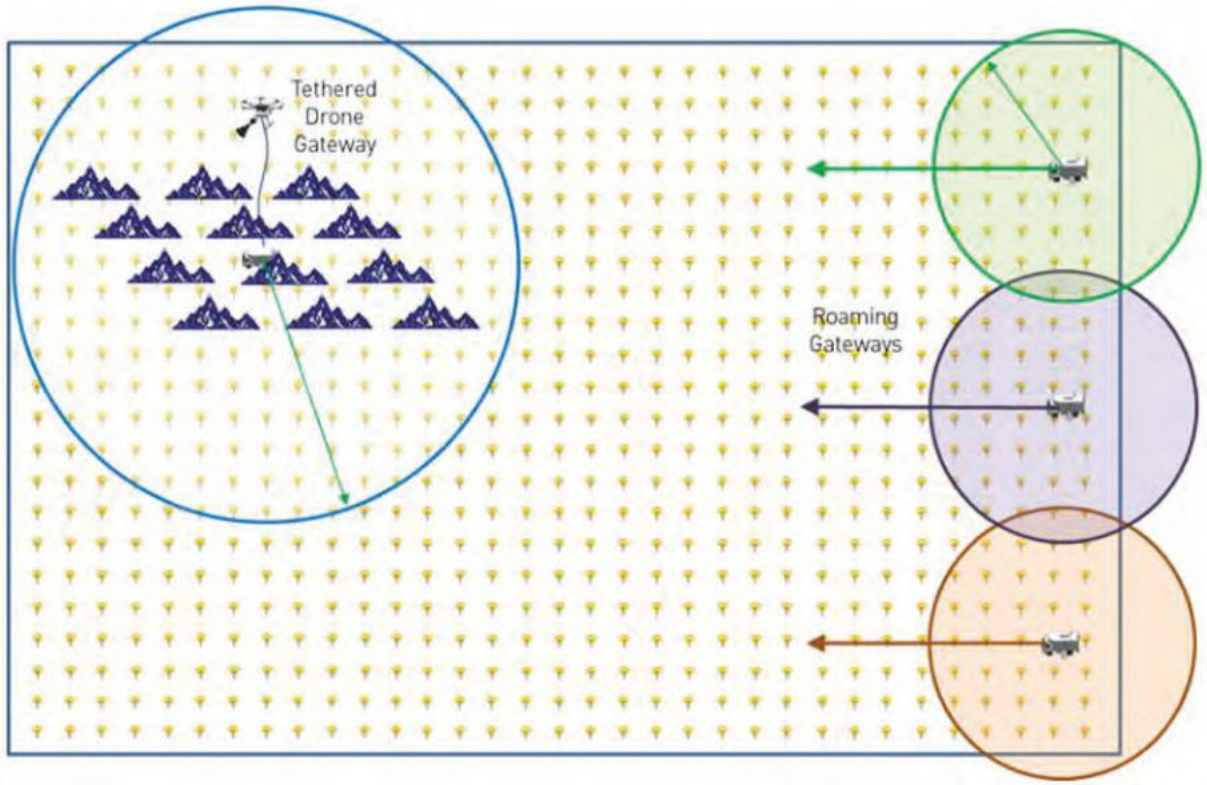
Система Bluetooth позволяет быстро и оперативно реализовывать контроль качества системы наблюдения Quantum. На машины или дрон устанавливается концентратор контроля полевой системы наблюдения. Учитывая существенный радиус охвата Bluetooth (более одного километра), можно обеспечить сбор информации по полевой расстановке за очень короткое время.

Система контроля приемной расстановки позволяет получать широкий набор параметров: Широта/Долгота каждого приемного модуля, состояние аккумулятора, доступная память, наклон приемника, сопротивление, уровень шумов, параметры записи (усиление, динамический диапазон). Ежедневное тестирование расстановки позволяет своевременно вносить коррективы, не допуская брака.

На рис. 7 представлен результат опроса приемной расстановки на площади 150 кв.км, реализованный двумя контрольными системами, установленными на автомобиле и дроне.

▼ *Рис. 5. Компоновка мобильного концентратора системы Quantum на автотранспортном средстве во взаимодействии с концентратором на дроне.*





▲ *Рис. 6. Пример расстановки концентраторов на дроне и автотранспортных средствах.*

• Старт: 07:00 GST, Завершение: 16:30 GST;

• Опрошено более 25 000 каналов системы наблюдения;

• Черный след – путь передвижения Gateway;

• Цветовая маркировка Quantum в зависимости от данных QC:

- Желтые: ≤ 10
- Оранжевые: ≤ 20
- Зеленые: 20+

Система Quantum отлично зарекомендовала себя на рынке, и многие геофизические компании реализуют проекты в разных частях света, в разных сейсмогеологических условиях. Как уникальные мегапроекты, использующие десятки тысяч приемных модулей (уже есть проекты, на которых применялось более 100 тыс. модулей), так и относительно небольшие, но в очень сложных поверхностных условиях гор, болот или на урбанизированных территориях.



▲ *Рис. 7. Результаты работы на реальном проекте двух модулей Gateway – на автомобиле и дроне.*



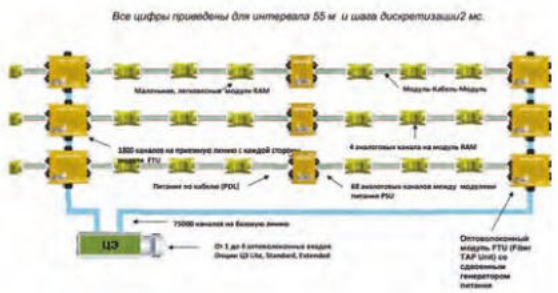
Компонент	Уменьшение габаритов (приблиз.)	Уменьшение веса (приблиз.)
RAM	>50%	70%
PSU	>50%	66%
FTU	>50%	48%

▲ *Рис. 8. Снижение габаритов системы G3i.*

G3i NXT – кабельная система становится легче, становится эффективнее.

G3i - успешно зарекомендовавшая система регистрации, на рынке появилась уже достаточно давно. И не случайно, сегодня данная система получила новое наполнение. Помимо того, что программное обеспечение постоянно развивалось, расширяя возможности аппаратуры, повышая технологичность работы, компания INOVA предлагает станцию нового поколения G3i NXT. Станция, ставшая легче на 60-70% в отдельных своих модулях, остается совместима с оборудованием старых версий.

Архитектура системы G3i NXT представлена на рисунке 9 и она соответствует станциям прошлых поколений.



▲ *Рис. 9. Архитектура системы G3i NXT.*

Аналоговый FTU поддерживает 4 аналоговых канала, Блоки PDL поддерживают до 12 модулей RAM с каждой стороны FTU.

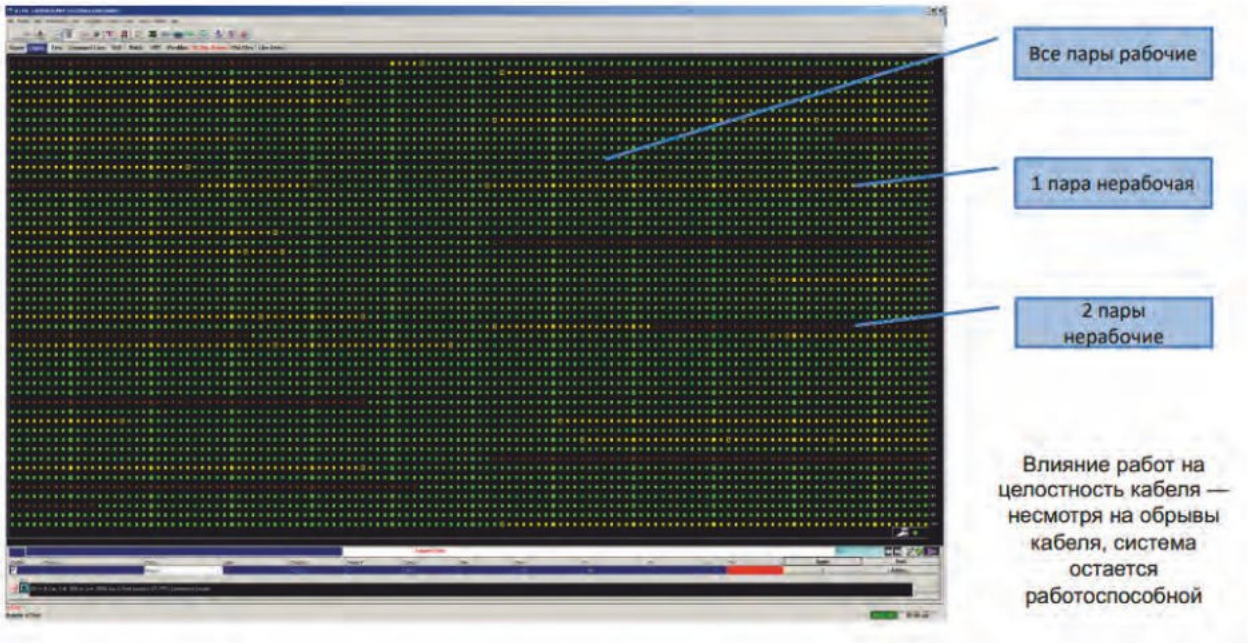
Другие характеристики системы:

- 75,000 каналов емкость каждой базовой линии
- Интегрированный оптоволоконный модуль и сдвоенный модуль питания в одном корпусе
- Сдвоенный порт питания, с коммутацией без отключения
- ½ емкость линии приема: 1800 каналов (при 2мсек, 55м)
- Рабочее напряжение: 10.5 – 18В (номинально 12В)
- Вес: 4.35 кг (9.59 фунта)
- Глубина погружения: до 5м (в пресной воде).

G3i NXT характеризуется многопутевой передачей данных. Избыточность телеметрических пар приемной линии



▶ *Рис. 10. Кабельная система приемных линий имеет исполнение как в облегченном варианте, так и в стандартном исполнении.*



▲ *Рис. 11. Запас прочности при передаче информации на станцию.*

позволяет гарантировать 100% работу без потерь сейсмической информации, сокращает время простоев из-за обрывов кабеля.

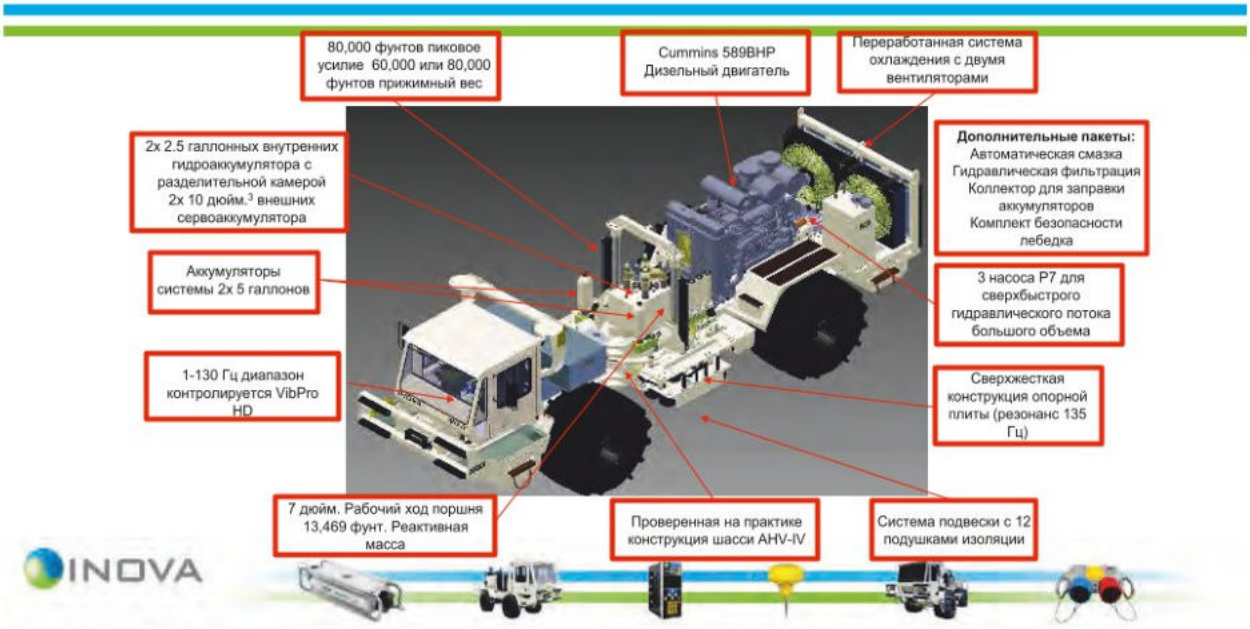
Широкополосный виброисточник INOVA AHV-V TITAN

В 2018 г. на рынок выходит новый виброисточник, позволяющий существенно расширить возможности вибросейсморазведки. Данная разработка обеспечивает надежное возбуждение сигнала широкого спектра. В TITAN реализован комплекс новаций, существенно снижающих риски эксплуатации больших и тяжелых транспортных машин.

Основные особенности и характеристики виброисточника AHV-V TITAN представлены на рис. 12 и в таблице 1.

Но главное преимущество данной разработки заключается в устойчивости

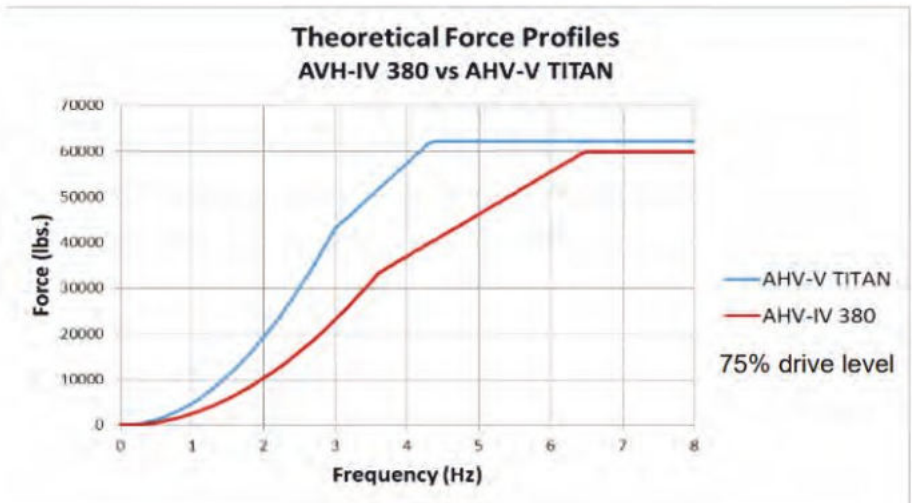
▼ *Рис. 12. Ключевые особенности AHV-V TITAN.*



Характеристика	Преимущества
Новый двигатель 3 поколения Cummins Tier 3 589 HP	Снижает выбросы, расход топлива снижен на 6,5% (против 380)[1]
Система двойного охлаждения	Снижает шум, создаваемый двигателем (приблизительно 20 дБ), повышает эффективность охлаждения
Различные прижимные весы, 60 тыс. или 80 тыс. фунтов	Увеличивает эффективность эксплуатации, один вибратор –две конфигурации[2]
Супержесткая опорная плита (135 НГц резонансная частота)	Меньше изгиб, уменьшает гармоническое искажение, улучшает сигнатуру
Новая система 12-пневмоопор	Улучшенная стабильность, лучше передача энергии
Построено на шасси AHV-IV	Испытано на практике, высокая надежность, проверенная конструкция виброисточника
7 дюймов полезный ход поршня / тяжелее масса	Развивает до двух раз большее усилие на низких частотах
2x 2.5 гал. Внутренних аккумулятора с разделительной камерой, 2x 5 гал. Линейные аккумуляторы, 3 насоса P7	Увеличивает скорость гидравлического потока[3] на 50%, улучшает время отклика[4] во время LF свипов, испытанные высоконадежные компоненты
1-130 Гц широкополосный диапазон	Широкополосный виброисточник, улучшает производственную гибкость
Комплексный пакет опций (автоматическая смазка, фильтрация масла, комплекты безопасности, лебедка)	Увеличивает эффективность работы, сокращает время простоя, снижает затраты на техническое обслуживание и повышает безопасность

Примечания:
1. iДвигатель Cummings **экономит на 10% больше топлива**, чем двигатель Detroit Diesel, но выходная мощность увеличивается на 18%
2. Конфигурация на 80 тыс фунтов требует осей SWEDA и дополнительных скользящих грузов
3. Скорость потока сейчас >254 г/м
4. Время отклика гидравлической системы 7мс

▲ *Табл.1. Характеристики AHV-V TITAN.*



Частота (Гц)	INOVA AHV-V TITAN	INOVA AHV-IV 380
1	**4820**	2578
1.5	**10845**	5800
2	**19280**	10312
2.5	**30125**	16112
3	**43100**	23202
3.5	**50283**	31580
4	**57467**	37018
4.5	**62160**	41646
5	**62160**	46273
5.5	**62160**	50901
6	**62160**	55528
6.5	**62160**	60000
7	**62160**	60000

▲ *Рис.. 13. Распределение усилия источника AHV-V TITAN по частоте.*

сигнала, который создает виброисточник на низких частотах. Рис.13.

Уже на частоте выше 1Гц виброисточник создает достаточное усилие, чтобы увидеть его отклик в сейсмическом сигнале, а на 4Гц возбуждение практически выходит на пиковое усилие. Кроме частотных характеристик в новой машине реализован комплекс цифровых решений для повышения эффективности работы виброисточника. Рис.14.



▶ *Рис. 14. NEUROtec – комплекс цифровых решений для повышения эффективности работы виброисточника.*

Мониторинг давления в пневмоопорах позволяет обеспечить высокое качество данных, контролируя основные параметры работы источника, без остановки производства. Эта технология помогает обеспечить высокое качество данных.

Мониторинг всех параметров виброисточника фиксируется в удобном по форме журнале полевых наблюдений. Причем,регистрация этих данных осуществляется в режиме реального времени, что позволяет оперативно вносить корректировку в работу современного источника возбуждения.

Однако, не только геофизические характеристики отличают новый AHV-V TITAN. Уделяя большое внимание безопасности производства, разработчики реализовали комплексную систему наблюдения окружающей обстановки, состоящую из комплектов ИК-датчиков и камер наблюдения.

Работать эффективнее, работать быстрее.

На проектах, реализующих съемку нодальными системами, состав партии меняется кардинально. Во-первых, сокращается состав партии, а, во-вторых, техника тоже становится легче, мобильнее, экономнее. Обслуживание нодов по сравнению с обслуживанием кабельной системы означает сокращение численности партии на 35–65 %. Сокращение персонала, необходимого для размотки линии, погрузки, развертывания и контроля качества, означает снижение эксплуатационных затрат.

Методы сбора данных QC делают ненужным тотальный полевой контроль качества с большим количеством ресурсов.

Показатели и ресурсы партии одного из проектов, выполненных с полевой системой наблюдения Quantum, представлены на хронограмме рис. 15.

Состав партии, реализовавшей данный проект.

- Максимально требуемое для размотки оборудование – 4000 модулей Quantum:

- 6 грузовиков Hilux с 3 чел. в каждой группе;
- Контроль качества и поиск и

▼ *Рис. 15, Хронограмма проекта, выполненного с использованием оборудования Quantum.*



устранение неисправностей – 2 грузовика Hilux по 2 чел. (Могло быть уменьшено до 1 чел. на группу)

- **Загрузка и управление данными:**
  – 1 оператор;
  – 3 сейсморабочих.
- **Требуемый размер партии:**
  – 26 человек и 8 маленьких грузовиков;
  – Трейлер для размещения стоек загрузки/зарядки нодов и один транскрайбер iX1.
- **Сравнение веса Quantum и кабельной системы**
  – Вес развернутой системы Quantum:
  127.4 кг, на кв. км (75 м х 75 м конфигурация)
  – Вес эквивалентной кабельной системы (оптимальная конфигурация):
  1167 кг на кв. км (75 м х 75 м конфигурация)

Сегодня становится очевидным, что при использовании системы Quantum небольшая партия может поддерживать очень высокий уровень производительности благодаря эксплуатационной эффективности системы.

Заключение

В Омане партия, использующая 60 000 каналов Quantum успешно работает уже три года. Выполняются большие и сложные проекты. Работа партии была оценена в 2022 г. номинацией ADIPEC «OPERATIONAL EXCELLENCE COMPANY OF THE YEAR» («Лучшая операционная компания года»).

В Мексике реализован проект с использованием 105 000 каналов смешанной расстановки из 55 000 нодов Analog Quantum и 50 000 нодов на базе Quantum Accuseis MEM. Работа шла, в том числе, в транзитной зоне, в густом лесу тропических джунглей. Данные контроля качества HyperQ собирались каждый день, что гарантировало 100% результат сохранности сейсмической информации.

Самая высокопроизводительная партия в Саудовской Аравии, достигшая максимальной производительности 52444 ПВ в 24 часа, при средней производительности 37239 ПВ в сутки использовала 54 виброисточника и 80 000 каналов G3i HD.

Партия, выполняя проект в 2023 г. на Ближнем Востоке, используя 30500 датчиков Quantum с опционной технологией HyperQ и 13 новейших вибраторов TITAN, достигла средней производительности 24,000 ПВ в сутки.

Проект 3D в Германии с расстановкой в 41190 активных каналов выполнен в 2022 г., зарегистрировано 1,4 миллиарда сейсмических трасс, разрез данных получен через 15 дней.

3D проект на юго-востоке Румынии объемом 1,600 км² выполнен за 5 месяцев работы с использованием регистрирующей системы Quantum. На площади работ сплошная зона активного земледелия - 43 общины и 126,000 землепользователей, кроме того – почти 2000 природных ограничений.

Проекты, реализуемые оборудованием компании ИНОВА, сегодня становятся стандартом современной сейсморазведки. Новые технологии расширяют круг решаемых задач, увеличивая возможности метода, позволяя выполнять проекты, невозможные для выполнения буквально несколько лет назад.

Подробнее об авторе



Жан Жанюар

Генеральный Директор EOS

Региональный Директор INOVA

Состояние и перспективы рынка обработки сейсмических данных в России

По итогам конференции «Геонауки: Время перемен, время перспектив», апрель 2023 г.

- Горбачев С.В., ООО «РН-Шельф-Арктика», г. Москва
- Оболенская А.А., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва

20 апреля 2023 года в Санкт-Петербурге в рамках 10-й юбилейной научно-практической конференции «Геонауки: Время перемен, время перспектив» прошел круглый стол по теме «Состояние и перспективы рынка обработки сейсмических данных в России». В мероприятии приняли участие около 50 ключевых экспертов по обработке, руководителей организаций, специалистов и представителей ВУЗов для обсуждения вопросов программного обеспечения, вычислительных мощностей, подготовки персонала, контроля качества работ, тенденций современной обработки и перспектив отрасли.

Перед круглым столом был проведен онлайн-опрос, в котором приняло участие более 110 респондентов по актуальным тематикам, касающимся обработки сейсмических данных (22 вопроса). Программа мероприятия была выстроена исходя из представлений о том, что обработку можно обсуждать как совокупность нескольких составляющих: персонал, вычислительный центр (ВЦ), программное обеспечение (ПО), качество результатов и бизнес в целом. Для каждого из перечисленных элементов, в процессе выступления докладчиков, в рамках дискуссии и обмена идеями был сформулирован перечень ключевых проблем и решений (Рис. 1). Такой подход позволил системно обсудить различные аспекты вопроса.

Данная статья представляет основные идеи докладов Круглого стола, статистику онлайн-опроса и ключевые выводы по результатам дискуссии.

86% респондентов считают, что есть существенные проблемы в направлении «Обработка», 1% считает, что все хорошо, 3% - ничего страшного, все само решится и 10% имеют свой ответ, во многом подтверждающий наличие проблем, но со своей спецификой. Итого, 96% видят проблемы и считают, что надо что-то делать. Если выделить крупные блоки, то

▼ *Рис. 1. Основные элементы «Обработки».*



основное – это отсутствие программного обеспечения мирового уровня - по мнению 32%; устаревшая школа сейсмиков-обработчиков и только 17% видят угрозы в давлении мирового рынка.

В обсуждении вычислительных центров был представлен доклад Софьи Вольферц (Шлюмберже): «Облачные технологии для обработки сейсмических данных», в котором показана кооперация программных продуктов Шлюмберже и, особенно, обработки с облачными ресурсами Яндекса, как инструмент расширения возможностей и оптимизации процесса и затрат. Переход на облачные процессы не очень простое решение, с точки зрения безопасности данных, но многие мировые и российские компании уже осуществили переход и получают свои преимущества. Содержание ВЦ, постоянное наращивание мощностей с учетом нестабильности объемов работ очень рискованно. Конечно, всегда есть особенности включения внешних систем во внутреннюю структуру / архитектуру, особенно для больших компаний, но все надеются, что со временем пути найдутся.

В рамках обсуждения вопросов программного обеспечения и технологий обработки было представлено несколько докладов, среди них «Тенденции и факторы успеха» (Михаил Попов, Бурсервис), в котором показаны актуальность повышения вертикальной разрешающей способности сейсмики путем специальной обработки, а также технологии получения детальных скоростных моделей с помощью полноволновой инверсии (FWI - full waveform inversion). В своем докладе «Тенденции современной обработки – FWI imaging» Василий Коробкин (СЖЖ Восток) продолжил тему с актуальными примерами тестовых и производственных проектов. Илья Литаврин (Профешинал Гео Солюшинс Казахстан) представил опыт практического использования Separated Wavefield Imaging (SWIM) - миграции кратных волн на одном из объектов в Казахстане. Елена Российская (Петротрейс) в докладе «Важность хорошей ГСМ для корректного построения сейсмического изображения» показала актуальность правильного методического подхода с применением надежных программных продуктов, позволяющих получить более качественную глубинно-скоростную модель и тем самым повысить точность и надежность геологической модели. При этом все отметили, для российского рынка остается существенной проблемой наличие отечественного ПО. Фактически, на рынке представлено только несколько работающих комплексов и несколько прототипов разного уровня проработки. На рисунке 2 представлены результаты опроса по актуальным алгоритмам



Рис. 2. Какие современные технологии обработки являются наиболее прогрессивными и значимыми за последние несколько лет.



▶ *Рис. 3. Почему до сих пор нет повсеместно внедренного, удовлетворяющего всем требованиям обработчиков отечественного ПО.*

обработки, что подтверждается представленными докладами.

Евгений Бондарев из Департамента цифровых трансформаций и технологического развития дирекции геологоразведочных работ ПАО «Газпромнефть» представил Концепцию своей компании по развитию комплексного ПО для обработки сейсмических данных, которая заключается в разработке точечных программных продуктов для решения конкретных производственных задач и повышения качества результатов.

По результатам докладов и обсуждений можно сделать выводы, что наиболее востребованными и продвинутыми технологиями обработки сейсмических данных сейчас являются технологии повышения точности глубинно-скоростных моделей, повышения разрешающей способности, построения изображения и азимутальной обработки. Технологии полноволновой инверсии, азимутальной обработки и миграции «не Кирхгоффа», по мнению опрошенных, хуже всего представлены в РФ.

Что же касается вопроса, почему до сих пор нет повсеместно внедренного, удовлетворяющего всем требованиям обработчиков отечественного ПО, все участники единогласно ответили: такого ПО нет (Рис. 3). Это в очередной раз подтверждает существенные проблемы доступности программного обеспечения, что влияет на обработку в целом. При этом, опрос показал, что 90% участников считают, что отечественное ПО необходимо разрабатывать, из них 52% - что должно быть минимум 2-3 разных комплекса для поддержания конкуренции и стимулирования развития.

Очень большую дискуссию вызвал вопрос: кто должен разрабатывать ПО. И тут мнения существенно разошлись (Рис. 4). Конечно же, потребителями технологий и результатов их применения являются нефтяные компании, но как любой бизнес, обработка, и ПО для нее должны приносить прибыль, что неактуально для нефтегазовых предприятий, поэтому большинство считает, что оптимальным является создание альянсов. Данный вопрос достаточно сложный и требует проработки по следующим аспектам: интеллектуальная собственность, окупаемость инвестиций и последующая прибыль от продаж, проблема отсутствия компенсации затрат, в случае не востребованности разработок. Ну и, конечно же, актуальный вопрос: за сколько лет можно с нуля создать полноценное ПО для обработки, и 85% ответили за 3-10 лет, при этом 33% из них за 5-10 лет, что достаточно долго в рамках глобальных работ и инвестиций. На вопрос о необходимом финансировании на создание полноценного ПО в течение 2-3 лет мнения разделились. 30% оценивают

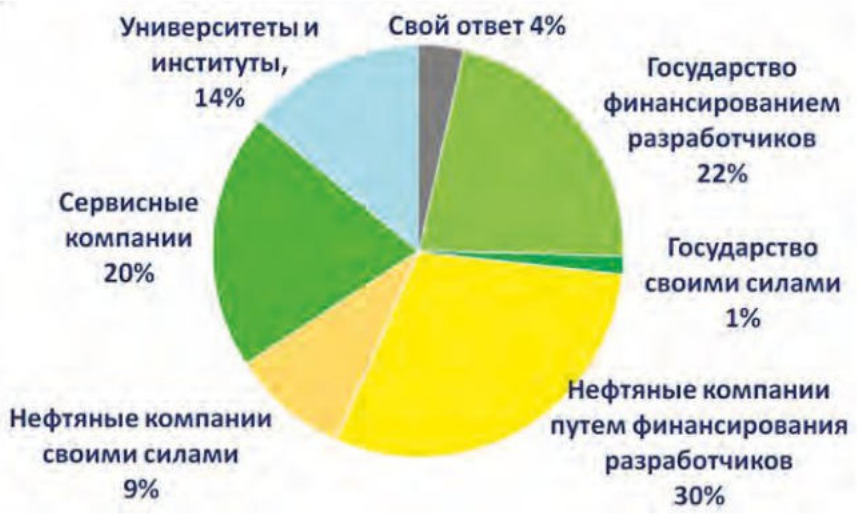


Рис. 4. Кто должен развивать технологии обработки и разработку ПО.

суммы от 500 млн.руб. до 1 млрд.руб., 26% от 100 до 500 млн.руб., 23% - более 1 млрд руб., при этом 17% считают, что за 2-3 года просто нельзя это сделать при любом финансировании.

В обсуждении вопроса перспектив рынка обработки в РФ в части ПО на горизонте 3-7 лет, половина участников опроса уверены, что иностранное ПО по-прежнему будет применятся больше, чем отечественное, при этом только 17% верят в активное развитие отечественного ПО с открытым кодом для включения внешних модулей (Рис. 5).

Актуальным вопросом обработки сейсмических данных, да и вообще любых других процессов геологоразведки и не только является персонал, его эффективность, квалификация и т.д. В рамках круглого стола обсудили основные ВУЗы, где готовят сейсмиков, при этом ни в одном вузе нет специализированных направлений по обработке. Обработка идет как часть дисциплины, один или два семестра. Фактически, в ВУЗах дается базовое представление о процессах и каком-либо программном продукте по обработке, дальнейшее обучение происходит только на производстве, во многих случаях с нуля. Поэтому, для полноценного формирования навыков обработки студенту необходимо уже в процессе обучения устраиваться на стажировки в сервисные компании. И тут, конечно, очень важна открытость компаний по приему на стажировку студентов и возможности их последующего трудоустройства с достойными зарплатами. На



Рис. 5. Что будет через 3-7 лет с рынком обработки в РФ по части ПО.



▶ *Рис. 6. Что необходимо для повышения уровня выпускаемых специалистов по обработке.*

рисунке 6 представлены результаты опроса по этому направлению.

В процессе обсуждения проблем с персоналом было отмечено, что из отрасли вообще и из обработки в частности идет существенный отток квалифицированных кадров при недостаточном ее наполнении. Основными причинами участники назвали: большую наукоемкость направления (требуются большие знания и опыт для самостоятельной работы), невысокие стартовые зарплаты и другие факторы. Также существенной проблемой является миграция специалистов между компаниями и за рубеж.

Переходя к вопросу качества данных, работ и возможностей повышения, были обсуждены вопросы необходимости «жестких» и «мягких» Технических заданий (Рисунок 7), внутренней системы контроля качества и интерпретационного сопровождения обработки (ИСО). В рамках вопроса: кто должен выполнять контроль качества ИСО: подрядчик, супервайзер или служба заказчика?» Алина Оболенская (ООО «Лукойл Инжиниринг») представила доклад «Супервайзинг и ИСО обработки со стороны Заказчика и Подрядчика». В работе четко показано, что для получения максимально качественных данных в установленные сроки необходимо тесное взаимодействие подрядчика и заказчика с самого начала проекта с применением ИСО со стороны заказчика. Данный вопрос вызвал оживленную дискуссию (Рис. 8), и было принято решение организовать отдельный семинар/круглый стол по вопросам супервайзинга и ИСО.

В рамках итогового блока круглого стола был представлен доклад Олега Адамовича, директора научного центра «Наука о Земле» Санкт-Петербургского



▶ *Рис. 7. Как должно быть написано ТЗ.*



Рис. 8.
Какую роль играет супервайзинг и ИСО, выполняемые силами Заказчика.

Горного Университета на тему: «Обработка данных сейсморазведки, как одна из дисциплин наук о Земле», в котором он представил информацию по развитию мировой отрасли сейсморазведки, актуальных технологиях и методиках, а также тенденциях. Ключевые моменты доклада: обработку нельзя рассматривать отдельно от других этапов ГРР; необходимо внедрение современных технологий и повышение качества данных. Также была отмечена необходимость популяризации обработки данных, как одного из самых высокотехнологичных направлений индустрии с точки зрения влияния на окончательный результат ГРР.

Возвращаясь к результатам опроса по поводу путей повышения качества и развития обработки в РФ (Рис. 9), большинство видят необходимость централизованной или совместной работы в этом направлении - 73%, при этом 18% уверены, что каждый должен идти своей



Рис. 9.
Как вы видите пути повышения качества и развития обработки в РФ.

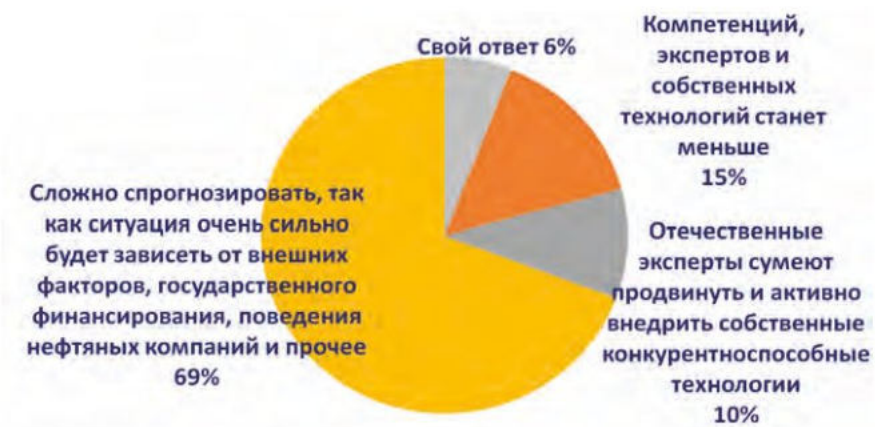


Рис. 10.
Что будет через 3-7 лет с рынком обработки в РФ с точки зрения компетенций и технологий.

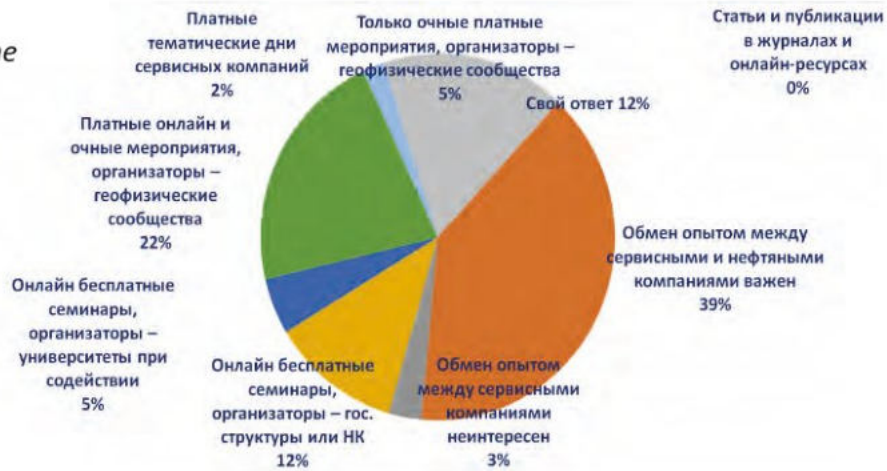


Рис. 11. В каком формате наилучшим образом может происходить обмен опытом и знаниями по обработке в отрасли.

дорогой. Перспективы развития направления достаточно туманные (Рисунок 10), во многом все будет зависеть от политики государства, геополитических и экономических аспектов, при этом 15% видят однозначное ухудшение ситуации.

Ответы на вопрос, как и в каком формате необходимо общение специалистов представлено на рисунке 11. Общий вывод единодушен: ОБЩАТЬСЯ СПЕЦИАЛИСТАМ НЕОБХОДИМО. Желательно это делать в разных формах, на разных уровнях менеджеров нефтяных и сервисных компаний, специалистов, преподавателей ВУЗов и экспертов отрасли. Все в наших руках.

По итогам круглого стола хотелось бы отметить основные направления и темы:

- Существуют достаточно серьезные проблемы в области обработки сейсмических данных.
- Линейка отечественного программного обеспечения для обработки не покрывает современные потребности рынка РФ.
- Систему обучения и подготовки специалистов необходимо развивать и повышать качество.
- Необходимо развитие систем интерпретационного сопровождения обработки для повышения качества данных и доверия к полученным результатам.
- Нужны технологические и финансовые консорциумы для совместного развития.
- Важно проводить регулярные качественные технологические мероприятия с последующей проработкой принятых решений.

Модераторы мероприятия и авторы статьи выражают большую благодарность всем, кто принял участие в опросе и в круглом столе. Мы надеемся, что подобные мероприятия позволят нам теснее взаимодействовать в вопросах развития и повышения качества сейсмических данных.

Подробнее об авторах



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



Оболенская
Алина Александровна

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

Современный и переосмысленный взгляд на применение импульсных электромагнитных источников «Абакан» в движении по сравнению с классическими взрывными источниками

- Копылов М.А, Баландин П.В.,Федоров, П.В.
  АО «ГЕОТЕК», г. Москва, г. Тюмень, г. Минусинск.
- Жуков С.Е., Шишов Д.Г., Тищенко С.В., БекешкоП.С., Лаптев П.С.,
  ООО «ГеоПрайм», г. Москва, г. Санкт-Петербург, г. Томск.

Аннотация

В статье приведены результаты опытно-производственных сейсморазведочных работ 3D, проведенных по высокоплотной и высокопроизводительной технологии с использованием импульсных электромагнитных источников повышенной мощности — «Абакан», в движении и сравнение её со стандартной взрывной методикой.

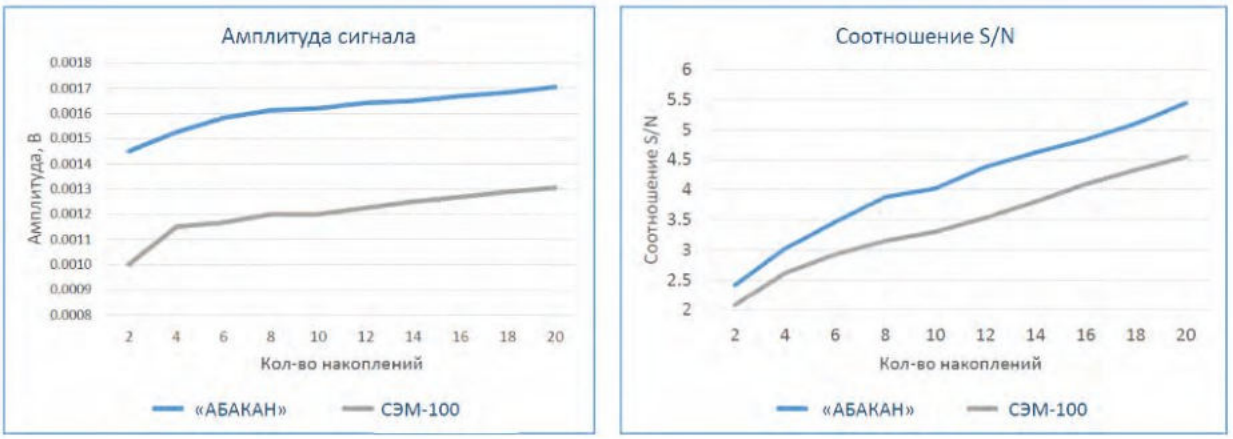
Приведены результаты обработки двух наборов данных, которые позволили сделать ряд важных выводов и заключений, которые должны учитываться в процессе камеральных работ.

Введение

Современные реалии поиска и разведки углеводородов таковы, что при общем сокращении объемов геологоразведки в стране, количество сейсмической информации не уменьшается, а ежегодно увеличивается. Это обусловлено внедрением современных и высокотехнологичных подходов получения и сбора информации, а также современными вызовами, которые стоят перед нефтегазовой отраслью: быстрее, дешевле, качественнее, экологичнее и безопаснее, т.е. требованием быть максимально эффективными. Наглядным примером является использование высокоплотных методик сейсморазведки, которые обеспечивают десятикратное увеличение объема первичных данных (Е.В. Мосягин, 2023), при этом позволяют сократить время этапа полевых работ в 2–4 раза, что учитывает современные требования и вызовы.

Излучающая установка, работающая в условиях непрерывного движения, позволяет в разы ускорить выполнение сейсмических работ и повысить плотность исходных данных, в то же время регистрируются данные с низким отношением сигнал/помеха. При этом стоит учитывать, что современные подходы и алгоритмы камеральной обработки данных высокой плотности позволяют решить данную проблему для последующих задач интерпретации и повысить информативность окончательных сейсмических данных (Е.А. Гордич, 2023).

Ключевыми отличительными характеристиками двух методик в рамках проведенных опытно-производственных работ является: тип источников возбуждения упругих колебаний и шаг между ПВ, и, как следствие, разное количество физических наблюдений и плотность трасс на квадратный км. Такие изменения достигаются за счёт применения высокопроизводительной технологии в движении. Отличительной чертой текущих работ от всех предшествующих (П.В. Баландин, 2020) является использование нового поколения электромагнитных источников повышенной мощности «Абакан», которые в 1.3 раза мощнее, чем предыдущее поколение СЭМ-100. Предпосыл-



▲ *Рис. 1. Сравнение атрибутов сейсмической записи полученных от различных источников.*

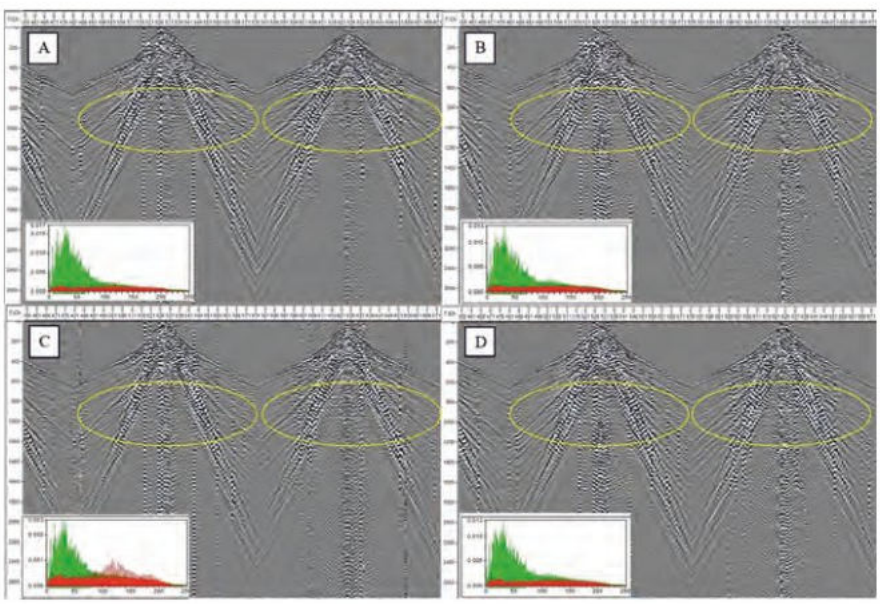
кой к разработке более мощного источника послужила необходимость увеличения амплитуды полезного сигнала (As), т.к. 2 источника совершают одно накопление вместо 4–12 шт. группой из 4–5 источников.

Работы прошлых лет

Первые испытания источника «Абакан» в действующей полевой партии были проведены в 2019 году в рамках ОМР (П.В. Баландин, 2021). Источники были расположены в центре активной расстановки, применяемой при выполнении производственных работ. Для выполнения данных работ было задействовано 4 импульсных источника — два источника «Енисей-СЭМ-100» и два источника «Абакан». Всего каждым типом источника было произведено 20 воздействий с записью промежуточных сумм 2, 4, 6, 8 ... 20. На Рисунке 1 изображены графики зависимости атрибутов волнового поля от количества воздействий.

Как видно из сопоставления, амплитуда сигнала источника «Абакан» выше на 30%. Отношение сигнал-помеха данных, полученных с применением источника «Абакан», также выше на 25–30%. На рисунке 2 изображены полевые записи, полученные при применении двух типов источников.

Как видно из рисунка 2 на сейсмог-

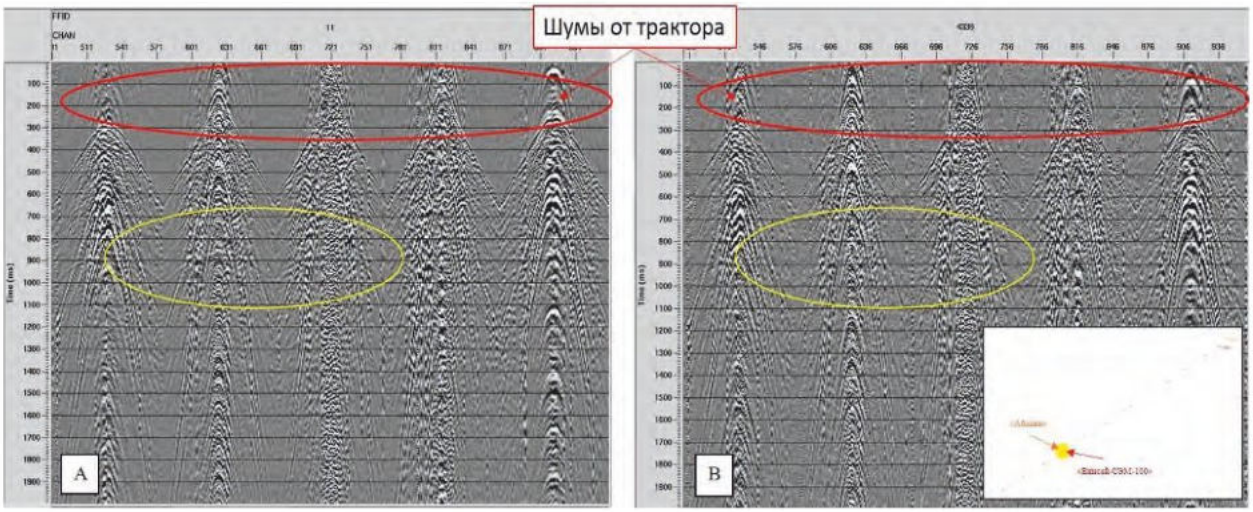


◀ *Рис. 2.*
Полевые записи.
A — «Абакан»,
8 накоплений;

B — «Енисей-СЭМ-100»,
8 накоплений.

C — «Абакан»,
1 накопление;

D — «Енисей-СЭМ-100»,
8 накоплений.



▲ *Рис. 3. Полевые записи. Источники в движении.*
А — «Абакан», 1 накопление; В — «Енисей-СЭМ-100», 1 накопление.

раммах, полученных с применением источников «Абакан», отражения имеют большую выразительность и контрастность на фоне поверхностных волнпомех. При одном накоплении отражения также имеют выразительность и сопоставимы с 8 накоплениями источника «Енисей-СЭМ-100».

На рисунке 3 представлены записи, полученные в движении на одном и том же ПВ различными источниками. Как и в случае со сравнительными испытаниями в статическом режиме, на записях, полученных с применением источников «Абакан», отражения имеют большую выразительность.

Таким образом, испытания показали, что характеристики источника «Абакан» соответствуют заявленным.

Производственные работы

Исследуемый участок находится на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Одним из производственных подразделений АО «ГЕОТЕК» в сезоне 2022–2023 были проведены сейсморазведочные опытно-производственные работы по двум технологиям.

Работы выполнялись по высокоплотной методике МОГТ-3D (таблица 1). Возбуждение осуществлялось группой,

▼ *Табл. 1. Основные характеристики систем наблюдений.*

Параметры съемок	Стандартная полевая методика	ОМР «Абакан»
Шаг ЛПВ и ЛПП, м	300x300	300x300
Шаг ПВ и ПП, м	50x25	**~5**x25
Кратность (бин 25x12,5м)	100	1000
Источник возбуждения	Взрыв в скважине (h=20м, Q=5-10кг)	**«Абакан»** 2 источника в группе
Количество ф.н.	**1350**	**12156**
Суммарное время отработки	69 часов (19 буровых станков и 3 взрыв пункта)	41 час (одиночная группа)
Плотность трасс на кв.км, шт	**320 000**	**2 901 136**



▲ *Рис. 4. Работа импульсных источников «Абакан» на профиле.*

состоящей из двух источников «Абакан» (рис. 4), буксируемых трактором Т-10МБ по технологии ISSD. Трактор двигался со скоростью 2.0 км/ч (средний шаг ПВ≈5м), что дает возможность за 10-ти часовую смену отработать участок съёмки длинной в 20 км без учета технических простоев. Регистрация осуществлялась телеметрической системой Sercel 428XL.

С целью применения большого количества групп источников, для повышения производительности высокоплотных съёмок, был разработан программно-аппаратный комплекс обеспечения автономного независимого импульсного возбуждения, при использовании которого сейсмостанция и источники выполняют свои функции независимо, т.е. отсутствуют сигналы управления процессом возбуждения-регистрации. Критерием синхронизации выступает GPS время.

Источник совершает воздействия в процессе движения по профилю. В это время, местоположение, альтитуда ПВ, а также момент времени совершения воздействия (GPS время) определяются спутниковой навигационной системой, работающей в режиме RTK включающей передвижные приёмники и базовую станцию. Локальное время сейсмостанции также переводится на GPS время, запись SEGD файлов ведется непрерывно. После завершения работ на профиле SEGD файлы и база данных источников используются для формирования стандартных SEGD файлов с помощью специального программного обеспечения. В дальнейшем полученные SEGD файлы передаются в обработку.

Контроль качества работы источников «Абакан» осуществляется по тяговым характеристикам электромагнита, регистрируемым цифровыми акселерометрами. Параметрами контроля являлись — синхронность срабатывания и напряжение заряда (рис. 5–6, таблица 2). За весь период работ источниками было совершено 15317 воздействий. Анализ данных показал, что отклонения по параметрам контроля не превышало 0.1% от общего количества воздействий, что говорит о стабильной работе источников.

На рисунке 7 представлен фрагмент сейсмограммы ОПВ для двух источников возбуждения. Стоит отменить, что сейсмограмма, полученная с помощью электромагнитного источника возбуждения, имеет низкое отношение сигнал/шум и значение абсолютных амплитуд в 250 раз меньше, чем для взрывного источника, при этом за интенсивными регулярными помехами можно видеть множество осей синфазности отраженных волн. Используя стандартный подход к оценке качества исходного сейсмического материала, основанный на отношении RMS-амплитуд в различных

▼ *Табл. 2. Параметры контроля качества работы источников.*

Параметр	Допуск		Количество срабатываний в допуске, %
	min	max	
Синхронность срабатывания, мс	2.5	2.9	99.99
Напряжение заряда, В	850	870	99.99



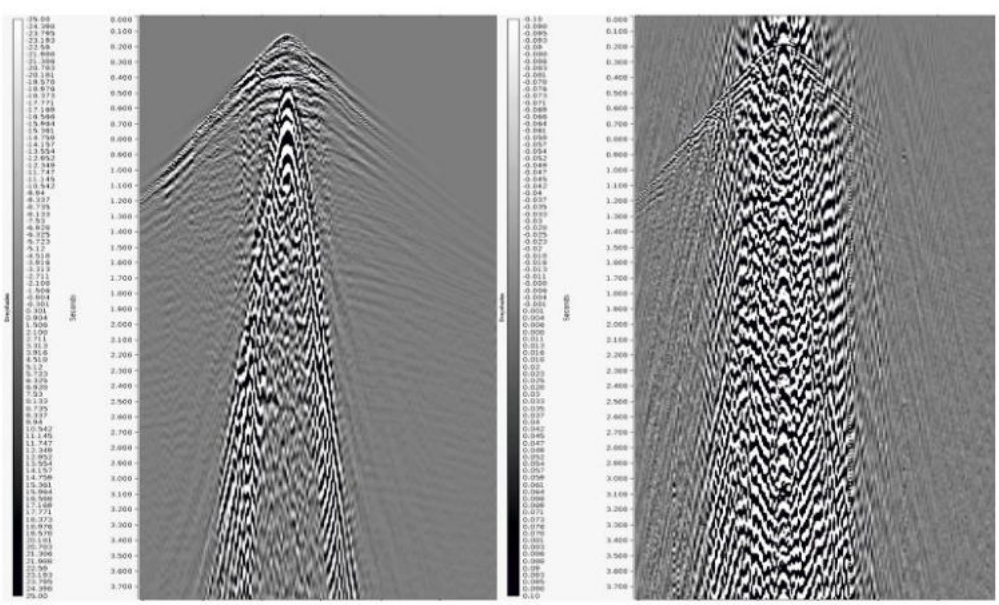
▲ *Рис. 5. Статистика работы источников. Параметр — синхронность срабатывания.*



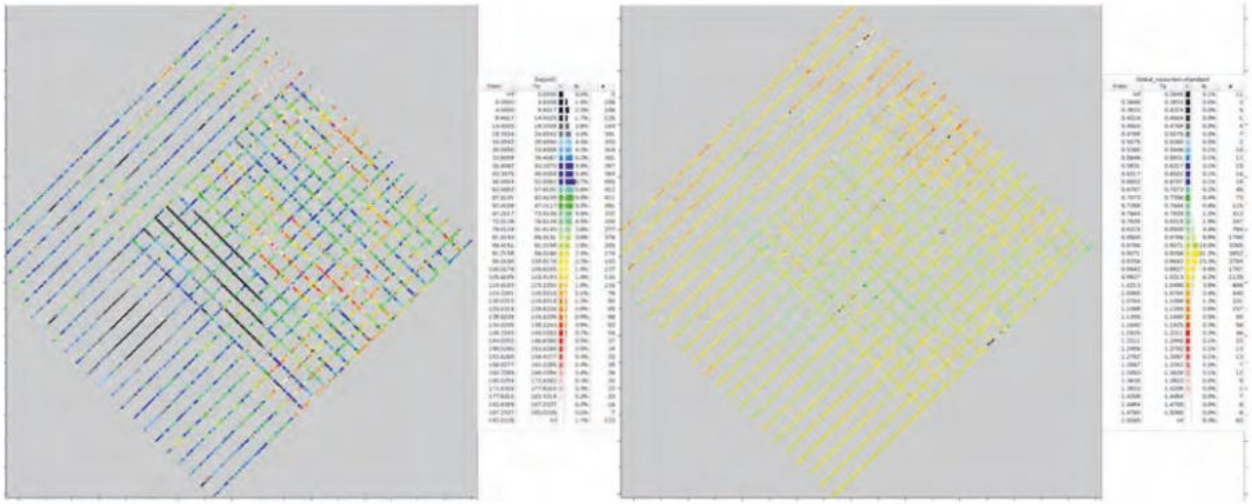
▲ *Рис. 6. Статистика работы источников. Параметр — напряжение заряда. Обработка данных ОПР.*

окнах, получаем значения отношения сигнал/шум для источника «Абакан» в диапазоне 0.5–1.5, то для случая взрывного источника значения находятся в диапазоне 4–192, что однозначно говорит о высоком качестве исходного материала взрывного источника (рис. 8). Такое поведение сейсмической записи, зарегистрированной от импульсного источника, обусловлено несколькими причинами: способом перемещения источника вдоль профиля с помощью гусеничной техники и работой в светлое время суток, когда проводилась базировка партии и другие производственно-технологические процессы сейсмопартии, что вызвало высокую интенсивность нестационарных источников шума.

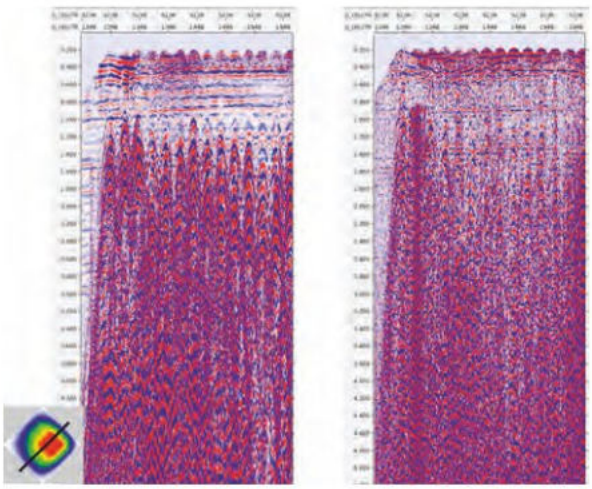
В последующем с двумя наборами данных была выполнена стандартная обработка с сохранением истинного соотношения амплитуд и получены мигрированные сейсмические изображения. Хотелось обратить внимание, что текущие подходы обработки базируются на принципе работы в реальной геометрии, т.е. с учётом всех геометрических положений ПП и ПВ, а также на моделировании помех и их последующем адаптивном вычитании из данных. Использование различных пространственных фильтров, таких как 3DFKK, могут существенно нарушить пространственную разрешённость финального сейсмического изображения, т.к. можно сгладить часть дифракционной составляющей волнового поля, обеспечивающей латеральную фокусировку разломов и мелкомасштабных геологических объектов.



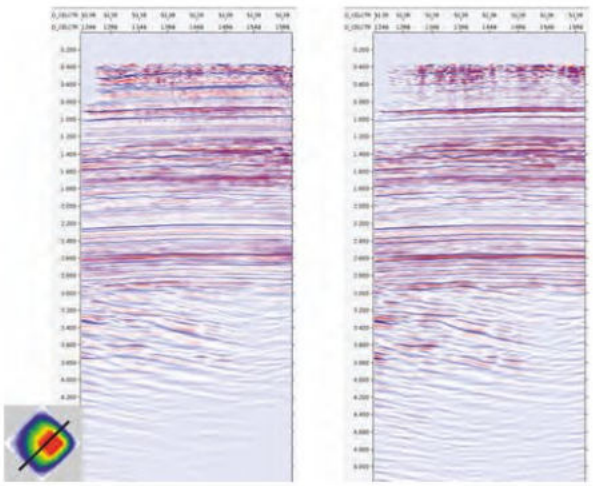
▲ *Рис. 7. Пример исходных сейсмограмм ОПВ: взрывной источник (слева) и импульсный источник (справа).*



▲ *Рис. 8. Карта отношения RMS-амплитуд в окне сигнала и микросейсм. Взрывной источник — слева, импульсный в движении — справа.*



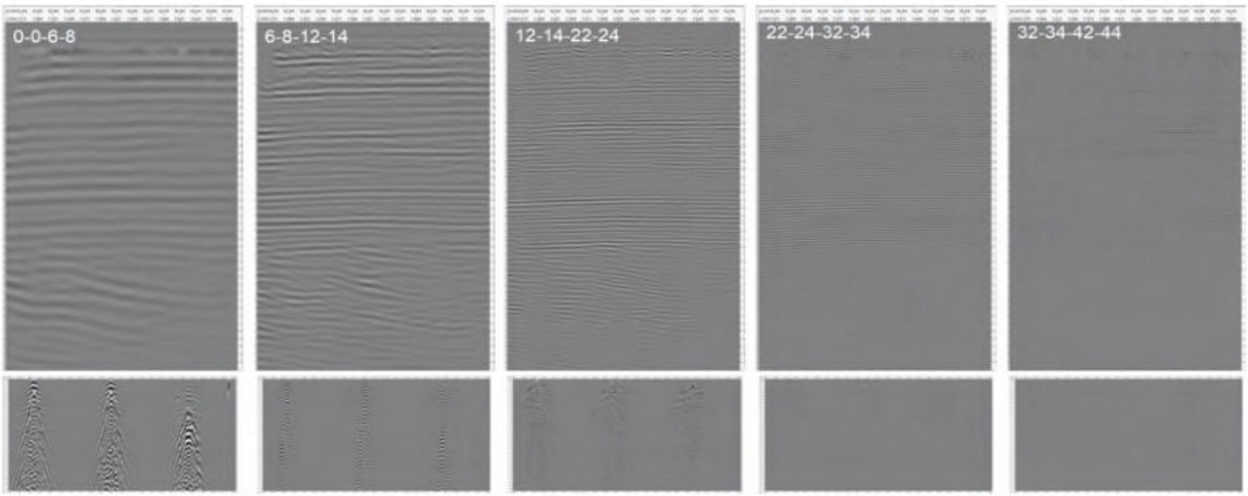
▲ *Рис. 9. Карта отношения RMS-амплитуд в окне сигнала и микросейсм. Взрывной источник — слева, импульсный в движении — справа.*



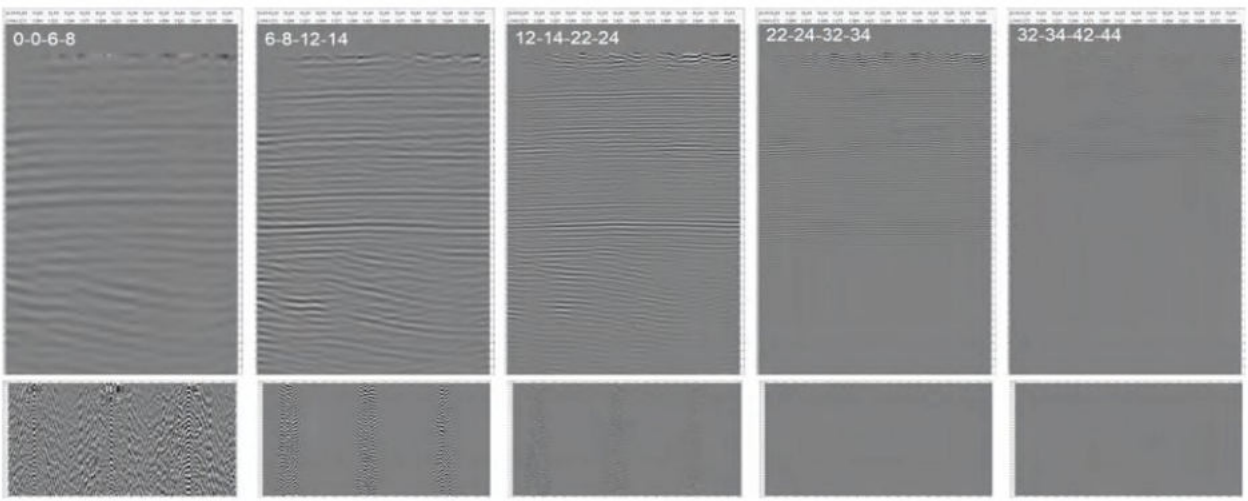
▲ *Рис. 10. Вертикальные временные сечения кубов после динамической обработки. Взрывной источник — слева, импульсный — справа.*

На рисунках 9–10 приведены исходные и окончательные вертикальные временные сечения куба после обработки. Детальный анализ в различных полосах частот (рис. 11–12) показывает, что кубы обладают сопоставимым отношением сигнал/помеха, одинаковой глубинностью и схожим амплитудно-частотным составом, несмотря на существенное отличие этих параметров на исходных сейсмических материалах. Дополнительно была проведена привязка финального волнового поля к скважинным данным и извлечен детерминистический импульс. Полученные результаты свидетельствуют о схожести формы импульса в целевом интервале (рис.13).

Далее была проведена более углублённая обработка данных, полученных по технологии импульсных электромагнитных источников в движении. Основной фокус данной обработки был направлен на тестирование и анализ результатов миграции для получения максимальной пространственной разрёшенности записи. Результаты анализа приведены на рисунке 14 в виде горизон-

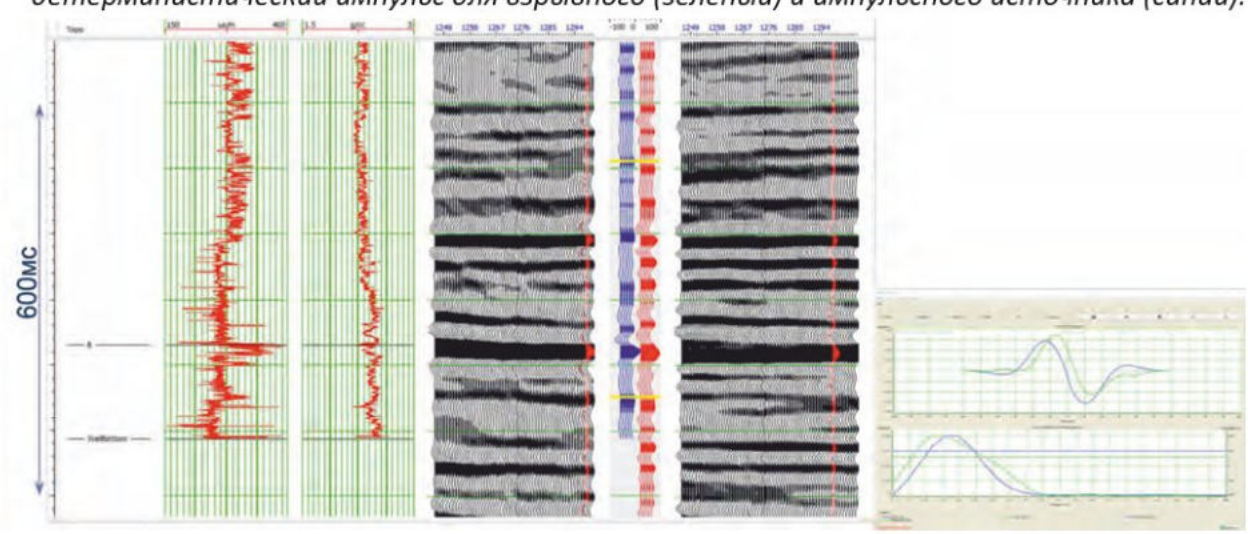


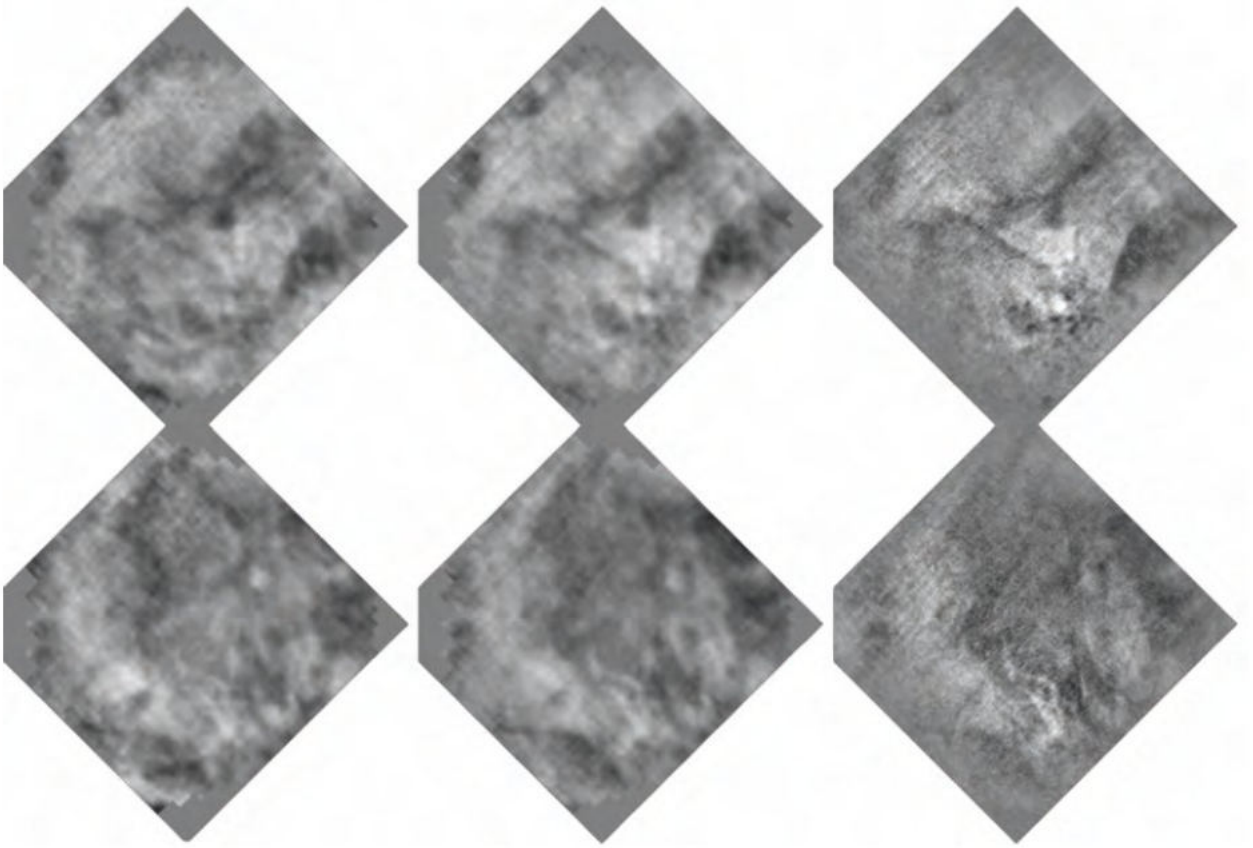
▲ *Рис. 11. Вертикальные временные сечения куба после динамической обработки (сверху) и исходные сейсмограммы ОПВ (снизу) в различных частотных диапазонах. Взрывной источник.*



▲ *Рис. 12. Вертикальные временные сечения куба после динамической обработки (сверху) и исходные сейсмограммы ОПВ (снизу) в различных частотных диапазонах. И мпульсный источник.*

▼ *Рис. 13. Пример привязки волнового поля к скважинным данным и извлеченный детерминистический импульс для взрывного (зеленый) и импульсного источника (синий).*





▲ *Рис. 14. Пример горизонтальных сечений сейсмических изображений на различных временах. Взрывной источник бин 12.5x25 (слева), Импульсный источник бин 12.5x25 (центр) Импульсный источник бин 12.5x2.5 (справа). Времена снятия амплитуд 1340мс (сверху) и 1420мс (снизу).*

тальных сечений сейсмического изображения на разных временных интервалах, где виден положительный эффект от малого размера бина с точки зрения фокусировки геологических объектов.

Выводы

Исходя их полученных результатов, можно сделать ряд очень важных выводов:

1) Использование новой модификации импульсного электромагнитного источника повышенной мощности позволяет изучать осадочный чехол Западной Сибири, включая фундамент.

2) Технология в движении обеспечивает высокую производительность и плотность сейсмических данных, которая в несколько раз превосходит стандартные технологии.

3) Качество исходных сейсмических данных, полученных по такой технологии не может быть корректно оценено никакими имеющимися на данный момент подходами, в силу наличия постоянного источника шума в виде движущегося трактора.

4) При работе с данными высокой плотности текущие подходы обработки и контроля должны быть пересмотрены в сторону получения и сохранения максимальной пространственной разрешённости сейсмического изображения. В основном это касается этапов шумоподавления, регуляризации и миграции. Визуальный анализ пространственной разрешённости показывает, что имея АЧХ для взрывного источника чуть шире, чем

для импульсного мы теряем латеральную разрешённость при больших размерах бина (12.5x25). При этом относительно узкий АЧХ, в сравнении со взрывным источником, и меньший размер бина (12.5x2.5) дают более детальную картину и существенно лучше подчеркивают геологические объекты в случае импульсного источника в движении.

5) Технико-экономические оценки импульсной технологии в движении говорят о том, что стоимость и/или время для СРР для ряда регионов могут быть уменьшены в пределах 15–20%, при кратном увеличении плотности сейсмических данных.

На текущий момент АО «ГЕОТЕК» занимает лидирующие позиции по производству и использованию импульсных электромагнитных источников, в том числе более современной их модификации — «Абакан». Последние стендовые испытания показывают ускорение цикла зарядки конденсаторов в 2 раза. Это дополнительно открывает возможности для потенциального увеличения плотности трасс, ускорения СРР и получения ещё более пространственно-разрешенных сейсмических изображений, что может положительно отразиться на формировании геологических концепций и гидродинамических моделей сложных залежей УВ.

Компания ООО «ГеоПрайм» обладает необходимым набором компетенций и ресурсной базой для выполнения обработки высокоплотных данных.

Авторы выражают благодарность ООО «Газпромнефть-ГЕО» за возможность использовать данные для целей продвижения высокоплотных и высокопроизводительных методик СРР на рынке геофизических услуг Российской Федерации.

Литература

1. В.А. Детков, П.В. Баландин, М.А. Копылов, «Технология возбуждения упругих колебаний в движении Glide», Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №2, 2020.

2. A. Ourabah, From nimble node to STRYDE — a brief history of a disruptive nodal technology. — Second HGS and EAGE Conference on Latin America, Dec 2020.

3. Е.С. Кузнецов, П.В. Баландин, А.А. Дробинский, А.В. Череповский. «Результаты анализа полевых данных ОМР МОГТ-3D, Полученных по технологии возбуждения сигнала в движении GLIDE», Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №1, 2021.

4. О.О. Адамович, П.С. Бекешко, С.Е. Жуков, Я.В. Лаптев, И.Л. Альмендингер, А.В. Ермолаев. «Высокоэффективные съемки GLIDE как потенциальный инструмент повышения качества сейсмических изображений и ускорения цикла ГРР». Тезисы конференции ПроГРРесс 2021

5. П.С. Бекешко, С.Е. Жуков, Я.В. Лаптев, И.Л. Альмендингер, А.В. Ермолаев, Е.С. Кузнецов, П.В. Баландин, А.А. Дробинский, А.В. Череповский. «Результаты обработки сейсморазведочных данных 3D полученных по технологии GLIDE на одном из участков Восточной Сибири». Тезисы конференции Геомодель 2021.

6. Николя Телье и др. «Методика xDSS для достижения высочайшей производительности при вибросейсмических операциях», Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №1, 2022.

7. П.С. Бекешко «Несостоятельность стандартных подходов к оценке качества сейсмических данных при использовании высокоплотных методик СРР Приборы и системы разведочной геофизики», №3(74), 2022.

8. A. Crosby, D. Ablyazina, J. Naranjo, O.

Adamovich, A. Ourabah, D. Tverdokhlebov. «Seismic Acquisition in Western Siberia: a Comparison Between Conventional Cabled Receiver Arrays and Lightweight Autonomous Nodes». First Break, Jan 2022.

9. А.Б. Федоров, П.С. Бекешко, М.А. Копылов, «Возбуждение упругих волн импульсным источником в движении по технологии GLIDE». Приборы и системы разведочной геофизики, №3, 2022.

10. Е.А. Гордич. «Уплотняй или проиграешь!». Тезисы конференции ПроГРРесс 2023

11. Е.В. Мосягин, А.Н. Ошкин. «Примеры современных материалов 2D/3D сейсмических съемок с уплотнением пунктов возбуждения и результаты их обработки». Тезисы конференции ПроГРРесс 2023

12. А.Б. Федоров, М.А. Копылов, П.В. Баландин, П.С. Бекешко, С.В. Тищенко, С.Е. Жуков, Д.Г. Шишов, Я.В. Лаптев, Д.Д. Назыров, В.З. Воцалевский. «Оценка эффективности применения импульсных электромагнитных источников «Абакан» в движении по сравнению с классическими взрывными источниками». Тезисы конференции ПроГРРесс 2023.

Подробнее об авторах



Копылов
Михаил Александрович

Управляющий директор
ТЗСГО «Импульс»,
АО «ГЕОТЕК»



Баландин
Павел Владимирович

Главный специалист,
Сервисный центр,
ТЗСГО «Импульс»,
АО «ГЕОТЕК»



Федоров
Андрей Борисович

Главный геофизик,
АО «ГЕОТЕК»



Жуков
Сергей Евгеньевич

Старший геофизик,
Департамент обработки
данных, ООО "ГЕОПРАЙМ"



Шишов
Дмитрий Геннадьевич

Старший геофизик,
Департамент обработки
данных, ООО "ГЕОПРАЙМ"



Тищенко
Сергей Валерьевич

Руководитель проектов,
Департамент обработки
данных, ООО "ГЕОПРАЙМ"



Бекешко
Павел Станиславович

Главный геофизик,
Служба главного геофизика,
ООО "ГЕОПРАЙМ"



Лаптев
Ярослав Владимирович

Директор департамента
обработки данных,
ООО "ГЕОПРАЙМ"

Этапы развития аппаратуры и технологий скважинной сейсморазведки в АО НПП «ВНИИГИС»

- Сергеев А.С., АО НПП «ВНИИГИС», г. Октябрьский, РБ
- Сафиуллин Г.Г., Ахметшин Н.М., ООО НПФ «СейсмоСетСервис», г. Октябрьский, РБ
- Мамлеев Т.С., Крысов А.А., Даниленко В.Н., к.т.н., АО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский, РБ
- Болгаров А.Г., ООО НПП «ИГИС», г. Октябрьский, РБ
- Черкашнев С.А., к.т.н., ООО «Геоэксперт Сервис», г. Москва

Аннотация. Описывается история создания и развития в АО НПП «ВНИИГИС» аппаратуры и технологий для сейсмических скважинных исследований. Приведены примеры и некоторые результаты их применения.

Ключевые слова: вертикальное сейсмическое профилирование, метод обращенного годографа, мониторинг гидроразрыва пластов, сейсмотомография, аппаратура.

История развития аппаратуры ВСП

Автором аббревиатуры ВСП (Вертикальное Сейсмическое Профилирование) справедливо во всем мире считается Е.И. Гальперин [2]. В настоящее время метод ВСП и скважинная сейсморазведка понимаются как синонимы. В работе Шехтмана Г.А. [12] освещены современная технология метода, а также его модификации.

Практически с момента образования Волго-Уральского филиала (ВУФ) ВНИИГеофизики были начаты работы по разработке технических средств для сейсмических скважинных исследований. Уже в 1959 году под руководством Э.С. Некрасова был разработан сейсмокаротажный 12-ти приборный зонд с частотной модуляцией.

Активное развитие метода ВСП в шестидесятые годы предъявило высокие требования к качеству приема сейсмического волнового поля, для достижения которых требовался надежный прижим сейсмоприемников к стенке скважины. В 1965 году в лаборатории, руководимой Гогоненковым Г.Н., был разработан одноточечный скважинный прибор СППУ-1 диаметром 73 мм, в котором конструктор Куповых П.Н. впервые использовал управляемое электромеханическое прижимное устройство с компенсацией внешнего давления. Такое конструктивное решение до сих пор применяется в большинстве отечественных и зарубежных сейсмических скважинных приборах.

Следующий разработанный тип аппаратуры СППУ-2 стал первым образцом аналогового трехприборного зонда ВСП с управляемым прижимным устройством. Ее существенные преимущества в сравнении с применяемыми рессорными зондами по чувствительности, помехозащищенности, надежности и безаварийности работ, как в обсаженных, так и необсаженных скважинах, сразу же вызвали к ней повышенный интерес производителей работ ВСП и успешное продвижение этой разработки на производство. В 1969 году ВУФ (в 1972 году переименованный во ВНИИГИС и получивший статус головной организации Мингео СССР) приступил к мелкосерийному производству аппаратуры СППУ-2, и к 1976 году на предприятия геологической отрасли, а также за границу в Шри-Ланка, на Кубу и ГДР было поставлено 40 комплектов такой аппаратуры. Активное участие в развитие этой аппаратуры внесли Сивков Н.Р., Сафиуллин Г.Г., Рябков В.В., Сырцов А.В., Бандов В.П. и др. [8].

Развитие во ВНИИГИС в середине семидесятых годов не только нефтегазового направления, но и рудно-угольного,

привело к созданию параметрического ряда аппаратуры АСПУ различного диаметра с управляемым электромеханическим прижимным устройством для исследования нефтегазовых, угольных, рудных и сверхглубоких скважин.

Модельные и экспериментальные исследования (Бандов В.П., Шарифуллин С.С., Антипин А.Г., Сафиуллин Г.Г., Сырцов А.В., Ахметшин Н.М.) позволили установить оптимальные параметры прижимного устройства и геометрические характеристики скважинного прибора. Были определены наилучшие соотношения величины усилия прижима к массе прибора, существенно влияющие на частотную полосу приемного тракта. Была создана базовая малогабаритная конструкция прижимного устройства, на основе которой был изготовлен новый аналоговый трехкомпонентный прибор АСПУ-3-48 для нефтегазовых скважин, а также трехточечный однокомпонентный вариант аппаратуры АСПУ-3-48М, которые долгое время оставались наиболее популярными на производстве [7]. Внесенные в конструкцию новшества обеспечили прием сейсмических колебаний, минимально искаженных влиянием контактного резонанса в системе "прибор – стенка скважины".

На опытном производстве ВНИИГИС в период с 1979 по 1987 годы было выпущено более 300 комплектов этой аппаратуры, используемой в 39 организациях страны. Выпуск ее и создание ООМЭГИС ускорило производственное внедрение метода ВСП в разных регионах. Отрядами производственных организаций в целом по стране отрабатывалось до 500 скважин в год. Аппаратура поставлялась также в ряд зарубежных стран: Йемен, Эфиопию, Германию, Польшу, Чехословакию и Кубу.

Оригинальной и значительной разработкой явилось и создание миниатюрной трехприборной однокомпонентной аппаратуры АСПУ-3-36, а также трехкомпонентного прибора АСПУ-ТС1-36 диаметром 36 мм для исследования угольных, рудных и других неглубоких скважин малого диаметра. Десятки комплектов такой аппаратуры использовались при поисковых и разведочных работах во всех угольных бассейнах страны, на медно- и железорудных месторождениях Урала, Сибири и др. регионов, а также в ГДР, Чехословакии, Венгрии, Польше.

Уникальными разработками стали образцы аналоговой термобаростойкой аппаратуры АСТГ для проведения ВСП в Кольской сверхглубокой скважине СГ-3 (Сафиуллин Г.Г., Щукин С.Г.) для работ в скважинах глубиной до 11 километров. В дальнейшем была создана и следующая модификация аппаратуры АСПУ-1-73Т для проведения исследований скважины до глубин 15 километров. Работы с этой аппаратурой на Кольской скважине выполнялись совместно с Ленинградским горным институтом. Исследования, проведенные до глубины 12600 м, до настоящего времени являются своего рода мировым рекордом в технологии ВСП. Методом ВСП с помощью созданной аппаратуры были отработаны также и другие параметрические сверхглубокие скважины страны – Уральская, Донецкая, Астраханская, Тимано-Печорская, Колвинская, Средневилюйская и др.

В 1987 году в Управлении геофизических работ Мингео СССР была утверждена программа НИОКР «Вертикаль» по созданию и производству многоприборного трехкомпонентного сейсмического зонда с цифровой телеметрической системой передачи данных по кабелю. В данной разработке, как и в зарубежных аналогах того времени, предусматривалась оцифровка сигналов в скважинном зонде с помощью общего аналого-

цифрового преобразователя (АЦП) с многоканальным мультиплексором на входе. С упразднением в 1991 году Мингео СССР, финансирование данной программы было прекращено.

В стране начался период создания акционерных фирм и компаний. В конце 1991г. при участии ВНИИГИС и его специалистов были созданы ЗАО НПФ "СейсмоСетСервис" и ЗАО НПФ "ГИТАС", в рамках которых в 1992 г. была начата разработка принципиально новой цифровой сейсмической скважинной аппаратуры модульного типа. Первым заказчиком такой аппаратуры стала российско-американская компания MD-SEIS (впоследствии – компания "ПетроАльянс"). Несмотря на тяжелую экономическую ситуацию, новая аппаратура была разработана всего за год и в 1993 г. прошла успешные промышленные испытания. К 1994 г. в компанию MD-SEIS было передано 5 восьмимодульных комплектов аппаратуры, которые можно было также объединять в 16-уровневые скважинные зонды.

Этой разработкой в России фактически было положено начало новому поколению цифровой многомодульной сейсмической аппаратуры АМЦ-ВСП [3-6], получившей признание в стране и за рубежом и оказавшей влияние на дальнейшую эволюцию аппаратуры ВСП. В основу аппаратуры АМЦ-ВСП вошли усовершенствованная механика скважинных приборов АСПУ (ЗАО НПФ "СейсмоСетСервис") и новая на тот момент идеология сбора и передачи цифровой информации и подходов к построению скважинной аппаратуры (ЗАО НПФ "ГИТАС").

Особенностью данной идеологии является применение децентрализованной мультиплексно-модульной схемы построения скважинного зонда. Каждый прижимной прибор зонда с трехкомпонентными сейсмоприемниками стал конструктивно самостоятельным модулем, имеющим все необходимые аналого-цифровые узлы и телеметрический контроллер. Информационный обмен между наземным компьютером и скважинными модулями происходит в режиме "Запрос - Ответ" с использованием групповой и индивидуальной адресации. Инициация начала измерения производится групповой адресацией, при этом аналого-цифровое преобразование сигналов и предварительная буферизация данных производится внутри каждого скважинного приемного модуля. Передача данных из скважинных модулей происходит по запросам наземного компьютера в паузах между возбуждениями сейсмического источника. Индивидуальная адресация используется также для тестирования и настройки скважинных модулей на требуемый режим работы. Такая идеология построения скважинной сейсморазведочной аппаратуры позволила добиться следующих преимуществ:

- появилась возможность конфигурировать скважинный зонд из произвольного числа приемных модулей в зонде, исходя из задач и технологии проведения работ;
- пропускная способность кабеля перестала быть ограничивающим фактором для количества измерительных каналов, что предоставило возможность работы с любым типом каротажного кабеля, включая одножильный;
- аналого-цифровое преобразование сигналов непосредственно вблизи каждого сейсмоприемника с буферизацией данных (без передачи по кабелю мощных импульсов во время измерения) позволило добиться сверхнизкого уровня электронных шумов (ниже теплового шума катушки сейсмоприемника), что позволяет регистрировать очень слабые

сейсмические сигналы и использовать невзрывные сейсмические источники с невысокой энергией;

• отсутствует необходимость проведения повторных измерений в случае сбоя при передаче измеренных данных – достаточно лишь перезапросить данные из буферной памяти скважинного приемного модуля;

• скважинные приемные модули становятся интеллектуальными программно-управляемыми периферийными устройствами наземного компьютера, что позволяет расширить их функциональные и метрологические возможности за счет введения дополнительных рабочих и тестовых режимов;

• появилась возможность контролировать и учитывать изменение индивидуальных характеристик каждого сейсмоприемника непосредственно в реальных скважинных условиях за счет применения в каждом модуле программно-управляемого калибратора, что существенно повысило качество трехкомпонентных измерений;

• открытость мультиплексно-модульной схемы, использующей протокол обмена "Запрос - Ответ", позволяет при необходимости наращивать комплекс дополнительными геофизическими и технологическими модулями, например, модулем гамма-каротажа, локатором муфт, модулем пространственной привязки и др.

Активное участие в создании и развитии этой аппаратуры принимали Мамлеев Т.С., Крысов А.А., Дмитриев В.В., Замалетдинов М.А., Даниленко В.Н., Сафиуллин Г.Г., Щукин С.А., Ахметшин Н.М., Бандов В.П., и др. [3-6].

Интенсивная производственная эксплуатация аппаратуры АМЦ-ВСП предприятиями АО НПП «ВНИИГИС», "СейсмоСетСервис" и "ГИТАС" началась с 1993 г. Первыми заказчиками работ стали такие крупные западные и отечественные компании, как CONOCO, EXXON, ЛУКОЙЛ, ГАЗПРОМ и др., которые сразу отметили высокое качество данных, получаемых этой аппаратурой.

В 1995 году компания Schlumberger пригласила АО НПП «ВНИИГИС» на сравнительные испытания аппаратуры АМЦ-ВСП с разработанной в японском отделении SKK аппаратурой ASI (Array Seismic Imager), считавшейся на том момент по своим характеристикам лучшей в мире. Аппаратура ASI содержит в скважинном зонде до пяти аналоговых трехкомпонентных приборов, сигналы с которых оцифровываются одним общим АЦП, расположенном в верхнем электронном картридже. Испытания показали, что наряду с функциональными преимуществами, приведенными выше, аппаратура АМЦ-ВСП за счет сверхнизкого уровня электронных шумов имеет соотношение сигнал/шум на два порядка (!) выше, чем в аппаратуре ASI. После испытаний компания Schlumberger заключила контракт с АО НПП «ВНИИГИС» на изготовление двух 8-модульных комплектов аппаратуры АМЦ-ВСП, которые в дальнейшем под аббревиатурой MSAT (Modular Seismic Array Tool) активно использовались компанией при выполнении производственных работ в различных регионах мира. В настоящее время Schlumberger имеет собственную аппаратуру под названием VSI (Versatile Seismic Imager) со схожей идеологией построения электронной части.

Цифровая аппаратура для скважинной сейсморазведки АМЦ-ВСП очень быстро нашла спрос на отечественном и международном геофизическом рынке и в короткие сроки практически вытеснила аналоговые зонды. К настоящему времени производственным предприятиям страны и за рубеж было поставлено более 60 комплектов различных модифи-

каций и конфигураций такой аппаратуры.

География работ с аппаратурой АМЦ-ВСП только собственными силами включает практически всю территорию России, ближнее и дальнее зарубежье: Казахстан, Узбекистан, Перу, Францию, Австралию, Португалию, Ирландию, страны Ближнего Востока.

Технические характеристики аппаратуры АМЦ-ВСП

Технические характеристики последней модификации аппаратуры приведены в таблице 1, внешний вид – на рис. 1.

В комплект стандартной поставки включен также модуль гамма-каротажа для дополнительного контроля глубины за счет привязки сейсмических данных к геологическому разрезу. Регистрация данных ГК происходит при перемещениях зонда в скважине между точками стоянок.

Аппаратура АМЦ-ВСП работает под управлением технологического программного обеспечения (ТПО), которое осуществляет взаимодействие всех частей аппаратуры, контролирует исправное функционирование и метро-

▼ *Табл. 1. Технические характеристики аппаратуры АМЦ-ВСП.*

Наименование параметра	Значение
Число приемных модулей в зонде	до 31
Конструкция узла сейсмоприемников	трехкомпонентная ортогональная
Тип применяемых сейсмоприемников	OMNI 15 Hz 1850 / 2400 Ohm *
Шаг дискретизации сигналов, мс	0,25 / 0,5 / 1,0 / 2,0
Разрядность аналого-цифрового преобразования	32
Инструментальный шум (1 мс),суммарный, мкВ	0,1
Габаритные размеры приемного модуля, мм - длина с электромеханическим/ электромагнитным прижимом - диаметр, номинально (не более)	 1100 / 920 48 (51)
Вес приемного модуля, кг	10 / 8
Расстояние между приемными модулями в сборе с кабельными соединителями, м	10 / 20 / по требованию заказчика**
Максимальное гидростатическое давление, МПа	85 / 100 / 125 **
Максимальная температура эксплуатации, °С	120 / 150 / 175 / 200 **
Тип геофизического кабеля	Бронированный кабель с любым количеством жил, включая одножильный

**- Всенаправленные геофоны компании Geospace Technologies Corporation. По требованию заказчика возможно группирование геофонов, а также применение иных сейсмоприемников.*
***- Варианты исполнения*

▼ *Рис. 1. Внешний вид приемного модуля и наземного оборудования аппаратуры АМЦ-ВСП.*



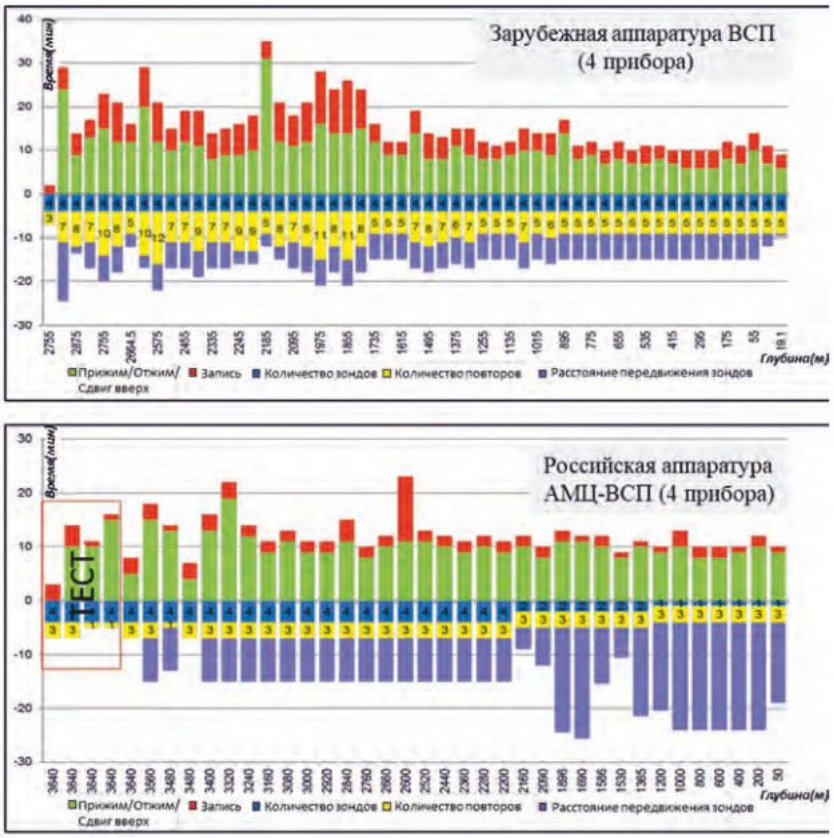
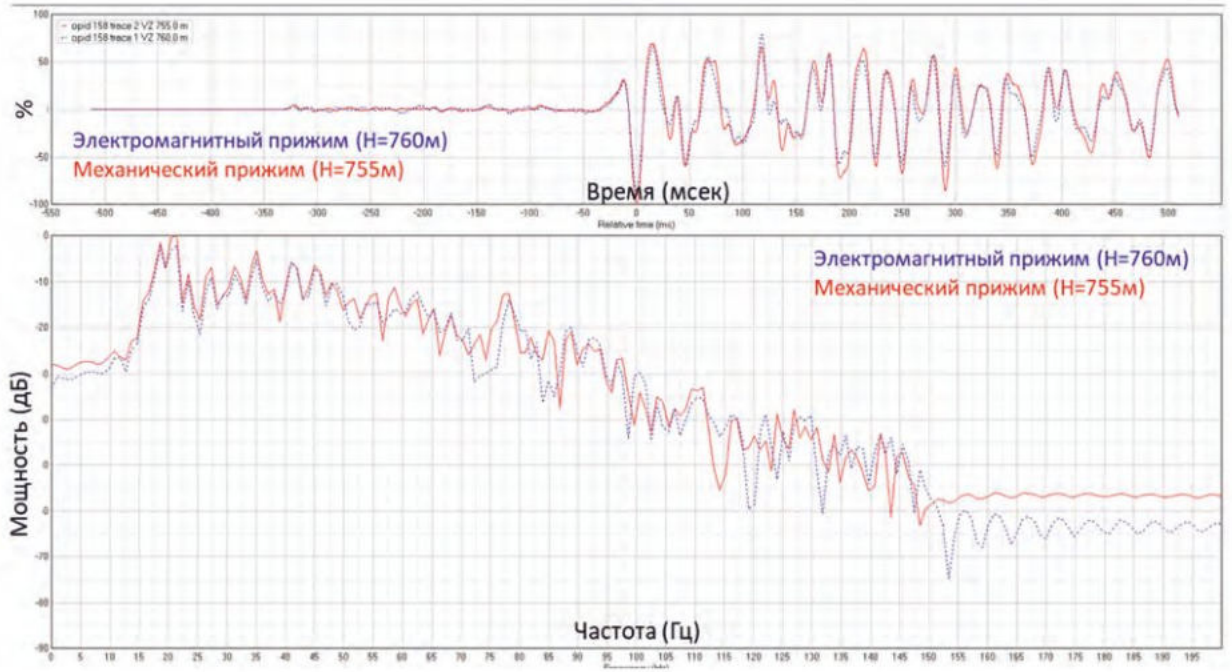


Рис. 2. Сравнительный анализ эффективности полевых работ аппаратурой АМЦ-ВСП и зарубежным комплексом ВСП с четырьмя скважинными приборами и с наземным вибрационным источником. Наибольшее время до 10 минут уходит на прижим/отжим и перемещение приборов (выделено зеленым цветом). Регистрация и передача данных занимает 1-2 минуты (красный цвет).

логические показатели скважинных приемных модулей, управляет технологическими операциями подготовки и проведения сбора данных, осуществляет препроцессинг, контроль качества и визуализацию данных, переформатирование исходных данных в стандартные форматы, а также автоматизирует формирование полевого рапорта оператора.

Аппаратура достаточно компактна и может перевозиться любым видом транспорта, включая общегражданский авиационный, что обеспечивает мобильность полевого отряда.

На рис. 2 показан сравнительный анализ эффективности проведения полевых работ аппаратурой АМЦ-ВСП и зарубежным комплексом ВСП с четырьмя скважинными приборами с вибрационным источником. Оценивались время на выполнение операции по одной стоянке приборов, включая: прижим/отжим, перемещение приборов, передача данные на поверхность и повторные записи и так по всему стволу скважины. В обоих аппаратурных комплексах получены примерно одинаковые показатели времени проведения полевых работ. Интересно, что наибольшее время (около 10 мин) уходит на прижим/отжим и перемещение приборов на следующую стоянку. Регистрация и передача данных занимает всего 1-2 минуты. Общее время полевых работ Ближнего пункта ВСП может занимать 8-10 часов для 3-х км скважины, что является временем простоя буровой. Для минимизации простоя буровой и повышения эффективности полевых работ была разработана модификация АМЦ-ВСП с электромагнитным прижимом для обсаженных скважин. Время прижима/отжима занимает 0.5 сек и перемещение четырех приборов около 1 минуты вместо 10 минут, как у зондов с механическим прижимом. Было выполнено сравнение качества волновых полей, полученных с механическим и электромагнитным прижимом, проведен анализ АЧХ, рассчитано отношение сигнал-шум и выполнен поляризацион-



▲ *Рис. 3. Сравнение волновых полей, полученных с механическим и электромагнитным прижимом на вертикальной Z-компоненте (верх) и АЧХ (низ).*

ный анализ (рис. 3). Выводы по результатам сравнения показали, что АЧХ у прибора с электромагнитным и с механическим прижимами очень похожи и не обнаружено резонансных или шумовых частот. По Z-оси RMS амплитуды с электромагнитным прижимом меньше на 1дБ и для X-комп на 1 - 5 дБ. Результаты сравнения данных с электромагнитным прижимом и традиционным механическим положительные.

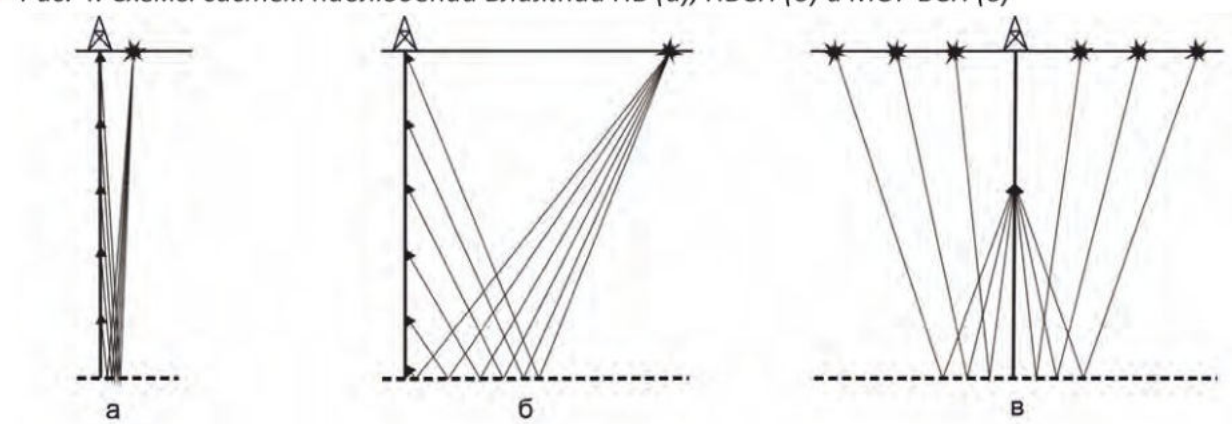
Стоит сказать о новой коммерческой модификации аппаратуры АМЦ-ВСП разработанной в 2022 г. Аппаратура включает два сейсмоприёмника на каждую Z-, X-, Y- компоненту для увеличения отношения сигнал-шум.

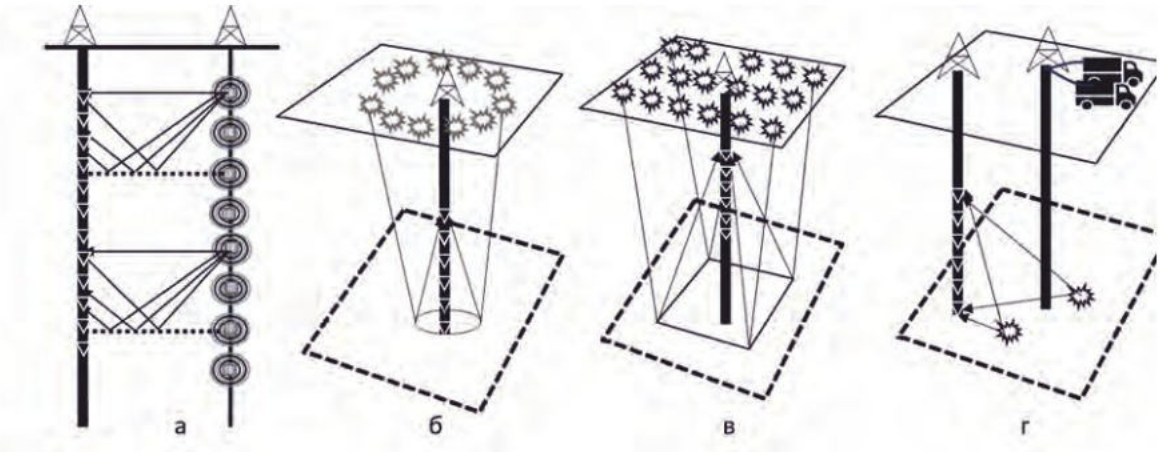
Методики работ ВСП

АО НПП «ВНИИГИС» (совместно с "СейсмоСетСервис" и "ГИТАС"), реализуя возможности аппаратуры АМЦ-ВСП, применяет ее для следующих традиционных и новых методов и технологий скважинных сейсморазведочных работ:

- продольное и непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП, НВСП) [2,12];

▼ *Рис. 4. Схемы систем наблюдений Ближний ПВ (а), НВСП (б) и МОГ-ВСП (в)*





▲ *Рис. 5. Межскважинное просвечивание (а), Круговое ВСП (б), 3D-ВСП (в) и скважинный микросейсмический мониторинг - МСМ (г).*

- метод обращенного годографа МОГ-ВСП (уровенное ВСП или Walkaway VSP) [10] и его площадная модификация 3D-ВСП [9];

- микросейсмический мониторинг гидроразрыва пластов [1];

- межскважинная сейсмотомография.

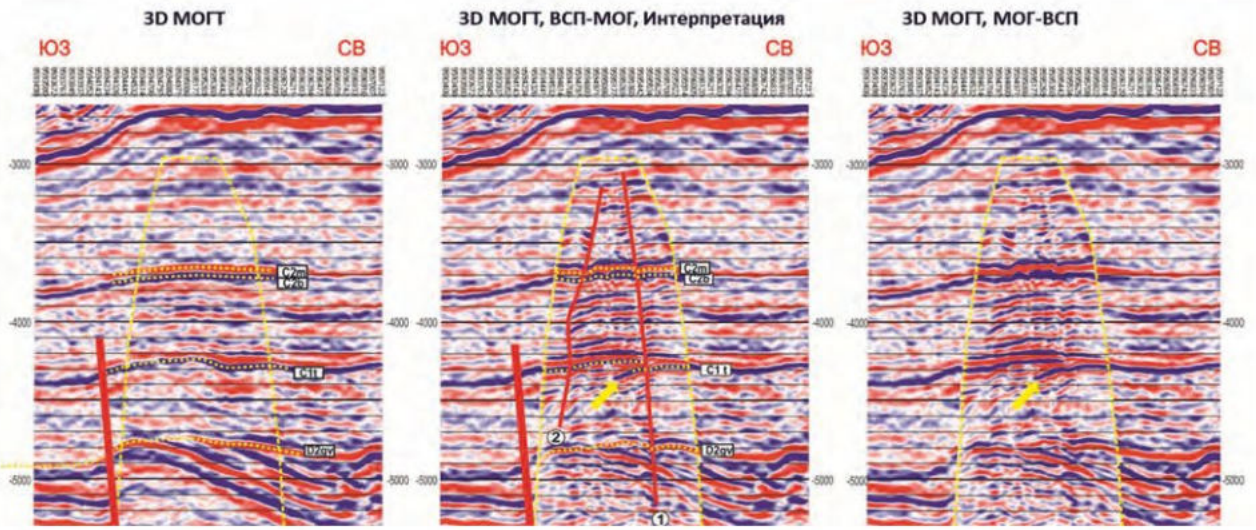
На рис. 4 показаны схемы систем наблюдения при проведении ВСП, НВСП и МОГ-ВСП.

На рис. 5 показаны схемы систем наблюдения при проведении межскважинного просвечивания, кругового ВСП, 3D ВСП и скважинного микросейсмического мониторинга.

Методы ВСП и НВСП в России получили большое развитие и уже стали традиционными. В АО НПП «ВНИИГИС» значительная роль в их внедрении и совершенствовании принадлежит также Ленскому В.А. [3].

Методы МОГ-ВСП и 3D-ВСП были известны и начинали опробоваться в однокомпонентном варианте еще в 1970-е годы. Активно использоваться в России они начали лишь в последние годы с развитием цифровых многоканальных измерительных систем. В практической реализации эти технологии требуют применения многоточечных трехкомпонентных зондов, поэтому именно ВНИГИС, "СейсмоСетСервис" и "ГИТАС" явились первыми предприятиями в России, способными проводить работы по этим технологиям. Первые работы по технологии 3D-ВСП с цифровым 12-точечным трехкомпонентным зондом были выполнены еще в 1994 г. в г. Урай совместно с компанией "MD-SEIS". В 2011 г. проведены работы по технологии МОГ-ВСП 12-точечным зондом на месторождении «Русское» для компании "TNK-BP". В 2012 г. проведены работы МОГ-ВСП 8-точечным зондом на двух скважинах Чинаревской пл. (Казахстан) для компании "Жаикмунай". В 2014 г. по технологии МОГ-ВСП 12-точечным зондом исследована скважина на Авиловском месторождении для СП "Волгодеминойл". В 2014 г. проведены работы МОГ-ВСП 16-точечным зондом в Красноярском крае для ОАО "Востсибнефтегаз". В 2015 г. технология МОГ-ВСП с 16-точечным зондом впервые была применена для исследования подземного хранилища газа (Беднодемьяновское ПХГ, заказчик ПАО "ГАЗПРОМ").

В методе МОГ-ВСП положение многоточечного зонда в скважине фиксировано, а источник возбуждения перемещают вдоль горизонтальных профилей, пересекающих устье скважины (рис. 4 в). Метод МОГ-ВСП фактически является



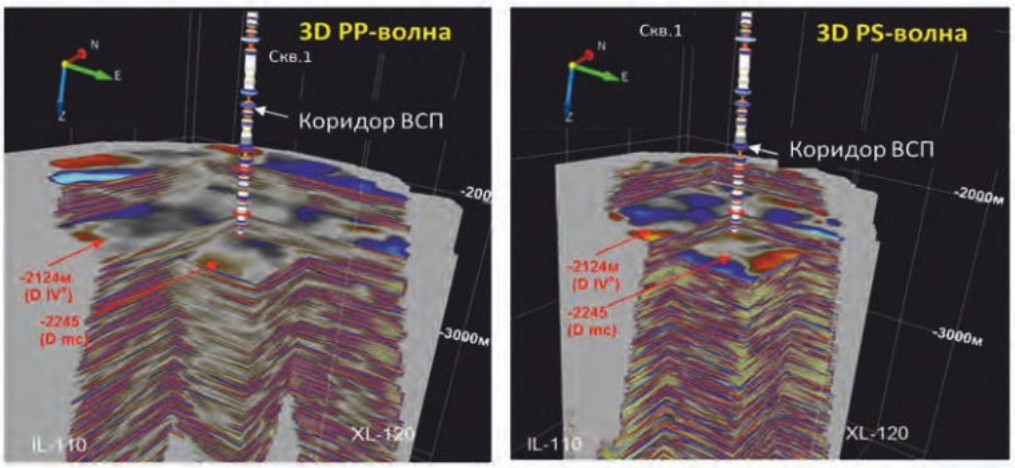
▲ *Рис. 6. Пример сопоставления 3D МОГТ (слева), миграции МОГ-ВСП до (справа) и после (середина) интерпретации. Более разрешенные результаты миграции ВСП-МОГ позволили определить положение палеорусла (желтая стрелка) и разломы (красные лини), не видимые на 3D МОГТ, и обосновать переобработку.*

альтернативой НВСП при исследованиях геологического разреза на значительных удалениях от скважины и по сравнению с ним имеет следующие преимущества [10]:

- равномерное освещение целевых горизонтов по полям отраженных Pp и Ps волн;
- отсутствие зоны тени ниже приемников на забое;
- исключение влияния за кривизну скважины;
- возможность расчета параметров анизотропии, поглощения Qp, Qs и построения калиброванных скоростных моделей для моделирования и обработки поверхностной сейсмики;
- калибровка Pp и Ps отражений по методике AVO МОГ-ВСП;
- надежная калибровка геологической модели и выделение разломов;
- более высокое соотношение сигнал-шум и кратность (из-за увеличения количества приборов) по сравнению с данными НВСП;
- сокращение времени при проведении полевых работ.

На рис. 6 представлен пример сопоставления сейсмического разреза и миграций МОГ-ВСП Pp- и Ps-волн. Мигрированные разрезы МОГ-ВСП характеризуются повышенной разрешающей способностью волнового поля и демонстрируют более сложную, дифференцированную картину по сравнению с наземной сейсмикой. Результаты миграции ВСП-МОГ позволили определить положение палеорусла (желтая стрелка) и разломы (красные лини), не видимые на 3D МОГТ, и обосновать переобработку данных 3D МОГТ [10].

Перспективным методом является Круговое ВСП, которое обычно используется для изучения анизотропии и анализа расщепления поперечных волн в условиях трещиноватых коллекторов [11, 13-17]. Исследование методом Кругового ВСП проводилось с использованием высокочувствительного трехкомпонентного 32-разрядного 16-ти модульного цифрового оборудования АМЦ-ВСП «ГИТАС» для ПАО Газпром в 2020 г. Результаты миграций Pp-, Ps-волн Кругового ВСП продемонстрировали заметное улучшение сейсмической разрешенности в пределах ограниченной



▲ *Рис. 7. Результаты миграций Pp-, Ps-волн Кругового ВСП продемонстрировали заметное улучшение сейсмической разрешенности в пределах ограниченной площади (200-250 м от устья скважины).*

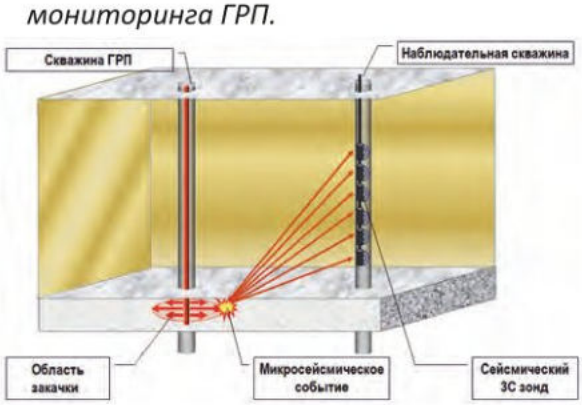
площади (200-250 м от устья скважины) и позволили обнаружить структурную неоднородность, идущую через все целевые горизонты, которая не была видна другими сейсмическими методами (Рис. 7). Ценное преимущество Кругового ВСП – это возможность получить 3D результаты миграции продольных и обменных поперечных волн (время, глубина) после обработки двухмерных данных ВСП.

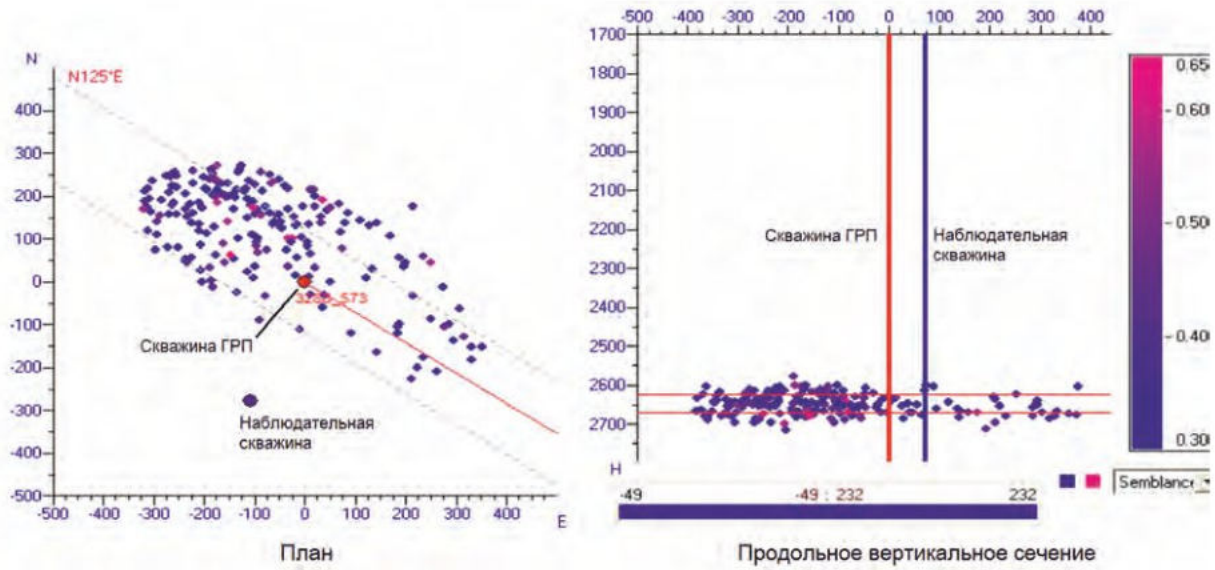
Результаты Кругового ВСП можно использовать для:

- Оценки HTI анизотропии, вызванной трещиноватостью и стрессом;
- 3D миграции Pp-, Ps-волн с более высокой разрешенностью, чем у 3D МОГТ;
- Оценки затухания (Q-фактор);
- Оценки и калибровки атрибутов 3D AVO;
- Интеграции с данными каротажа и результатами интерпретации 2D/3D сейсмики;
- Определения стратиграфических и структурных особенностей, местоположения трещин, низкоамплитудных разломов;
- Уточнения геолого-технологической модели хранения газа и месторождений;
- Оптимизации бурения боковых стволов;
- 4D ВСП (до и после гидроразрыва пласта и мониторинга закачки газа).

Несмотря на то, что в аппаратуре АМЦ-ВСП измерения производятся не в непрерывном режиме, а с паузами, необходимыми для передачи данных, аппаратура с успехом нашла применение и в технологии мониторинга гидроразрыва пластов. Причем преимущество АМЦ-ВСП в регистрации слабых сигналов проявилось благодаря сверхмалому уровню собственных электронных шумов именно из-за отсутствия прямой передачи данных. При этом, используя так называемый "кусочно-непрерывный" режим измерения, и частично теряя в статистике времени регистрации, аппаратура принципиально выигрывает в общей статистике регистрации микросейсмических событий.

▼ *Рис. 8. Схема наблюдения при проведении мониторинга ГРП.*



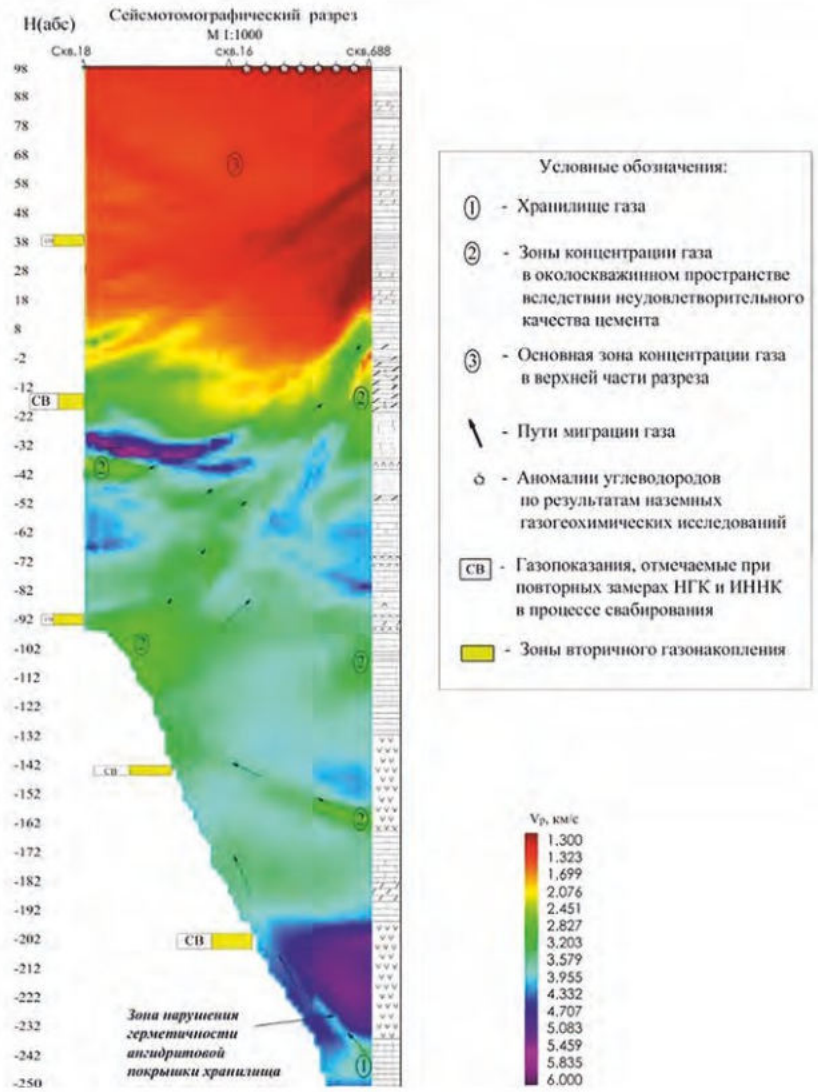


▲ *Рис. 9. Результат обнаружения микросейсмических событий при ГРП.*

Совместно с АО "ЦГЭ" (Александров С.И.) АО НПП «ВНИИГИС» принял участие в работах по мониторингу гидроразрыва пластов в двух скважинах Мало-Балыкского месторождения (ОАО НК "Роснефть") и в пяти скважинах месторождения Узень АО "РД "КазМунайГаз" (Республика Казахстан) [1]. На рис. 8 показана схема наблюдений при ГРП, а на рис. 9 – результат обнаружения микросейсмических событий при основном ГРП на примере скважины Мало-Балыкского месторождения. Для проведения работ использовался восьмимодульный зонд АМЦ-ВСП. Опыт показал, что даже в условиях Западной Сибири с пониженной плотностью пород и большим затуханием сейсмических сигналов, аппаратура АМЦ-ВСП, благодаря сверхмалому уровню собственных шумов, позволяет уверенно проводить мониторинг при удалениях наблюдательной скважины от объекта ГРП до 1 км. При этом в качестве наблюдательной можно использовать скважины старого фонда или временно выведенные из эксплуатации.

Один из относительно новых методов, которому уделяется большое внимание в АО НПП «ВНИИГИС» (совместно с ООО НПП «ИГИС», руководитель – Болгаров А.Г.) – метод скважинного просвечивания или сейсмотомографии. Метод основан на изучении упругих характеристик горных пород в пространстве между скважинами и их связи с физическими характеристиками среды путем сейсмического просвечивания. Схема системы наблюдения по данному методу приведена на рис. 5 (г).

Метод межскважинной сейсмотомографии в настоящее время признан одним из ведущих методов в инженерной геофизике и широко применяется при инженерно-геологических изысканиях на различных объектах промышленного и гражданского строительства, как за рубежом, так и в России. Положительный опыт в инженерно-геологических исследованиях явился предпосылкой возможности применения метода для детального изучения нефтегазовых месторождений, особенно на поздней стадии их разработки. Большие перспективы применения метода межскважинной и наземной (по преломленным, рефрагированным волнам) сейсмической томографии увязываются с изучением строения месторождений битумов, контроля добычи битумов.



◀ *Рис. 10. Определение причин утечки газа из ПХГ, путей миграции его и аккумуляции в массиве.*

Метод опробован и применялся для экологического изучения ряда подземных хранилищ газа, где по значениям скоростей продольных волн определялись пути миграции газа и места его концентрации в межскважинном пространстве. Один из таких примеров показан на рис. 10. Для проведения этих работ использовалась модификация аппаратуры АМЦ-ВСП с шагом дискретизации 0,125 мс и частотами регистрации до 2000 Гц.

Заключение

В заключении необходимо отметить, что в новом поколении российской цифровой многомодульной сейсмической аппаратуры АМЦ-ВСП (г. Октябрьский, Россия) применяется титановый корпус (для химически активных сред), 32-х разрядный аналого-цифровой преобразователь, реализован сверхнизкий уровень электронных шумов, скорость передачи увеличена в 8 раз, применяются механический и электромагнитный прижимы, два датчика на каждую компоненту и другие усовершенствования, которые позволяют выполнять качественные скважинные сейсмические измерения при давлении до 125 МПа и температуре до 200°С. Каждый малогабаритный скважинный приемный модуль с трехкомпонентными сейсмоприемниками является конструктивно самостоятельным элементом, из которых можно собрать многомодульный

зонд произвольной конфигурации, соединенный также с модулем гамма-каротажа для дополнительного контроля глубины.

Аппаратура АМЦ-ВСП работает под управлением нового технологического программного обеспечения, которое осуществляет взаимодействие всех частей аппаратуры, контролирует исправное функционирование скважинных приемных модулей, учитывает индивидуальные метрологические показатели сейсмоприемников в реальных скважинных условиях, управляет технологическими операциями подготовки и проведения сбора данных, осуществляет препроцессинг, контроль качества и визуализацию данных, переформатирование исходных данных в стандартные форматы, а также автоматизирует формирование полевого рапорта оператора.

Аппаратура достаточно компактна и может перевозиться любым видом транспорта, что обеспечивает мобильность полевого отряда для проведения работ в любом регионе мира.

Литература

1. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Пасынков А.Г. Пассивный сейсмический мониторинг для контроля геометрических параметров гидроразрыва пласта. // Нефтяное хозяйство. – 2007. - № 3. – С.51-53.
2. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. – М.: Недра, 1971, 264 с.
3. Ленский В.А., Мамлеев Т.С., Даниленко В.Н. Скважинная сейсморазведка. - М.: ВНИИгеоинформсистем, 2012. – 312 с.
4. Мамлеев Т.С., Бандов В.П., Сафиуллин Г.Г., Дмитриев В.В., Даниленко В.Н., Ленский В.А., Ахметшин Н.М. Современная идеология аппаратуры для ВСП и результаты ее практического применения. // Международная геофизическая конференция и выставка EAGE, г. Москва, 15-18 сентября 1997: Сб. тезисов. – М., 1997. – С2.7.
5. Мамлеев Т.С., Ленский В.А. Новые технологические приемы скважинной сейсморазведки с использованием аппаратуры АМЦ-ВСП-3-48. // Новые высокие информационные технологии для нефтегазовой промышленности: Тез. докл. Междунар. симп., Уфа, 8-11 июня 1999 г. – Уфа: АО НПФ "Геофизика", 1999. – С.92-93.
6. Мамлеев Т.С., Сафиуллин Г.Г., Даниленко В.Н., Ахметшин Н.М., Дмитриев В.А., Замалетдинов М.А. Аппаратура АМЦ-ВСП-3-48 и опыт ее промышленного применения. // НТВ "Каротажник". - Тверь: Изд. АИС, 2004. – Вып. 114. - С.97-102.
7. Сафиуллин Г.Г., Антипин Ю.Г. Скважинная сейсмическая аппаратура АСПУ -3-48. // Экспресс иинформация. Сер. Автоматизация и телемеханизация в нефтяной промышленности. - М.: ВНИИОНГ, 1985. - Вып. 2. - С.1-5.
8. Сивков Н.Р., Сырцов А.В., Антипин Ю.Г., Бандов В.П., Сафиуллин Г.Г., Шарифуллин С.С., Благов В.В., Захаров Е.Т. Методическое руководство по вертикальному сейсмическому профилированию скважин. – М.: Недра, 1978.
9. Табаков А.А., Баранов К.В., Рыковская Н.В., Копчиков А.В. Методика и некоторые результаты обработки данных МОГ и 3D ВСП. // Технология сейсморазведки. - 2006. – № 2. С.8-13.
10. Черкашнев С. А., Кравец П. Н., Камалтдинов Ф. Ф., Мамлеев Т. С., Табаков А. А., Ким В. В., Купцова Т. Н. Уточнение геологического строения разреза в околоскважинном пространстве при помощи метода МОГ ВСП на Чинаревском месторождении Западно- Казахстанской области, ЕАГО, Геомодель-2013, г. Геленджик, Россия.
11. Черкашнев С.А., Даниленко В.Н., Купцова Т. Н., Безматерных В.Е., Шулькова Л.А., Сергеев А.А., Мамлеев Т.С. Хан С.А., Шамшин В.И., Оценка азимутальной анизотропии и 3D миграция по данным Кругового ВСП, Научно-практическая конференция «Скважинная сейсморазведка: возможности и перспективы», г. Октябрьский 29–31 марта 2023 г.
12. Шехтман Г.А. Вертикальное сейсмическое профилирование. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2017. – 286 с.
13. Danilenko V.N., Kuptsova T.N., Sergeev A.A., Shulkova L.A., Tcherkashnev S.A., HTI anisotropy and 3D migration from Walkaround VSP, Dubai, Sixth EAGE BHS Workshop, 2021.
14. Danilenko V.N., Khan S.A., Shamshin V.I., Shulkova L.A., Sergeev A.A., Mamleev T.S., Tcherkashnev S.A., Updating structural features of closures in thin-layer formations by borehole and land seismic surveys, Gas Industry magazine, № 4, (808), 2020, Russia.
15. Horne S. Fracture characterization from walkaround VSPs // Geophys. Prosp. 2003. V. 51. P. 493–499.
16. Maultzsch S., Nawab R., Yuh S. at al. An integrated multiazimuth VSP study for fracture characterization in the vicinity of a well // Geophys. Prosp. 2009. V. 57. P. 263–274.
17. Wild P. Practical application of seismic anisotropy // First Break. 2011. May. V. 29. P. 117–124

Сейсморазведка малых объектов: быстро, качественно, недорого

- Ошкин А.Н., Турчков А.М., Бурденко А.А., Вязниковцев А.А., ООО «Соника», МГУ имени М. В. Ломоносова, г. Москва
- Гладилов Д.В., ООО «Соника», г. Ухта
- Мосягин Е.В., АО «СНИИГГиМС», г. Новосибирск
- Детков В. А., ООО «Красноярскнефтегеофизика», г. Красноярск

Введение

Сейсморазведка является одним из самых информативных, но, и в то же время, дорогих геофизических методов изучения строения среды. Значительную часть в стоимости полевых работ занимает рубка просек (если она актуальна) и использование большого количества дорогого оборудования и тяжелой техники. И предпосылок к возникновению высокоскоростной аэросейсморазведки пока не наблюдается.

Несколько лет назад были опубликованы результаты опытных работ по сравнению материалов, полученных импульсными источниками по стандартной технологии с накапливанием сигнала на каждом ПВ и по технологии непрерывной съемки в движении (Детков, 2019), (Кузнецов и Баландин, 2021) (история развития этого подхода есть в статье (Детков, 2021)). Авторы работ отметили не только сопоставимые результаты съемок, но и «лучшую прослеживаемость горизонтов практически на всем интервале записи» при кратном сокращении затрат времени на регистрацию сейсмических данных. При этом очевидно - сокращение времени проведения полевых работ ведет к удешевлению всего проекта.

Важно также отметить, что в описанных работах сравнивались классическая съемка, выполненная импульсной группой из 4 источников, и съемка в движении, выполненная импульсной группой из 2 сейсмических источников. Облегченная импульсная группа также сокращает расходы на выполнение полевой съемки, обеспечивая кратное снижение количества технических ресурсов, задействованных при проведении работ.

Другой путь удешевления съемки в условиях лесистой местности и заболоченных, труднопроходимых участков, заключается в отказе от традиционных кабельных регистрирующих систем в пользу бескабельных. Это позволяет отказаться от тяжелой техники для смотки и размотки приемных линий и использовать легкие снегоходы зимой и квадроциклы летом, а это в свою очередь позволяет отказаться от рубки леса под приемные линии или минимизировать ее объемы. Все это приводит к существенному ускорению и удешевлению работ по подготовке сейсмических профилей в случае 3D съемки, а также уменьшает воздействие на экосистемы участка работ.

Системное удешевление работ повысит их рентабельность и расширит область применения сейсморазведки, например, позволит работать на небольших участках, в том числе краевых зонах месторождений, или выполнять съемку на твердые полезные ископаемые (ТПИ), реализовывать плотные и сверхплотные системы наблюдения.

В настоящей работе авторы делятся практическим опытом использования технологии съемки в движении с различными регистрирующими системами.

Высокоплотная съемка в движении

Суть подхода сводится к простой идее: вместо того, чтобы делать ПВ с редким шагом (обычно 50 м) и накоплениями поднимать соотношение сигнал/шум до требуемого уровня, можно производить

возбуждение сигнала непосредственно при движении источника по профилю, благо санный вариант давно известного импульсного источника «Енисей» это позволяет осуществлять без какой-либо доработки. Быстрое время заряда конденсаторов позволяет производить возбуждения каждые 6-10 секунд, что в пересчете в пространственный шаг составляет около 5 м между отдельными ПВ.

Простая арифметика показывает, что при возбуждении с шагом 50 м по профилю и 10 накоплениями на каждом ПВ в среду будет закачана такая же энергия, как и при возбуждении с шагом 5 м и одним накоплением, а ведь именно количество энергии, закачанной в среду, в первую отвечает за глубинность и качество получаемого результата при прочих равных условиях. При этом не тратится время на остановку и трогание с места на пунктах возбуждения, за счет чего уменьшается время съемки.

Скорость отстрела профиля или площади может вырасти в 3 и более раз, что в свою очередь влечет за собой существенную финансовую экономию при проведении полевых работ, так как снижается время эксплуатации дорогостоящего оборудования и тяжелой техники.

Важным элементом оптимизации полевых работ является отказ от строго выдержанной сети наблюдений в пользу гибкой с регистрацией фактических координат ПВ и ПП. Метод МОГТ с успехом может применяться не только на прямоугольных, но и на нерегулярных или даже хаотичных системах наблюдений. Главным требованием может являться не факт точной установки ПВ или ПП в назначенное проектировщиком съемки место, а факт точного определения координат ПВ или ПП приблизительно в месте, назначенном проектировщиком. При известных фактических координатах ПВ и ПП процедуры бинирования будут произведены корректно, а современные алгоритмы регуляризации могут успешно пересчитать сеть на регулярную, если это необходимо. Важно лишь поддерживать некоторую минимальную плотность данных.

Отказ от жестких систем наблюдения в пользу гибких существенно упрощает выполнение полевых работ на участках с рельефом или строениями. Нет необходимости тратить существенные силы, прокладывая профиль через болото или через небольшой холм – можно немного сдвинуть ПВ в сторону, но при этом записать его координаты. Современные GNSS системы позволяют без каких-либо затруднений в режиме реального времени определять фактические координаты ПВ непосредственно в движении, а потом это учитывать при обработке, чем и пользуются авторы в своих работах.

Переход на гибкую систему наблюдений с определением фактических координат (в первую очередь это относится к координатам ПВ) в некоторых случаях позволяет также отказаться от предварительной разбивки линий возбуждения. На Рис. 1. показано фото с работ, на которых в качестве подготовительных операций была только загрузка системы профилей возбуждения в навигационную систему импульсной группы, после

▼ *Рис. 1. Фото следов импульсной группы на опытных работах на ТПИ без выполнения предварительной разбивки линий возбуждения.*





▲ *Рис. 2. График регистрации сейсмических данных в 2022 году. Физнаблюдения приведены к стандартной съемке с шагом ПВ 50 м.*

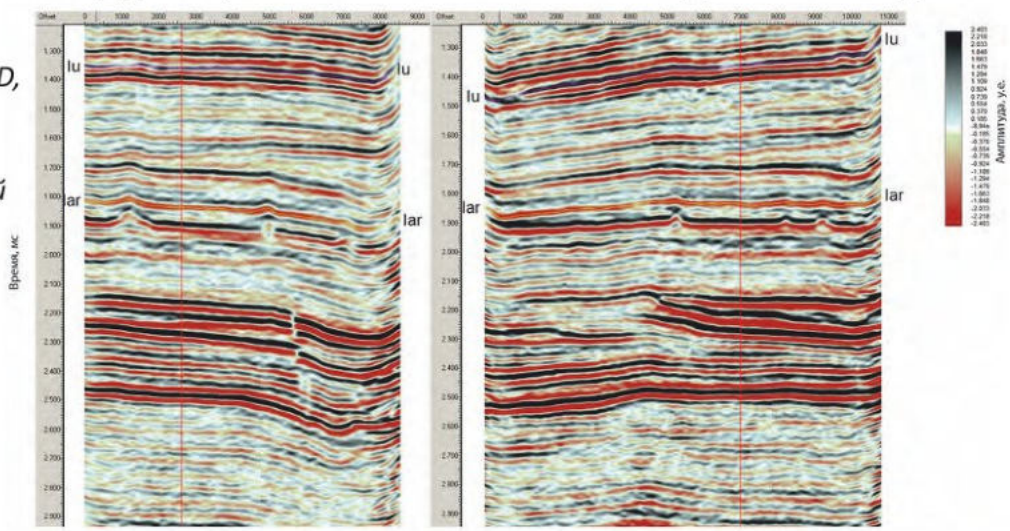
чего трактор, буксирующий источники, начинал движение, ориентируясь на показания навигатора. Такой подход позволяет не только сэкономить время, но и оперативно внести изменения в систему наблюдений при возникновении необходимости прямо в процессе работ.

Первый коммерческий проект с использованием технологии высокоплотной съемки в движении был выполнен авторами в начале 2022 года в республике Коми (Ошкин и Турчков, 2023). Особенностью работ были сжатые сроки. Начало съемки было запланировано на март, а фактически регистрация данных началась в третьей декаде марта. Несмотря на стремительно завершающийся полевой сезон и все трудности, связанные с ухудшением погоды и таянием снега, полевые работы были завершены в срок. Более 80 км2 были отработаны за 35 календарных дней, из которых 12 дней были днями простоя, в том числе связанными с рубкой просек (Рис. 2).

Абсолютным рекордом за день была отработка 27.6 пог. км линий возбуждения (или 552 ф.н. в пересчете на классическую съемку с шагом 50 м), при этом следует учитывать, что значительную часть времени импульсная группа простаивала в ожидании тихой погоды.

Весной в Коми становится ветренно.

Пример данных, полученных авторами на этом объекте по технологии высокоплотной съемки в движении на одном



▶ *Рис. 3. Пример данных МОГТ 3D, полученных по технологии высокоплотной съемки в движении в 2022 году.*



▲ *Рис. 4. График регистрации сейсмических данных в 2023 году. Физнаблюдения приведены к стандартной съемке с шагом ПВ 50 м.*

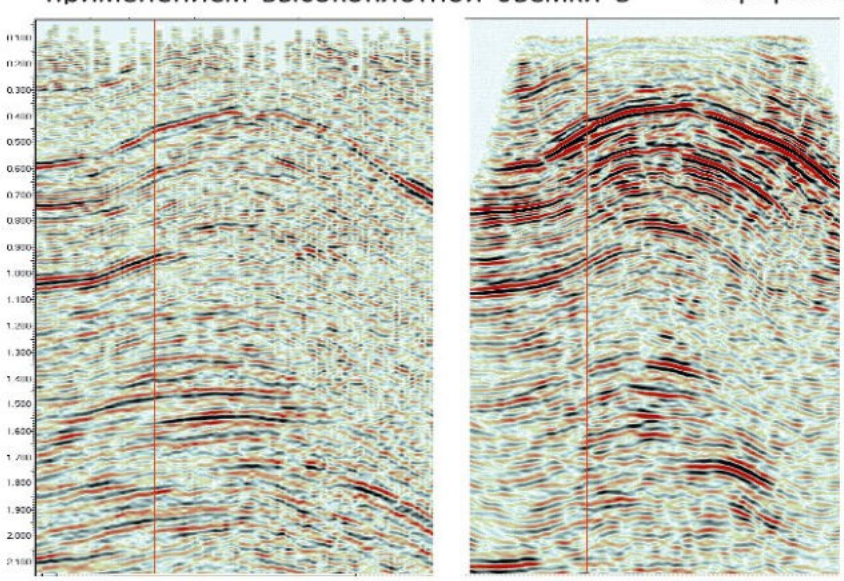
из лицензионных участков в Коми, приведен на Рис. 3.

Результаты были признаны заказчиком как очень информативные, позволившие с успехом решить все поставленные геологические задачи.

Сравнение материалов, полученных при съемке в движении с архивной классической 2D съемкой с возбуждением взрывами через 50 м, показало, что новые данные как минимум не хуже (хотя следует признать, сравнение данных производилось только на качественном уровне - визуально).

В 2023 году авторами был выполнен еще один коммерческий проект в Коми с применением высокоплотной съемки в движении. Площадь участка работ была небольшая, однако погода позволила выполнять регистрацию круглосуточно, что в максимуме дало 41.6 пог. км линий возбуждения в сутки или 832 ф.н. в пересчете на классический 50 м шаг (Рис. 4).

Низкая стоимость отстрела позволила отработать участок двумя шаблонами, перекрывающимися не пунктами приема, как это обычно принято в сейсморазведке, а пунктами возбуждения, что в свою очередь позволило использовать вдвое меньшее число каналов в работе. «Ценой» такого решения было увеличение времени полевых работ буквально на 3-4 дня. Собственно, на графике Рис. 4. перерыв в съемке 21-23 числа был связан



◀ *Рис. 5. Сравнение результатов архивной классической 2D съемки взрывами (слева) и 3D среза по той же линии, полученного по методике высокоплотной съемки в движении (справа). Коми, 2023 год.*

с перестановкой сейсмических каналов с одного шаблона на другой, а работы 23-25 числа – это второй цикл возбуждения по тем же самым ПВ.

В работах 2023 года небольшие размеры сети наблюдений, не соответствующих выраженной антиклинальной геологической структуре на участке работ, затруднили изучение глубоких горизонтов. Однако на глубинах до 1.5-2 секунд сравнение с архивной 2D съемкой, выполненной по классической схеме взрывами, демонстрирует как минимум равную информативность предлагаемой методики.

Регистрирующие системы

Так как электронные элементы всех сейсмостанций близки по своим характеристикам друг к другу, качество самой регистрации для всей регистрирующих систем находится на практически неотличимом друг от друга уровне. Основные различия обусловлены надежностью и удобством применения разных систем.

Авторы имеют опыт работы с кабельной телеметрический системой «Sercel 508 XT», и бескабельными системами «GSX» от компании «Geospace», и «SmartSolo» от одноименного производителя «SmartSolo».

Кабельная система «Sercel 508 XT»

Современная система регистрации от общепризнанного производителя. Как и для любой кабельной системы при производстве полевых работ требует рубка просек под линии ПП и бригады из нескольких тяжелых вездеходов типа МТЛБ для смотки и размотки.

Авторам видится, что большинство читателей знакомы с кабельными системами, поэтому подробного описания она не требует.

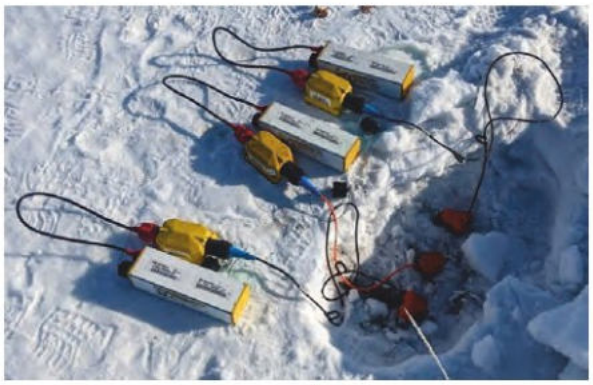
К несомненным преимуществам регистрирующей системы следует отнести возможность контроля данных и состояния оборудования в режиме реального времени. Получение сведений об уровне микросейсм или о неполадках на приемной линии позволяет своевременно остановить работы до исправления ситуации. Однако расплатой за это являются высокая цена самой системы и дополнительные расходы на сопровождение сейсмической съемки.

Также следует отметить, что данную систему крайне неудобно использовать на местности, пересеченной трубопроводами, дорогами, реками и т.д.

Бескабельная система «GSX» (Geospace Technologies Corporation)

Каждое приемное устройство этой системы (нод) представляет собой раздельный комплект, состоящий из сейсмоприемника (или группы), регистратора и аккумуляторной батареи. Разделение с одной стороны несколько осложняет работу в поле, но с другой стороны это позволяет по желанию сменить тип приемника или установить требуемую группу, а также оперативно заменить батарею, если она разрядится или выйдет из строя. Этакий универсал на все случаи жизни. Так, авторы при опытных работах (Турчков, Ошкин, Александровка 2022) отработали 2D профиль с вертикальными приемниками (на Р-волнах), а затем заменили их на горизонтальные и сделали съемку на обменных волнах. А в 2023 году авторы выполнили 3С регистрацию, устанавливая в точку три разных сейсмоприемника, подключенные к трем нодам. Отсутствие привязки к кабелю с фиксированными расстояниями между ПП расширяет возможности и, как следствие, снижает себестоимость работ.

Бескабельная станция крайне просто масштабируется под любые размеры систем наблюдений – единым комплектом оборудования можно выполнить и масштабные 3D проекты и небольшие



▲ *Рис. 6. Бескабельная станция «GSX». Вариант организации 3С регистрации, путем подключения разных приемников к нодам.*

съемки на ТПИ с шагом ПП 5-10 м.

Показательный пример преимущества бескабельной системы регистрации над кабельной показан в работах авторов на территории действующего промышленного объекта ПАО «Норильский Никель» (Турчков, Ошкин, Норильск 2022). Там регистрация выполнялась вдоль имеющихся дорог. Изначально работы планировалось выполнять кабельной системой, бескабельная «GSX» была взята для тестового ознакомления, однако бесчисленные пересечения с другими дорогами, по которым перемещалась тяжелая техника, перепады рельефа, трубопроводы, заборы и прочие строения на пути профилей, после первого же опытного профиля вынудили отказаться от первоначального плана, и дальнейшая съемка была с успехом выполнена нодальной системой.

Отсутствие кабелей особенно актуально при работах с импульсными источниками в санном варианте. В этом случае на местах пересечения линий возбуждения с линиями приема не требуется организация ворот с подвешенным над проезжающим трактором кабелем, что существенно упрощает организацию полевой съемки. Особенно в районах без леса (Рис. 7. Фото авторов с участка работ на севере Красноярского края).

Для размотки приемных линий не



▲ *Рис. 7. Фото следов импульсной группы на участке работ для целей ТПИ. Регистрация кабельной станцией потребовала бы сооружения ворот на местах пересечения линий возбуждения с линиями приема, что в условиях тундры существенно осложняет выполнение работ.*

требуется тяжелая техника. Все работы могут выполняться с автомобиля типа пикап, либо легкого снегохода с санями.

Все перечисленные факторы снижают стоимость эксплуатации оборудования, соответственно снижают издержки при выполнении сейсмической съемки.

Конечно, у системы есть и свои недостатки, главный из которых – «слепость» оборудования, то есть, невозможность получения сейсмограмм непосредственно в ходе регистрации, а только после смотки профиля и считывания данных с каждого нода. Также отсутствуют сведения о корректности работы регистрирующего оборудования, что повышает вероятность наличия пропусков каналов в сейсмограммах. Однако качество данных изучается и «настраивается» в ходе предварительных опытных работ, выполняемых на старте съемки. А возможные пропуски в приемных линиях, во-первых, маловероятны из-за высокой надежности оборудования, а во-вторых, опыт показывает, что их опасность преувеличена.

Недостатком в ряде случаев может выступать и ограниченный емкостью аккумулятора и встроенной памяти срок работы нода в поле. Но производитель заявляет в характеристиках 1 месяц при температурах до -40. Авторы на данный

момент на своем опыте могут подтвердить 14 дней при температурах -25...-35, при которых проблем выявлено не было. В любом случае система позволяет подключать дополнительные аккумуляторы, либо производить их замену на заряженные.

Бескабельная система «SmartSolo» на базе нодов «IGU-16HR»

Более современная нодальная система, в которой каждый нод – устройство в цельном корпусе, не имеющем проводов и разъемов, весом чуть более 1 кг, что делает работу с таким оборудованием предельно простым и удобным.

Подробный отчет о тестировании системы приведен в статье (Будяк, Шаймарданов и др., 2021).

Практически все плюсы системы, связанные с ее бескабельностью и описанные в разделе про «GSX», относятся и к «SmartSolo».

Авторы познакомились с системой при выполнении работ МОГТ 3D весной 2023 года на одном из ЛУ в р. Коми. Установка и снятие оборудования на приемных линиях выполнялась с использованием снегоходов и малогабаритных саней-волокуш. Каждый вездеход за один раз увозил 50 и более нодов (каналов), а суммарное время расстановки 3 тыс. ПП не превышало 2-3 дней сейсмоотрядом из 6 человек на 3 снегоходах. Приемные линии выполнялись без рубки просек.

Тяжелая техника использовалась только на линиях ПВ (один трактор плюс один запасной).

Общая численность сейсмического отряда составила 12 человек, в том числе 4 человек ИТР.

Вкупе с выполнением возбуждения в движении использование системы «SmartSolo» позволило выполнить съемку в минимальные сроки с существенной экономией по сравнению с классическим подходом.



▲ *Рис. 8. «Smart Solo» – надежный и простой модуль. Проверка оборудования перед началом работы.*

Остается добавить, что коэффициент извлечения информации был близок к 100%, а потерь оборудования удалось избежать полностью. Хотя, конечно, в условиях иных, где могут появляться «любопытные» граждане, необходимо предусмотреть дополнительные ресурсы для визуального контроля расстановки.

Эта система также имеет ограниченное одним месяцем время непрерывной работы, после которого требуется считать данные с нодов и зарядить их. И она также слепая – проанализировать результат можно только в конце отработки шаблона.

В некоторых случаях недостатком системы будет выступать невозможность подключения внешнего приемника или приемной группы. Однако тут следует учитывать, что отказ от такого подключения существенно упрощает работу с нодами в поле. Кроме того, встроенный геофон имеет заявленную производителем чувствительность 80 В/м/с, что втрое выше, чем у классического GS-20DX. Кроме того, существует модификация «IGU-16HR-IES» с выводом для подключения внешнего сенсора, однако практи-

ческого опыта использования такой системы у авторов нет.

Выводы

Безусловно, описанный выше подход имеет и свои недостатки. Одиночное воздействие (удар) отличается малой интенсивностью. Масла в огонь добавляют интенсивные шумы от движущегося трактора – опыт показывает, что до уровня 10 мкВ (при регистрации чувствительным приемником GS-ONE) эти шумы спадают на расстоянии около 1 км от трактора. Соотношение сигнал/шум на данных, полученных в движении, характеризуется низким соотношением сигнал/шум, которое может быть меньше 1.

Решить проблему позволяют современные подходы к шумоподавлению, а также чрезвычайно кратность, которая в стандартных бинах может достигать значений в многие сотни и даже тысячи единиц. Высокая кратность и является основным средством борьбы с шумами при суммировании после ввода кинематических поправок.

Однако в любом случае, интенсивные поверхностные волны от движущегося трактора на данном этапе развития средств обработки требуют применения частотных фильтров, отрезающих все, что находится левее 10-15 Гц, что в свою очередь сильно ограничивает возможности инверсии данных, полученных таким образом.

Слепые бескабельные системы повышают вероятность пропуска ПП из-за технических неполадок или утраты нода. И хотя опыт показывает, что требование Инструкции по сейсморазведке, касающееся ограничений на количество неработающих каналов, является чрезмерно строгим, особенно при повышении плотности системы наблюдений, но там, где закон необходимо соблюдать безоговорочно, есть риск необходимости перестрела площади, что, конечно же, никак не вписывается в концепцию снижения стоимости работ.

Еще одним слабым местом данной технологии является отсутствие отработанной системы контроля качества получаемого материала. Практика показывает, что высокая плотность возбуждения может компенсировать малую силу одиночного воздействия. Отклонения в системе наблюдений от прямоугольной или выпадение из нее нескольких каналов не является препятствием в получении качественного результата. Однако очевидно, что есть некоторая грань, при пересечении которой конечный результат будет терять в качестве, и где находится эта грань, пока неизвестно.

Разумным решением является оценка качества получаемых данных, по результатам экспресс обработки непосредственно на месте проведения работ. Для этого необходим современный взгляд Заказчика, определенная степень доверия к исполнителю работ, и как следствие возможность принятия оперативных решений по управлению качеством данных в процессе производства работ.

По результатам выполнения работ по описанной технологии авторами, во всех случаях были получены данные, решающие геологические задачи в полном объеме и удовлетворяющие требованиям Заказчика. Результаты сравнения с архивными данными свидетельствуют о как минимум не худшем качестве получаемых данных. Технология применялась как при решении нефтегазовых задач, так и для задач ТПИ, как в 2D, так и в 3D вариантах.

Описанный подход позволяет оптимизировать системы наблюдения, упростить организацию полевой съемки, ускорить сам процесс регистрации сейсмических данных, что в свою очередь приводит к существенному удешевлению всего комплекса сейсморазведоч-

ных работ. Снижение постоянных затрат на этапе организации партии, а также производственных затрат вследствие оптимальных технических решений в виде бескабельных систем регистрации, применения способа импульсного возбуждения в движении, позволяет проводить высокоплотные сейсморазведочные работы при меньшей их стоимости с большей производительностью и большей экологичностью, в сравнении с традиционным подходом.

Литература

1. Будяк А. В., Шаймарданов А. Р., Бачков А. П. Перспективные возможности ООО «ТНГ-Групп» с новым бескабельным оборудованием. – Приборы и системы разведочной геофизики, 4(71)/2021

2. Детков В. А., Баландин П. В. Технология возбуждения упругих колебаний в движении GLIDE. – Приборы и системы разведочной геофизики, 2(63)/2019.

3. Детков В. А. К 40-летию импульсного источника «Енисей»: вчера, сегодня, завтра. – Приборы и системы разведочной геофизики, 4(71)/2021.

4. Кузнецов Е. С., Баландин П. В., Дробинский А. А., Череповский А. В. Результаты анализа полевых данных ОМР МОГТ-3D, полученных по технологии возбуждения сигнала в движении GLIDE. – Приборы и системы разведочной геофизики, 1(68)/2021.

5. Ошкин А. Н., Турчков А. М., Гладилов Д. В., Мосягин Е. В. – Высокопроизводительные и высокоплотные работы с импульсными источниками в Республике Коми. – Приборы и системы разведочной геофизики, 2(77)/2023.

6. Турчков А. М., Ошкин А. Н., Детков В. А., Мосягин Е. В., Воронцов В. В. Опыт применения высокопроизводительного способа получения сейсмических данных в районе действующих рудников ПАО «Норильский Никель». – Приборы и системы разведочной геофизики, 1(72)/2022.

7. Турчков А. М., Ошкин А. Н., Коротков И. П., Воронцов В. В., Череповский А. В. Опыт применения малогабаритного источника и бескабельной системы регистрации для изучения ВЧР и неглубоко залегающих объектов. – Приборы и системы разведочной геофизики, 2(73)/2022.

Geotensis

Эксклюзивный дистрибьютор SmartSolo в России и СНГ

АРЕНДА SmartSolo в России и СНГ



Нодальная система SmartSolo:

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

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

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

smartsolo.com.ru

Опыт прослеживания отражающих границ на территории Московского региона

Романов В.В. РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва

Аннотация: В пределах Московского региона метод отражённых волн в модификации общей средней точки применяется давно и успешно. Наибольшими возможностями по глубине и разрешению обладает метод отражённых волн на поперечных волнах, который позволяет прослеживать сейсмогеологические границы в широком диапазоне глубин относительно короткими расстановками. В статье рассмотрена эффективная методика полевых работ и обработки материалов, позволяющая в благоприятных условиях выделить до 4 отражающих горизонтов в пределах интервала глубин 5–100 м . Среди них — кровля меловых, юрских и каменноугольных отложений. Рассмотрены особенности распределения упругих свойств в сейсмостратиграфических комплексах Московского региона, объясняющие причины появления устойчивых отражений в верхней части разреза.

Ключевые слова: инженерная сейсморазведка, метод отражённых волн, Московский регион, отражающие границы.



Введение

На территории Москвы, Московской области и Новой Москвы метод отражённых волн успешно применяется с начала 90 годов XX века. Первоначально применялись продольные волны[1], но достаточно быстро был осуществлён переход на поперечные волны. Особенностью горизонтально–поляризованных (SH) поперечных волн в частично–инверсных разрезах с приповерхностным высокоскоростным слоем (ПВС) является максимальное простое волновое поле, в котором нет поверхностных и обменных волн[13]. Выделение отражённых волн в интервалах удалений, в нормальных скоростных разрезах занятых поверхностными волнами, позволило прослеживать изучать отражающие границы в широком диапазоне глубин достаточно короткими расстановками[17]. Кроме того, для низкоскоростных поперечных волн характерны меньшие длины волн и большие временные интервалы между отражениями на сейсмограммах и разрезах[20], то есть методы поперечных волн имеют большую разрешающую способность, чем методы, основанные на продольных волнах[8]. Немалую роль в этом играет слабая корреляция скорости поперечной волны и

водонасыщения пор пород[6]. Меньшая скорость поперечных волн благоприятно влияет на точность структурных построений[10]

Эффективность метода отражённых волн в Московском регионе предопределяет достаточно разнородная структура верхней части разреза, включающая породы различного возраста, существенно дифференцированные по упругим свойствам. Кроме того, большая часть поверхности геологической среды в регионе имеет плотное и мощное техногенное покрытие[18], а в холодное время года грунтовая толща промерзает сверху на 50–150 см, то есть частично–инверсные разрезы распространены здесь повсеместно [14]. Примечательно, что асфальтовобетонное покрытие и сезонно-мёрзлый слой затрудняют выполнение практически всех методов электроразведки, традиционно лидирующей в инженерной геофизике[11].

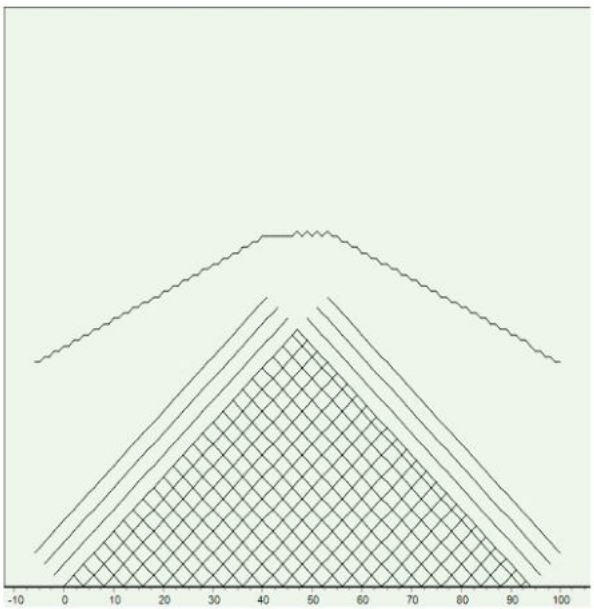
Метод отражённых волн благодаря глубинности, разрешающей способности и помехоустойчивости[9] широко применяется для оценки карстово–суффозионной опасности, исследования оползневых процессов, уточнения геологического строения верхней части разреза[4].

В работе представлен опыт прослеживания отражающих горизонтов Московского региона - эта информация позволит оценить возможности сейсморазведки при включении её в комплекс инженерно-геофизических исследований и обоснованно выполнить проектирование полевых работ в конкретных сейсмогеологических условиях.

Применяемая технология полевых работ и обработки

В процессе выполнения полевых работ автором применяется система наблюдений, основанная на перемещении пункта возбуждения относительно участка профиля с размещённой на нём неподвижной косой. При таком подходе в систему наблюдений включаются выносные, фланговые и центральные расстановки. После отработки всех запланированных расстановок осуществляется переход на следующий участок профиля с перекрытием кос. Автор предлагает называть такое профилирование томографическим, участок профиля с размещённым на нём сейсмоприёмниками— приёмной линией, систему из источника и приёмной линии — расстановкой, а множество расстановок с совпадающей приёмной линией — шаблоном. Шаблон, используемый в томографическом профилировании и включающий расстановки всех возможных типов, предлагается называть смешанным [5], количество одновременно подключаемых приёмников — порядком приёмной линии.

Если длина профиля равна длине приёмной линии, то выносные расстановки создаются на левом и правом флангах, если профиль выполняется с переносом приёмной линии, то выносные расстановки создаются только на конце и в начале профиля. Шаг возбуждения выбирается равным удвоенному шагу приёма, что позволяет достичь максимальной кратности перекрытия, равной половине порядка приёмной линии. Количество выносов и перекрытие линий при переходе на новый участок профиля выбирается исходя из желаемой кратности на концах приёмных линий. Так, если минимальная кратность задаётся равной 6, то количество выносных расстановок на одном фланге линии должно быть равно 5, а перекрытие приёмных линий — 5 шагов возбуждения, чем больше шаг возбуждения, тем больше степень перекрытия линий на профиле [7]. Кроме того, включение выносов в систему наблюдений и перекрытие смежных приёмных линий приводит к выравниванию распределения



▲ *Рис. 1. Один из шаблонов томографической системы наблюдений на обобщённой плоскости и карта кратности по нему.*

кратности в центральных частях линий. Рассмотренная система наблюдений на обобщённой плоскости изображена на рисунке 1.

Профили сейсморазведки располагались так, чтобы они полностью находились на приповерхностном высокоскоростном слое. Для работы использовалась спаренная 24-канальная станция, шаг приёма при исследовании глубин до 30 м равнялся 1 м, при переходе на большие глубины он увеличивался до 2 м [2]. Применялась схема наблюдений Y–Y, горизонтальные приёмники устанавливались в предварительно просверленные перфоратором отверстия, возбуждение реализовывалось касательным ударным воздействием бойка кувалды непосредственно по твёрдому покрытию или промёрзшей поверхности грунта. Масса кувалды —5–8 кг, удары производились с двух противоположных направлений, с каждого из них выполнялось по 5–10 накоплений. Применялись шаг дискретизации 0,5 мс и длина записи 768 мс. На полевых сейсмограммах в первых вступлениях прослеживалась высокоскоростная прямая волна, в последующих — несколько полезных отражений и кратные волны. Прямая волна имела скорость 1500–2000 м/с, эффективные скорости отражённых волн изменялись в пределах от 200 до 400 м/с (Рисунок 2).

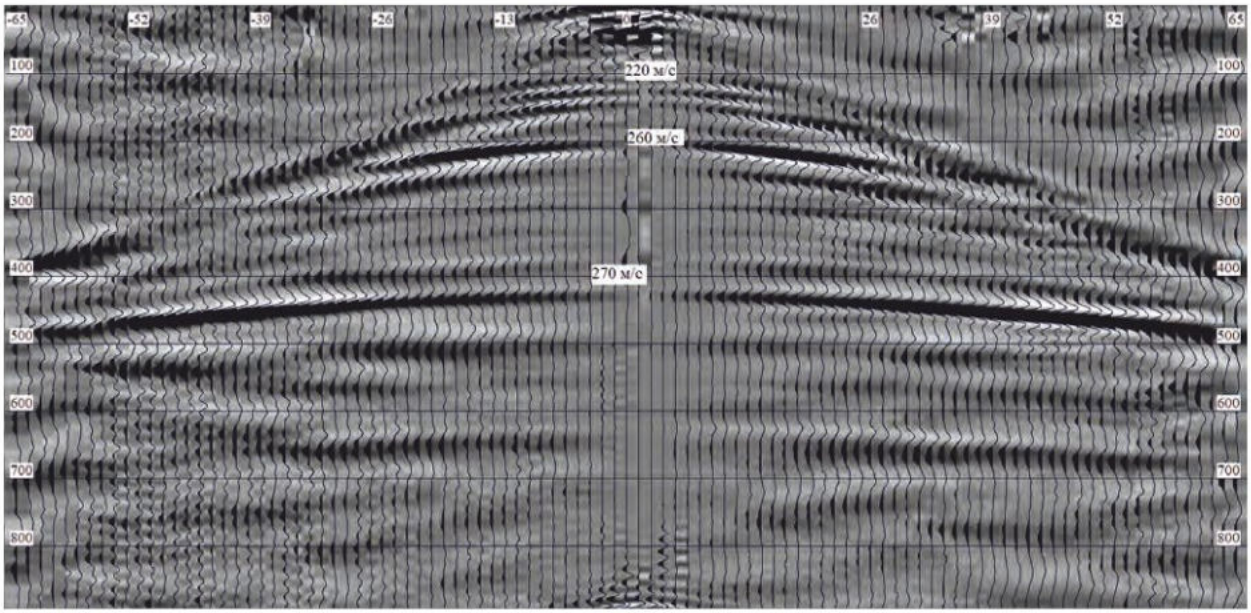
Получаемые данные обрабатывались по стандартному графу МОВ–ОСТ[15]. Предварительная обработка включала следующие процедуры:

1) Монтаж сейсмограмм с отбраковкой реализаций;
2) Вертикальное суммирование накоплений;
3) Вычитание сейсмограмм, полученных при противоположно направленных воздействиях;
4) Редакция трасс;
5) Ввод геометрии в заголовки трасс.

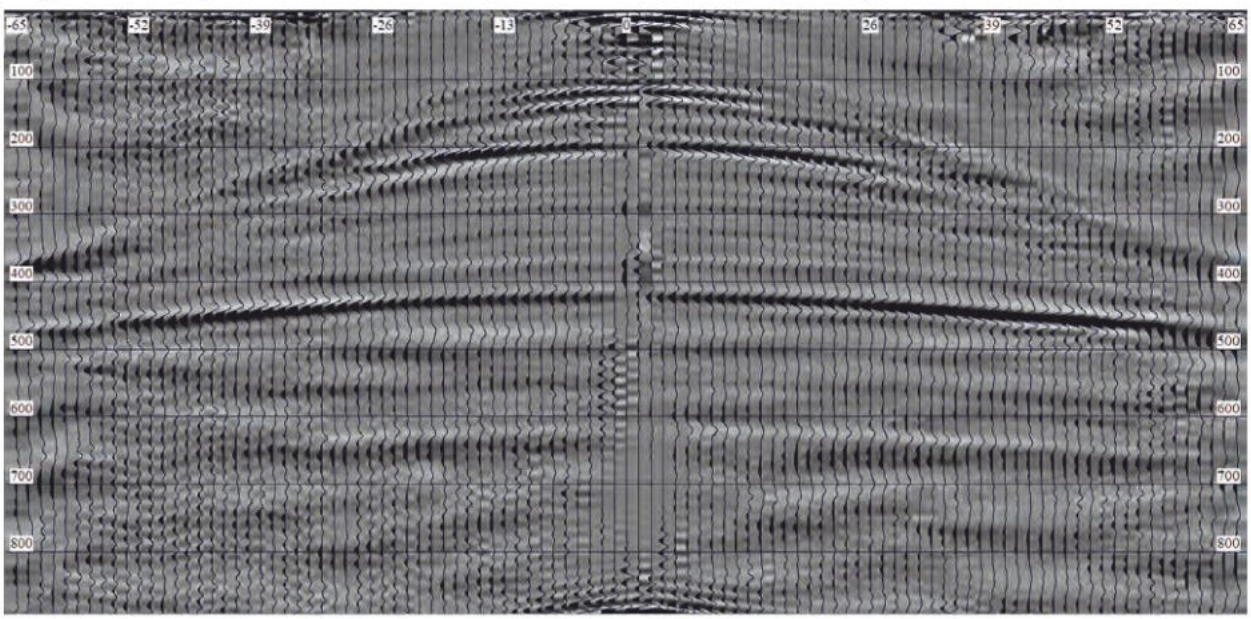
Основная обработка выполнялась следующей последовательностью процедур:

1) Сортировка трасс по ОСТ;
2) Автоматическая регулировка амплитуд в окне 200 мс;
3) Частотная фильтрация с полосой пропускания 10–60 Гц и шириной верхнего и нижнего срезов — 10 Гц;
4) Предсказывающая деконволюция с длиной оператора 120 мс, интервалом предсказания 1 мс, стабилизирующим коэффициентом 15% (Рисунок 3);
5) Скоростной анализ;
6) Ввод кинематических поправок, учитывающий высокий вертикальный градиент скорости и негиперболичность годографа[19];
7) Верхний мьютинг[16];
8) Суммирование по ОСТ;
9) Миграция по Кирхгофу.

На глубинных разрезах выделялись отражающие горизонты и качественно



▲ *Рис. 2. Супер-сейсмограмма МОВ с нанесёнными значениями эффективных скоростей однократных отражённых волн. По вертикали — время, мс, по горизонтали — удаление, м.*



▲ *Рис. 3. Результат применения минимально-фазовой предсказывающей деконволюции . По вертикали — время, мс, по горизонтали — удаление, м.*

оценивалось состояние пород в слоях между ними. Было отмечено, что количество отражающих границ в верхней части разреза Московского региона невелико — это кровли каменноугольных известняков, юрских глин[12], редко — меловых песков. Далее будут рассмотрены основные закономерности в распределении отражающих горизонтов в регионе.

Основные сейсмостратиграфические комплексы Московского региона

Верхняя часть разреза в различных районах Москвы может включать себя от двух до четырёх сейсмостратиграфических комплексов:

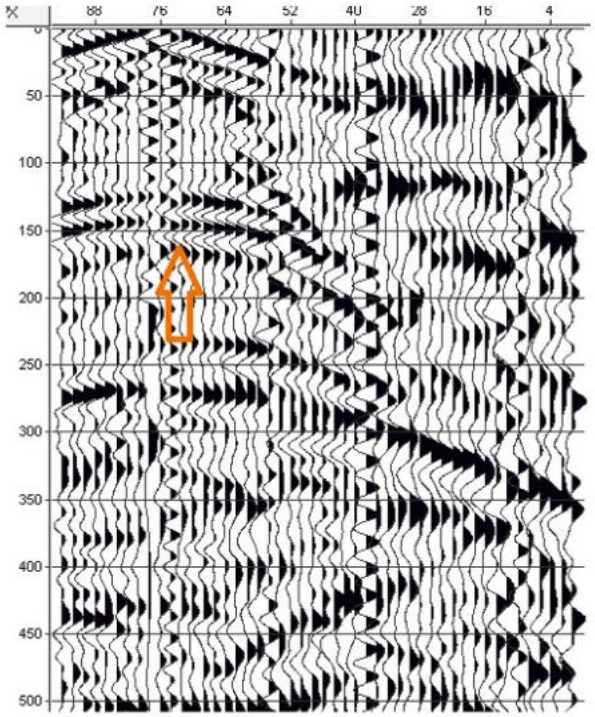
1) Суглинки, пески, супеси и глины четвертичного возраста;
2) Пески и глины отложения мела;
3) Глины и пески юры;

4) Известняки, доломиты, глины и мергели карбона.

Каждый из комплексов обладает своим распределением упругих свойств, а границы комплексов при благоприятных условиях становятся отражающими или преломляющими, поэтому их следует считать сейсмостратиграфическими комплексами.

Четвертичный комплекс представлен породами различного литологического состава. Как правило, первым слоем комплекса являются породы со скоростью поперечных волн V_S = 160–180 м/с, далее скорости сейсмических волн растут до 200–350 м/с, преимущественно плавно, без образования резких скоростных и отражающих границ. Среднее значение скорости поперечных волн в четвертичных породах V_S = 250 м/с. В приповерхностном высокоскоростном слое естественного или техногенного происхождения скорость поперечных волн увеличивается до 1500–2000 м/с, а нормальный скоростной разрез сменяется на частично-инверсный. Устойчивые отражения для четвертичного комплекса нехарактерны.

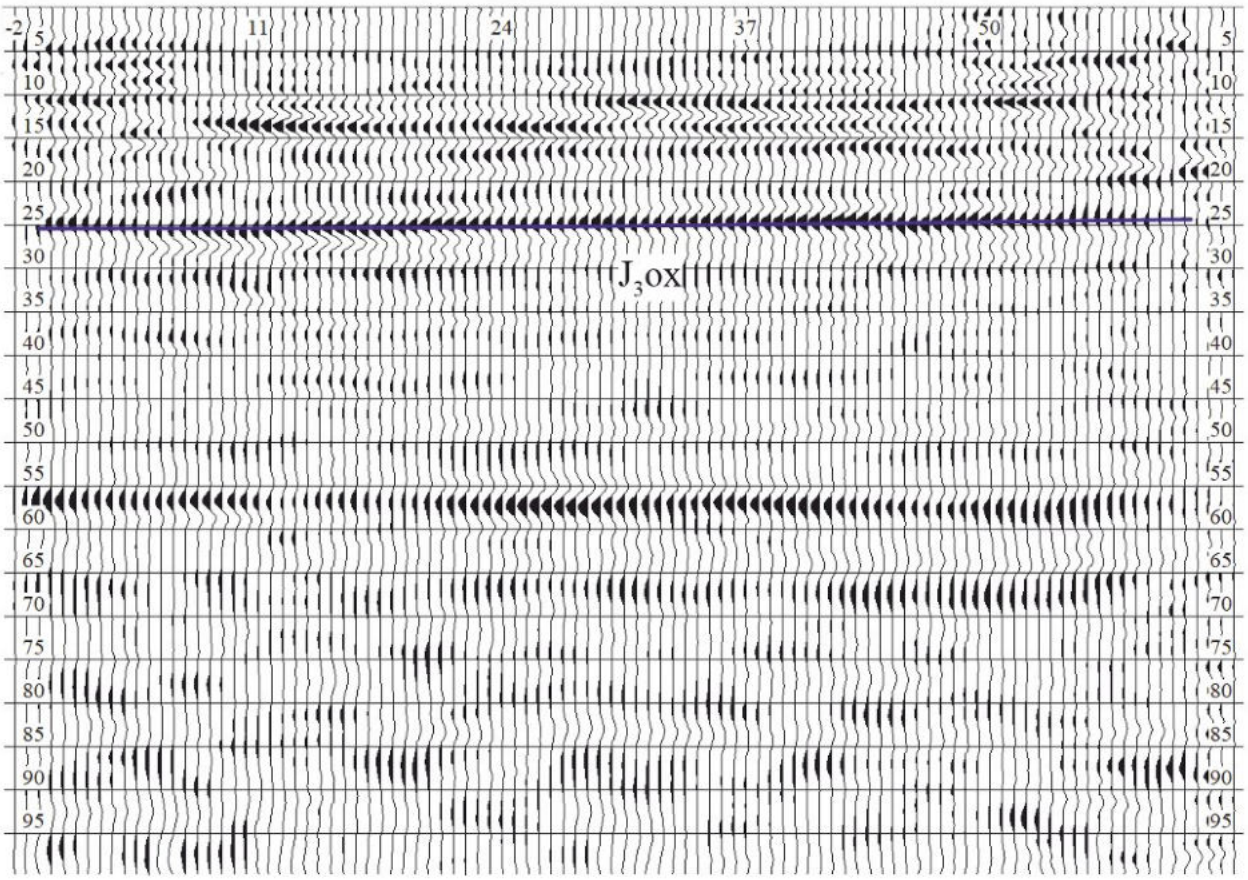
Меловой комплекс распространён в Московском регионе не повсеместно, в основном он приурочен к локальным водораздельным поднятиям. Наличие меловых отложений обычно указывает на значительную глубину нижележащих юрских и карбонатных пород (Рисунок 4). Если применяются поперечные волны, то отражения от кровли меловых отложений и внутри их толщи обычно не прослеживаются, так как различие упругих свойств четвертичных и меловых пород, а также у различных стратиграфических подразделений мела, невелико. Скорости волн в меловых отложениях изменяются не в столь широких пределах, как в четвертичных, среднее значение V_S = 350 м/с. Для исследования отражающих границ в мощной толще меловых песков



▲ *Рис. 4. Интерференция двух отражённых волн, образованных в кровле мела и юры. По вертикали — время, мс, по горизонтали — удаление, м.*

и глин предпочтительнее продольные волны, дополнительная скоростная дифференция в этом случае появляется, если целевая граница разделяет породы с разным водонасыщением.

Юрский комплекс широко представлен в Московском регионе, за исключением современных и древних речных долин. Чаще всего юра представлена характерными чёрными глинами оксфордского и киммериджского ярусов, реже — волжского и келловейского ярусов. Средняя скорость в юрских отложениях такая же, как и в меловых V_S = 350 м/с, однако для оксфордских глин характерны пониженные плотность и скорость поперечных волн, что делает их кровлю устойчивой и динамически выраженной отражающей границей (Рисунок 5). Так как юрские породы часто характеризуются пониженной акустической жесткостью, отражения от их кровли имеют обратную полярность по сравнению с другими горизонтами.



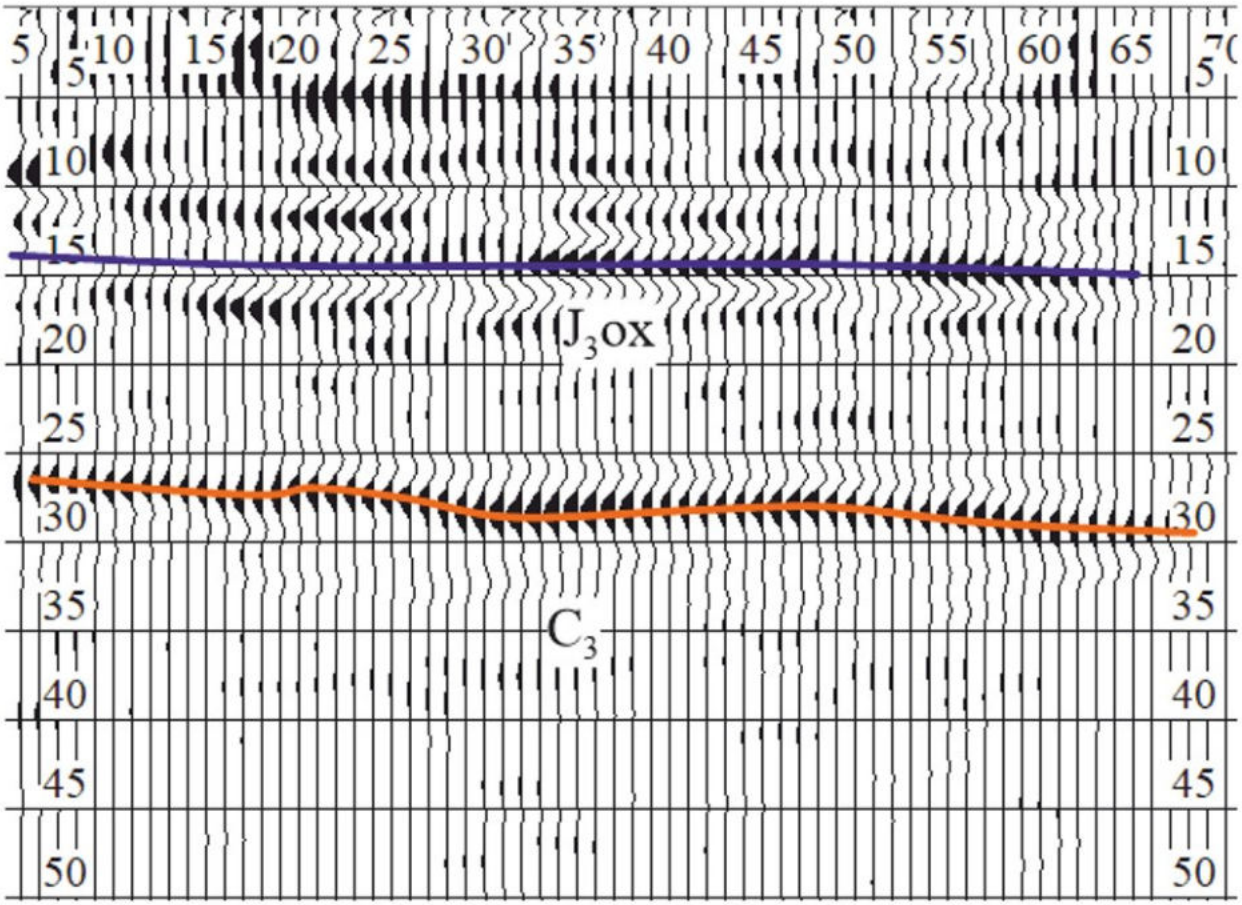
▲ *Рис. 5. Глубинный динамических разрез МОВ–ОСТ с выделенной кровлей юры. По вертикали — глубина, м, по горизонтали — координаты пунктов профиля, м.*

Каменноугольный комплекс представлен на территории Москвы тремя ярусами — гжельским, касимовским и московским. Среди пород преобладают карбонаты (известняки или доломиты), глины и мергели. Карбонатные породы часто закарстованы или перекрыты слоем элювия. Кровля первого пласта известняков или доломитов обычно формирует устойчивое интенсивное отражение (Рисунок 6) на поперечных волнах, внутри же глинисто–карбонатной толщи отражения выделяются редко, за них обычно ошибочно принимают кратные волны. Менее интенсивные отражённые волны формируются на кровле мергелей или элювия карбонатных пород. Средняя скорость поперечных волн в породах каменноугольного комплекса V_S = 800 м/с, в карбонатных породах комплекса V_S = 1000 м/с, в глинах и мергелях V_S = 600 м/с, вся каменноугольная толща является высокоскоростной. При значительном развитии карстового процесса скорости и амплитуды отражений в карбонатных породах снижаются наблюдаются дифрагированные волны.

В общем, реперные отражения в Московском регионе обычно наблюдаются на поперечных волнах, и они не привязаны к конкретным геологическим границам, а совпадают с кровлей первых от поверхности коренных пород (юрских или каменноугольных).

Выводы

На основании изложенного выше материала можно заключить, что при работе в Московском регионе на поперечных отражённых волнах в условиях частично-инверсных разрезов с приповерхностным высокоскоростным слоем, в роли реперных отражений чаще всего выступают кровли юрских и(или) камен-



▲ *Рис. 6. Глубинный динамических разрез МОВ–ОСТ с выделенными кровлями юры и карбона. По вертикали — глубина, м, по горизонтали — координаты пунктов профиля, м.*

ноугольных пород. Именно для этих отложений характерна наибольшая дифференция по акустической жёсткости и выдержанность упругих свойств в вертикальном направлении и по латерали.

Литература

1. Боганик Г.Н., Номоконов В.П. Выявление карстовых образований высокоразрешающей сейсморазведкой МОВ // Геофизика. 1994. № 2. С. 52-53.

2. Ли В. О., Владов М. Л. Анализ эффективности 2D сейсморазведки методом ОГТ при изучении приповерхностной части разреза //Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2012. – №. 3.

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

4. Романов В.В. Из опыта комплексного применения сейсморазведки и георадиолокации при инженерно-геологических изысканиях на территории Москвы //Инженерные изыскания. 2015. № 5-6. С. 44-49.

5. Романов В. В. Анализ развития терминологической базы методики двумерной сейсморазведки и предложения по её развитию и унификации //Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2022. № 1. С. 61-74.

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

7. Романов В. В., Кауркин М. Д., Иванов А. А. Анализ параметров систем наблюдений с перекрытием в инженерной сейсморазведке // Приборы и системы разведочной геофизики. —2022. —№ 3 (74). —С. 67-78.

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

9. Романов В.В., Посеренин А.И., Дронов А.Н., Мальский К.С. Обзор геофизических методов, применимых при поиске геомеханических нарушений вблизи горных выработок // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2016. № 1. С. 243-248.

10. Романов В.В., Посеренин А.И., Мальский К.С. Метрология, стандартизация и сертификация // Учебное пособие / Москва, 2015.

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

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

13. Скворцов А.Г., Дроздов Д.С. Опыт использования высокоразрешающей сейсморазведки на поперечных SH-волнах для изучения инженерно-геологических условий на территории Москвы. // Инженерно-геологические проблемы урбанизированных территорий. – Екатеринбург: Изд-во Аква-Пресс, 2001. – С. 177-183.

14. Скворцов А. Г., Царев А. М. Слой сезонного промерзания–геокриологический ресурс повышения эффективности малоглубинной сейсморазведки //Приоритетные направления в изучении криосферы Земли.–Пущино. – 2005. – С. 140.

15. Baker G. S. Processing near-surface seismic-reflection data: A primer. – SEG Books, 1999.

16. Baker G. S., Steeples D. W., Drake M. Muting the noise cone in near-surface reflection data: An example from southeastern Kansas //Geophysics. – 1998. – Т. 63. – №. 4. – С. 1332-1338.

17. Liu J. P. et al. Progress and application of near-surface reflection and refraction method //Chinese Journal of Geophysics. – 2015. – Т. 58. – №. 9. – С. 3286-3305.

18. Krawczyk C. M., Polom U., Beilecke T. Shear-wave reflection seismics as a valuable tool for near-surface urban applications //The Leading Edge. – 2013. – Т. 32. – №. 3. – С. 256-263.

19. Miller, R. D., & Xia, J. (1998). Large near-surface velocity gradients on shallow seismic reflection data. GEOPHYSICS, 63(4), 1348–1356. doi:10.1190/1.1444436

20. Wadas S. H., Polom U., Krawczyk C. M. High-resolution shear-wave seismic reflection as a tool to image near-surface subrosion structures–a case study in Bad Frankenhausen, Germany //Solid Earth. – 2016. – Т. 7. – №. 5. – С. 1491-1508.

Подробнее об авторе



Романов
Виктор Валерьевич

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, кандидат технических наук, доцент

China Geophysical





CHINA GEOPHYSICAL

МЫ ПРЕДЛАГАЕМ ВЕСЬ СПЕКТР ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ













Zhaofeng Sensor Equipment Co,.Ltd

Сайт: www.zfgeo.com Тел:+8687576701

What'sapp : +8615010859571 Почта: vika@zfgeo.com

Современные задачи для системы наблюдения «широкий профиль»

Будяк А. В., ТНГ-Групп, г. Бугульма

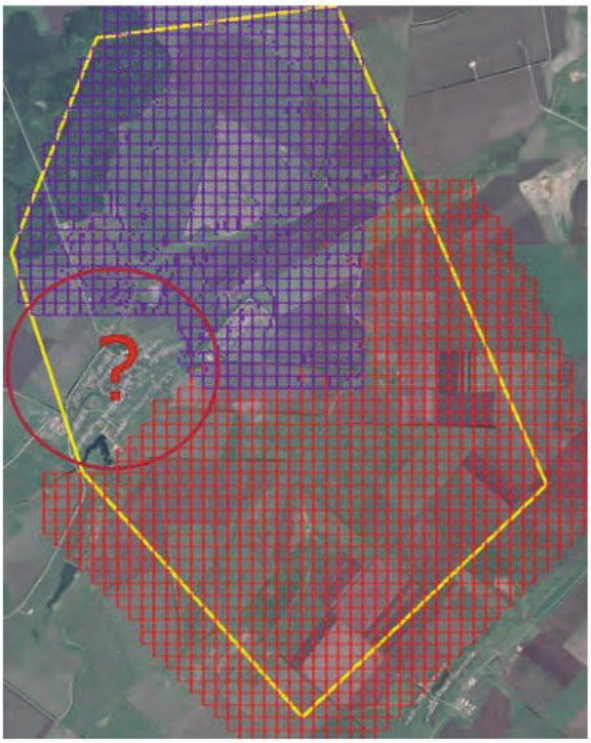
На начальной стадии внедрения площадных сейсморазведочных исследований наиболее распространенной схемой наблюдения использовался метод «широкого профиля» (ШП). Эта методика была опробована в различных нефтегазоносных областях. Существует большое количество вариантов наблюдений по методике ШП. Возбуждение упругих волн осуществляется на нескольких параллельных линиях с расстоянием между ними 100 - 500м. На одной из этих линий (обычно, центральной) проводится регистрация возбуждаемого поля. Параметры приемной расстановки и регистрирующей аппаратуры определяются сейсмогеологическими условиями и решаемыми геологическими задачами. Взрывной интервал на линиях возбуждения определяется требуемой кратностью прослеживания отражающих границ.

Несмотря на то, что стандартом выполнения современных сейсморазведочных исследований давно стали широкоазимутальные расстановки 3D, и сегодня появляются задачи, в решении которых может быть эффективна технология, появившаяся еще середине восьмидесятых годов прошлого века.

В нашу компанию поступил запрос на доизучение лицензионного участка в Республике Татарстан. Участок почти полностью был покрыт 3D сейсмикой за исключением восточной части, на которой не было даже 2D данных (рис.1).

Видно, что на данном участке расположен населенный пункт, и реализация в его пределах регулярной сети наблюдений 3D не представлялась возможной.

Ввиду относительно малых глубин залегания целевых объектов (верхний отражающий горизонт ~0.3км, а перспективные на 1-1.6 км) и, как следствие, малых эффективных удалениях даже эксклюзивные зоны небольших размеров на поверхности вносят существенный негативный вклад в информативность результирующих данных (2.5 х 1.5км). Поэтому осветить отражающие границы без отработки ПВ в переделах населенного пункта не представлялось возможным.



▲ *Рис. 1. Положение зоны неизученной сейсморазведкой.*

Исходя из этого был выбран невзрывной источник, а именно вибрационный PLS-362 на шасси КАМАЗ. Данное шасси является габаритным, да и сам внешний вид установки вызывает меньше вопросов у жителей поселка, чем если бы использовались тяжелые машины типа NOMAD или AHV.

Также было понимание, что параметры возбуждения должны быть подобраны с точки зрения минимизации времени возбуждения сигнала (короткие свипы и



▲ *Рис. 2. Виброисточник PLS-362 на шасси КАМАЗ.*

малое количество накапливаний) для быстрой отработки в пределах населенного пункта и с пониженным усилием на грунт для уменьшения риска конфликтов с населением и повреждения коммуникаций или строений.

Отработка проводилась только в дневное время опять же для спокойствия жителей. Использовался единичный источник, или максимум группа из 2х источников.

Малое количество источников в группе, низкое усилие на грунт, малые длина свипа и количество накоплений в купе с высоким уровнем помех в дневное время создавали риск получения некондиционных данных с низким соотношением сигнал/шум особенно для глубокозалегающих горизонтов.

Вариант отработки профиля 2D по центральной улице не подходил по указанной выше причине, ввиду малого прироста геологической информации непосредственно под эксклюзивной зоной.

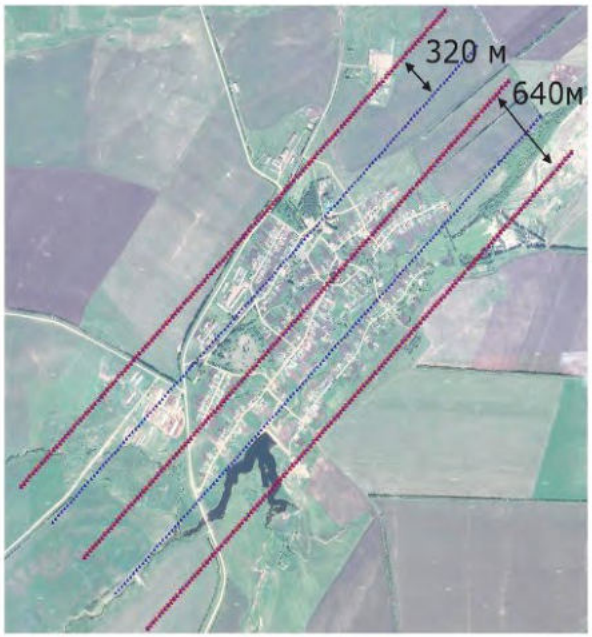
Вариант с съемкой 3D по регулярной сети типа «крест» также был отвергнут: так расположить ЛВ было возможно по дорогам внутри поселка, идущим с северо-востока на юго-запад. В остальной части поселка присутствовала плотная частная застройка «забор в забор», что опять же вызывало проблемы с согласованием прокладки профилей приема и кабелей по частным территориям (рис.3). Применение бескабельных нодальных систем также было проблематично в связи с высоким риском краж небольших «слепых» приборов.

Что регулярные, что не регулярные системы наблюдений (random) не позволяли решить поставленные задачи в полной мере ввиду большого значения Xmin-max и малой глубины залегания верхних отражающих горизонтов.

Наиболее рациональным виделся вариант с применением системы наблюдений «широкий профиль» (ШП), которая в реализации схожа с 2D, но являясь пространственной, что позволяет получать на выходе суммарные 3D данные, а также в связи с более высокой кратностью наблюдения обладает повышенной помехоустойчивостью.



▲ *Рис. 3. Населенный пункт, под которым было необходимо получить информацию о геологическом строении.*



▲ *Рис. 4. Проектные профили ШП (без дизайна смещений).*

Широкий Профиль был спроектирован из 5ти ЛП через 320м, на 3-х из которых также располагались ЛВ (то есть через 640м). Шаг ПП и ПВ составлял 30м. Расстояния между линиями были выбраны исходя из сейсмогеологических и поверхностных условий - среднего значения между основными дорогами. Так как крайние ЛВ располагались на границе и за пределами населенного пункта, их отработка стала возможной уже группой из 3-4-х источников (рис.4).

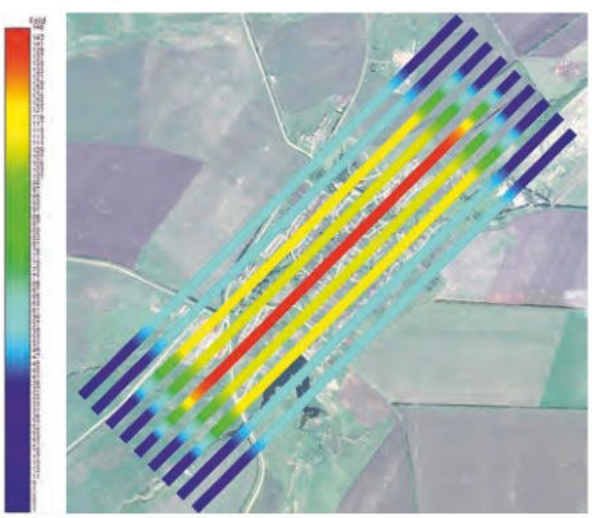
Круговая активная расстановка с максимальным удалением 1.8км позволила регистрировать только эффективные удаления в зависимости от взаимного фактического положения ПВ и ПП и облегчила написание сценариев отработки ввиду большого количества отклонений ПГН от регулярной сети.

Такая система наблюдений позволяла получить 9 линий ОГТ: 3 основных со всем диапазоном удалений и 6 боковых без ближних и средних удалений соответственно (рис.6).

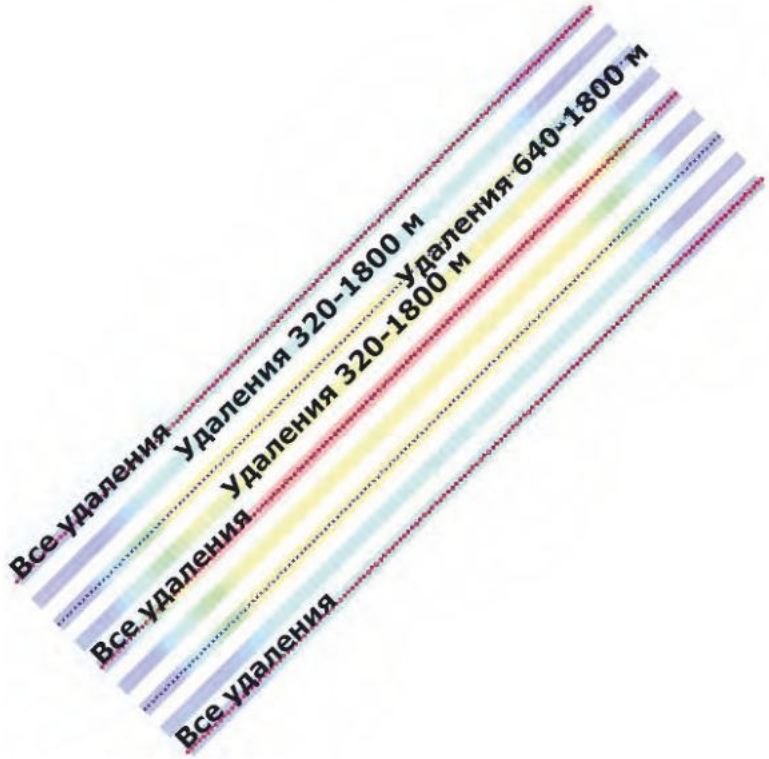
На центральной линии ОГТ (рис.5) наблюдается повышенная кратность (в 3 раза больше, чем на крайних), для повышения соотношения сигнал/шум в эксклюзивной зоне.

Для понимания информативности данных получаемых на побочных линиях ОГТ и того будет ли эффективной для целевого интервала кратность повышенная на центральной линии ОГТ за счет крайних, было проведено суммирование с

▼ *Рис. 5. Линии ОГТ и проектная кратность для системы наблюдений, изображённой на рисунке 4.*

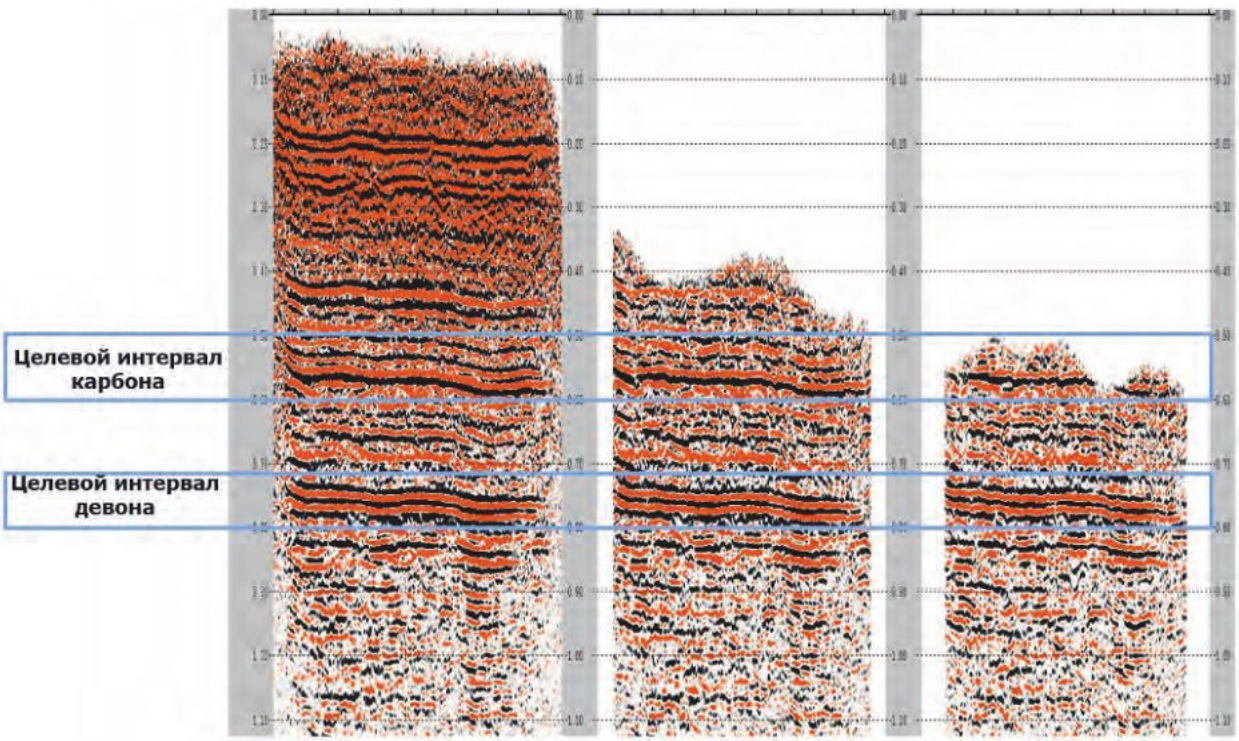


▼ *Рис. 6. Линии ОГТ, проектная кратность с указанием диапазонов имеющихся на линии ОГТ удалений для системы наблюдений, изображённой на рисунке 4.*

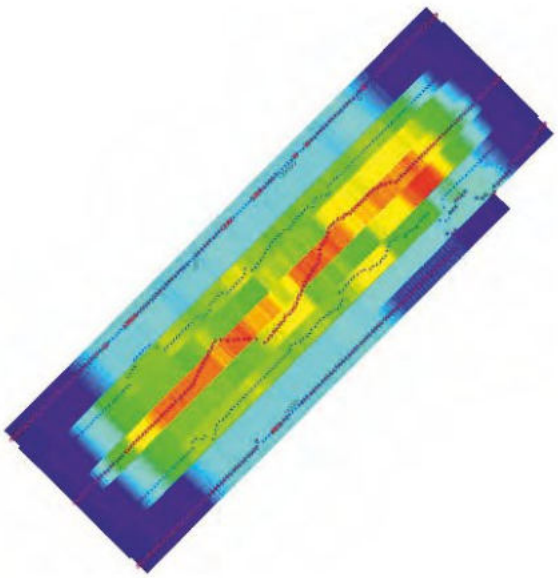


разными диапазонами удалений по профилю 2D на смежной площади (рис.7). По его результатам видно, что несмотря на отсутствие ближних / средних удалений, информативность в целевых интервалах карбона/девона сохраняется.

▼ *Рис. 7. Разрез по профилю 2D слева на право: со всем диапазоном удалений, без ближних, без ближних и средних удалений.*







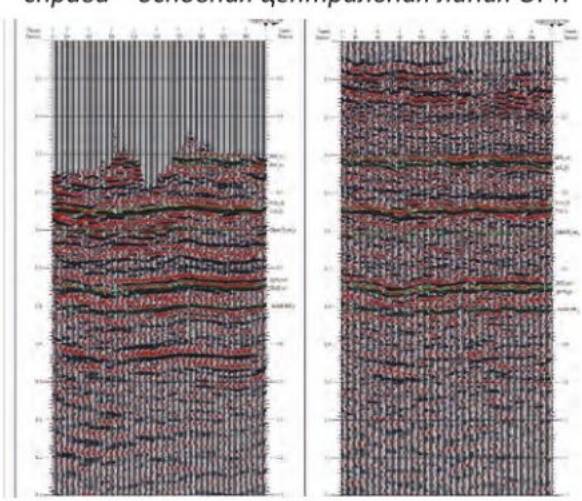
▲ *Рис. 8. Фактическая схема ШП и кратность.*

По результатам полевых работ (рис.8) были переданы в обработку, где был получен куб сейсмических данных с бином 160х15м (рис.9).

Интересно отметить, что по структурным картам всех целевых горизонтов именно под эксклюзивной зоной наблюдается поднятие, причем данные полученные на промежуточных линиях ОГТ позволили уточнить его форму. Выданы рекомендации на бурение.

В заключении можно сказать, что нестандартные ситуации для успешного решения поставленных геологических задач требуют: нестандартных подходов, вариативности, анализа и оценки всех технологических альтернатив.

▼ *Рис. 9. вертикальные слайсы результирующего куба: слева – промежуточная линия ОГТ, справа – основная центральная линия ОГТ.*



Литература:

1. Калинин А.Ю., «Оптимизация методики сейсмических исследований на территории Юго-Востока Русской платформы», автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Москва, 2009, УДК 550.834

Подробнее об авторе



Будяк
Антон Валерьевич

Главный геофизик
ТНГ-Групп

Разработка и внедрение методики высокоточных гидромагнитных и набортных гравиметрических исследований при инженерных изысканиях на шельфе

Базилевич С.О., Казанина М.А., Жилин Ф.Е., Шепелев А.А., Кочетов М.В., г. Мурманск.

Аннотация. *В данной статье рассмотрены результаты разработки и внедрения методики высокоточных гидромагнитных и набортных гравиметрических исследований при инженерных изысканиях на шельфе Российской Федерации. В статье рассказывается об инновационных технологиях Акционерного общества «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (АО «МАГЭ») при проведении морских инженерных изысканий на шельфе России, которые демонстрируют инновационный вектор развития отечественной морской геофизики. Строительство и эксплуатация морских сооружений нефтегазовой промышленности, а также выполнение поисково-разведочных работ на континентальном шельфе требуют проведения комплекса инженерно-геологических изысканий для детального изучения морского дна и придонной части грунтового массива. В данной работе рассматривается методика выполнения высокоточной гидромагнитной и набортной гравиметрической съемки. Главная задача представленной методики заключается в повышении эффективности гидромагнитных наблюдений с целью минимизации среднеквадратической ошибки съемки, а также включение набортной гравиметрии в стандартный набор геофизических методов при выполнении инженерных изысканий на шельфе.*

Ключевые слова: *гидромагнитные исследования, набортные гравиметрические исследования; Карское море, континентальный шельф, геофизические методы, морские инженерные изыскания.*

Введение

Эффективное освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа Российской Федерации и особенно его арктической части является актуальной и стратегической задачей, обоснованной наличием уникальных разведанных углеводородных запасов. В этой связи нефтегазодобывающие кампании проявляют большой интерес к освоению ресурсов данного региона и имеют большие планы по строительству эксплуатационных скважин

Освоение месторождений арктического шельфа характеризуется большой степенью риска в связи с суровыми климатическими условиями и труднодоступностью из-за удаленности от берега. Для обустройства данного вида месторождений необходимы огромные финансовые затраты и поэтому получение полного объема информации о строении придонной части геологического разреза и локализация опасных и неблагоприятных геологических объектов и явлений для минимизации рисков при строительстве нефтегазовой инфраструктуры является важным этапом разработки шельфовых месторождений.

На сегодняшний день планирование строительства эксплуатационных скважин на континентальном шельфе в пределах лицензионных участков сопровождается обязательным этапом выполнения комплексных морских инженерно-геологических изысканий, предназначенных для получения полного объема исходных данных для разработки проектной документации на подготовительном этапе строительства.

Авторами предложена методика выполнения гидромагнитной съемки,

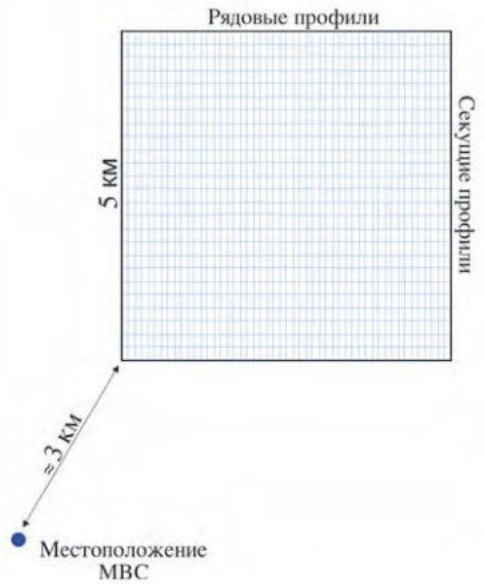
которая является обязательным методом в рамках выполнения инженерных изысканий на арктическом шельфе, включающая одновременное использование градиентометрической установки и магнитовариационной станции. Данное совмещение позволяет получать высокоточные магниторазведочные данные и повысить достоверность последующей комплексной интерпретации геофизических данных. Также авторами предложено включение гравиразведочных исследований в стандартный набор геофизических методов при морских инженерных изысканиях. Данные методические особенности позволяют выполнять комплексирование данных потенциальных полей с данными сейсморазведочных исследований с целью локализации и уточнения строения геологических опасностей, которые представляют большую опасность при строительстве подводных нефтегазовых сооружений.

Методические особенности гидромагнитной съемки

Инженерно-геологические изыскания на участке в юго-западной части Карского моря в пределах арктического шельфа были выполнены специалистами Акционерного общества АО «МАГЭ» на собственном научно-исследовательском судне «Геолог Дмитрий Наливкин».

Инженерно-геологические изыскания выполнены на 51 меридиональном (рядовом) и 26 широтных (секущих) профилях. Расстояние между меридиональными профилями – 100 м, широтными – 200 м. Длина каждого профиля 5 км. Всего на объекте выполнено 385 пог. км комплексных наблюдений (рис. 1).

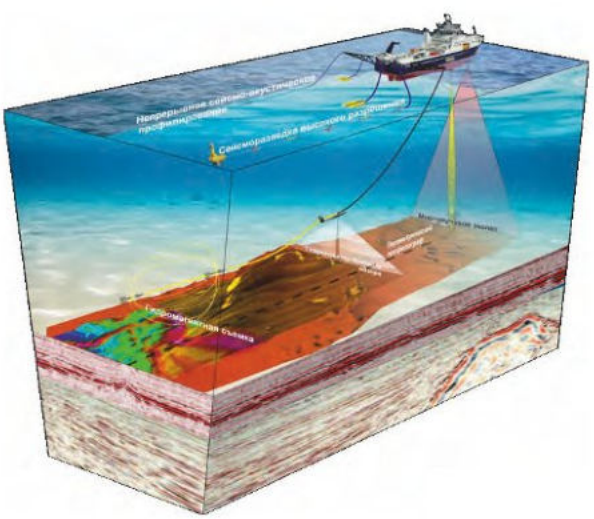
В исследуемом районе работ применялся традиционный комплекс геофизических исследований в составе инженерно-геологических изысканий: сейсморазведка высокого разрешения (СВР), высо-



▲ *Рис. 1. Карта фактического материала участка исследований.*

кочастотное (ВЧ) и низкочастотное (НЧ) непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП), электроразведочные работы методом ЗСБ, гидролокация бокового обзора (ГЛБО) и гидромагнитная съёмка [4]. Широкий спектр геофизических методов, входящих в состав инженерных изысканий, позволяет осуществлять комплексный анализ всех имеющихся данных, что повышает достоверность итогового результата (рис. 2).

▼ *Рис. 2. Схема буксировки геофизического оборудования.*



Набортные гравиметрические исследования

Гравиметрические исследования не входят в стандартный комплекс геофизических методов при инженерных изысканиях на шельфе, однако возможности современных технологий позволяют пересмотреть её роль при комплексировании геофизических данных. Перспективы гравиразведки связаны с совершенствованием гравиметрической аппаратуры, повышением её точности и надежности, а также с развитием математического аппарата интерпретации данных.

Качественный скачок в развитии инерциально-спутниковых технологий сделал возможным выполнение гравиметрических измерений не только с морских судов, но и с самолетов. К настоящему моменту достижимая точность аэрогравиметрических наблюдений составляет 0.5-1 мГал, точность морских набортных съемок может достигать 0.1 мГал, а точности наземных и донных гравиметрических наблюдений уже достигают первых десятков мкГал, 10 мкГал = 0.01 мГал. Высокоточные гравиметрические съёмки микрогальной точности позволяют изучать тонкую структуру поля силы тяжести и фиксировать её минимальные изменения.

Гравиметрические исследования с использованием современных методов интерпретации позволяют успешно выделять нефтегазоперспективные объекты, изучать строение соляных толщ, трассировать тектонические нарушения в осадочном чехле и фундаменте, выявлять аномальные зоны в отдельных интервалах разреза и т.д. Кроме того, гравиразведка способна дать оценку возможности развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов и явлений, таких как газонасыщенные грунты и с аномально высоким пластовым давлением в ВЧР, разжижение поверхностных грунтов и их подвижки. Гравиметрические исследования применяются при мониторинге газовых и газоконденсатных месторождений при их разработке, как на шельфе, так и на суше. Донные гравиметрические исследования, выполняемые с целью гравиметрического мониторинга, позволяют отслеживать и контролировать изменения положения уровня газо-водяного контакта (ГВК) и таким образом могут предупредить проникновение воды в добывающие скважины. В комплексе методов гравиразведка решает специфические задачи: определение плотностного строения толщи пород вносит свой вклад в построение модели геологического строения изучаемой территории и используется для прогнозирования геофизической обстановки и состояния окружающей среды.

Наблюдения ускорения силы тяжести проводились морским набортным гравиметром «Чекан-АМ» (разработчик АО «Концерн «ЦНИИ «Электроприбор», 2016). Гравиметр был включен при отходе судна из порта г. Мурманск и находился в рабочем режиме на протяжении всего рейса (рис. 3).

▼ *Рис. 3. Морской набортный гравиметр «Чекан-АМ».*



Методика выполнения гидромагнитной съёмки

Гидромагнитная съемка традиционно выполняется с целью изучения рельефа, тектонического районирования фундамента, определения мощности осадочного чехла, выделения зон тектонических нарушений и поисков полезных ископаемых в морях и океанах [1, 2].

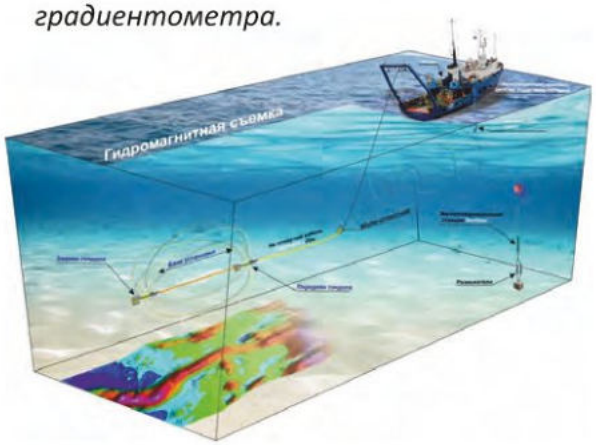
Морская магнитометрическая съемка является неотъемлемой частью детальных инженерно-геологических изысканий при изучении верхней части разреза осадочной толщи. Главная задача данных работ заключается не в поиске отдельных магнитных аномалий, а в создании детальной высокоточной карты аномалий магнитного поля для изучаемых акваторий с минимальной погрешностью, что дает возможность выявить даже относительно слабые магнитные аномалии, наиболее интересные как потенциально опасные объекты при строительстве инженерных сооружений. На сегодняшний день гидромагнитные исследования хорошо себя зарекомендовали при картировании подводных вулканов в морях, поисках залежей углеводородов в условиях арктического шельфа, а также обнаружении металлических объектов: трубопроводов, кабелей и затонувших судов на акваториях, в т.ч. в условиях Крайнего Севера [3, 5].

При решении морских инженерных задач применяется методика дифференциальной гидромагнитной съемки, в которой используются два расположенных на определенном расстоянии друг от друга магнитометра, измеряющих разности компонент полного вектора индукции Т магнитного поля Земли. Преимуществом данной технологии является отсутствие зависимости измеряемого градиента магнитного поля от солнечно-суточных магнитных вариаций, имеющих значительные амплитуды в северных широтах. Однако при получении данных по градиенту магнитного поля на двух датчиках магнитометров может возникать большая проблема, связанная с процедурой восстановления магнитного поля по измеренному горизонтальному градиенту, из-за методических особенностей проведения инженерных гидромагнитных исследований [6].

В рамках данной работы опробована методика гидромагнитной съемки, совмещающая одновременное использование магнитовариационной станции (МВС) и градиентометра. Такое совмещение обеспечивает минимально возможную погрешность магнитной съемки, которая позволяет в дальнейшем провести уверенную локализацию возможных аномальных опасных объектов для строительства сооружений морской нефтегазовой инфраструктуры (рис. 4).

При проведении площадной дифференциальной магнитной съемки использовались магнитометры SeaSPY2 (рис. 2.10, а). Для корректной пространственной привязки съемочных галсов и локализации магнитных аномалий в данной работе применялась система подводного гидроакустического позиционирования Sonardyne Ranger 2 USBL с точностью позиционирования 0,3-0,5 м в режиме реального времени. Sonardyne Ranger 2

▼ *Рис. 4. Схема буксировки продольного градиентометра.*



USBL является автономной системой расчета позиции маяка-ответчика, установленного на буксируемых объектах, включающей в себя акустические антенны в забортном блоке со встроенной инерциальной системой, датчиком угловых и вертикальных перемещений. В качестве источника данных о географическом положении приемо-передающей антенны USBL использовался DGNSS-приемник (от англ. Differential Global Navigation Satellite System) C-Nav 3050. Sonardyne Ranger 2 USBL работал с маяками-ответчиками WMT 6G Type 8190 фирмы Sonardyne и Sigma BCN 1119 Type 1100 фирмы Applied Acoustics. Приемо-передающая антенна HPT 5000 была установлена на штангу по правому борту судна [7, 8, 9].

Для получения данных, свободных от влияния солнечно-суточных вариаций, использовалась MBC Sentinel (рис. 2.10, б), установленная на морском дне. Данные работы были выполнены в комплексе с широким набором геофизических и гидрографических методов с учетом и на основании методических положений соответствующих норм и стандартов. Система SeaSPY2 является полностью цифровой. Морской магнитометр состоит из набортного регистрирующего устройства и забортной части. Измерение магнитного поля происходит внутри забортной буксируемой гондолы, где уровень сигнала максимален из-за отсутствия внешних помех. Принцип работы магнитометра SeaSPY2 основан на использовании эффекта Оверхаузера (высокочувствительный всенаправленный датчик): устройство измеряет внешнее магнитное поле при помощи особого алгоритма технологии ядерного магнитного резонанса. Датчики SeaSPY2 обеспечивают точность 0,1 нТл. Для определения их высоты (альтитуды) над дном в магнитометре установлен альтиметр — высокоточный эхолот с частотой 200 кГц. Магнитометр также снабжен датчиком давления. Для устранения влияния судна на данные магнитного поля магнитометры буксируются на удалении от кормы, равном не менее чем трем длинам судна, и на высоте 5–7 м над морским дном. Запись магнитометрических данных ведется с частотой 1 Гц. Точность измерений (полученных данных) проверяется в точках пересечения рядовых профилей с секущими. Используемая конфигурация оборудования позволяет получить значения модуля полного вектора индукции магнитного поля Земли T с исключенным влиянием вариаций магнитного поля с помощью соответствующих математических операций. Восстановление поля, относящегося к середине измерительной установки, выполняется по измеренному горизонтальному градиенту магнитного поля. База измерительной установки должна стремиться к минимально возможной, т.к. при восстановлении происходит осреднение магнитного поля на длине базы. Но уменьшение базы способствует увеличению относительной погрешности измеренного градиента и, следовательно, погрешности восстановленного поля. Размер базы измерительной установки величиной 11,5 м был выбран в целях локализации небольших потенциально опасных объектов на морском дне и в придонной части грунтового массива.

Учет солнечно-суточных вариаций магнитного поля Земли является главной трудностью при проведении гидромагнитных измерений, поскольку стационарные магнитовариационные обсерватории в большинстве случаев располагаются на большом удалении от проектного местоположения работ. Поэтому для решения поставленной инженерно-

геологической задачи была разработана и применена методика съемки, подразумевающая использование МВС на исследуемой территории для исключения операции восстановления поля. В целях осуществления измерений вариаций магнитного поля в районе работ на дне была установлена МВС марки Sentinel, которая представляет собой полностью автономную станцию долгосрочного наблюдения магнитного поля, использующую всенаправленный датчик Оверхаузера с низким энергопотреблением, размещенный в герметичном корпусе. Вариационная станция располагалась на расстоянии 3 км от границы исследуемой площади для исключения влияния судна на показания. МВС была установлена непосредственно перед началом проведения основного этапа съемки, время измерений на градиентометре и станции было синхронизировано с точностью до 1 с. Автономные непрерывные измерения вариационного магнитного поля выполнялись с периодом 1 мин.

Результаты и выводы

Применение магнитовариационной станции позволяет уменьшить СКП гидромагнитной съемки, следовательно, повышается достоверность получаемых результатов, появляется возможность построения карт изолиний с минимальным сечением, что позволяет выделять потенциально опасные объекты, которые не были бы выделены при стандартной методике съемки.

В результате использования магнитовариационной станции возможно повысить эффективность съемки и добиться среднеквадратической ошибки равной 1 нТл. Объекты с величиной индукции магнитного поля превышающего СКП в 2-3 раза могут считаться достоверными. Также использование данных МВС при обработке полевых данных позволило выявить оси линейных магнитных аномалий, которых не было обнаружено при обработке данных градиентометра.

Разработанная методика была успешно применена при проведении инженерно – геофизических исследований на Арктическом шельфе. Выполненные работы позволили получить методические рекомендации, позволяющие минимизировать ошибку наблюдений гидромагнитной съемки, следовательно, увеличить достоверность получаемых моделей источников изучаемого поля, что существенно уменьшит неопределенность при выявлении природы магнитных аномалий.

Одним из ключевых преимуществ проведения таких работ является возможность экономии средств и времени на этапе проектирования. Благодаря гравиметрическим исследованиям, специалисты могут получить более точную информацию о геологических условиях, что позволит снизить вероятность возникновения непредвиденных ситуаций во время строительства и эксплуатации объектов. Это, в свою очередь, может уменьшить затраты на устранение последствий ошибок и повысить общую эффективность работ.

Кроме того, проведение гравиметрических работ способствует развитию кадрового потенциала отрасли, так как требует привлечения специалистов различных областей, таких как геология, геодезия, гидрография и экология. Обучение и повышение квалификации сотрудников позволяет им приобрести новые навыки и знания, которые могут быть использованы в других проектах и сферах деятельности.

Таким образом, экономически-кадровое обоснование морских гравиметрических работ заключается в воз-

можности экономии средств и ресурсов на этапе проектирования. При минимальных экономических затратах можно получить значительный прирост объема геофизических данных для дальнейшей комплексной интерпретации геофизических материалов, что в свою очередь позволяет повысить достоверность итоговых результатов работ. Также включение гравиразведки в стандартный комплекс методов при морских инженерных изысканиях позволит повысить необходимость привлечения новых рабочих мест для отраслевых специалистов.

Комплексирование геофизических методов позволяет получить более полную и точную информацию о свойствах и структуре исследуемых объектов, что может привести к снижению затрат на проведение дополнительных исследований и повышению эффективности разработки месторождений. Кроме того, использование современных методов обработки данных позволяет сократить время на обработку и анализ результатов, что также может привести к экономии средств.

Приведенные в статье результаты измерений потенциальных полей показали высокую эффективность методов при локализации палеоврезов и трассировании их границ. Высокоточная аппаратура позволяет изучать тонкую структуру геофизических полей, повышает требовательность к обработке и интерпретации наблюдений, тем самым ставит новые задачи перед геофизиками. Информация о тонкой структуре потенциальных полей детализирует региональные модели геомагнитного и гравитационного поля.

Литература

1. Владов М.Л., Старовойтов А.В., 1998. Геофизические методы инженерно-геологических задач. ГСД Продакшен, Москва с. 67.

2. Гордин В.М., Розе Е.Н., Углов Б.Д., 1986. Морская магнитометрия. Недра.

3. Казанин А.Г., Шепелев А.А., Коснырева М.В., Жилин Ф.Е., Демонов А.П., Кочетов М.В. Комплексирование данных сейсморазведки и магниторазведки при анализе палеоврезов и палеопонижений шельфа Карского моря // Приборы и системы разведочной геофизики. 2023. № 3. С. 131-139.

4. Казанин Г.С., Казанин А.Г. и др., 2018. Технология комплексных инженерно-геофизических изысканий на арктическом шельфе // Сборник работ лауреатов международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа. Москва. С. 39-41.

5. Кочетов М.В., Шепелев А.А., Челышев С.В. Возможности набортных гравиметрических и гидромагнитных исследований при решении инженерно-геологических задач на шельфе // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2023. № 3. С. 88-97.

6. Кочетов М.В., Журавлев В.А. Оптимизация методики дифференциальной гидромагнитной съемки // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. 2018. № 2. С. 127-131.

7. Шепелев А.А., Коснырева М.В., 2023. Измерения вариаций магнитного поля Земли в акватории Карского моря с помощью мобильной магнитовариационной станции // Гелиогеофизические исследования. № 38. С. 54-60.

8. Шепелев А.А., Жилин Ф.Е., Демонов А.П. Эффективность выполнения гидромагнитных градиентометрических исследований с использованием магнитовариационной станции при инженерно-геологических изысканиях на континентальном арктическом шельфе // Инженерные изыскания, 2021. Том XV. № 3-4. С. 32-41.

Shepelev A.A. and Zhilin F.E., 2021. Comparison of Processing Results of Magnetometric Data Using Magnetic Base Station and Gradiometer in Offshore Engineering Survey. Engineering and Mining Geophysics 2021, European Association of Geoscientists & Engineers. Vol. 2021. Issue 1. Pp. 1-7. https://doi.org/10.3997/2214-4609.202152018.

Программа Acta - эффективное решение для контроля сейсморазведочных работ и управления данными

Самарченко А.А , Лесничий В.С., Черникова Е.В., ООО «ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ», г. Краснодар.

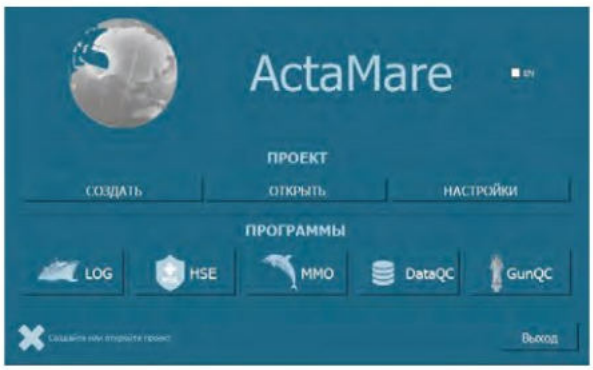
ООО «ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ» было образовано в 2016 году. Компания располагается в г. Краснодаре, при этом осуществляет комплексное сопровождение проектов по заказам ведущих нефтегазодобывающих предприятий по всей России и за рубежом, располагает для этого всеми ресурсами и высококвалифицированными специалистами. ООО «ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ» оказывает услуги технологического контроля морских сейсморазведочных работ, супервайзинг полевых сейсморазведочных работ, производственной безопасности, супервайзинг при бурении, технологический контроль (супервайзинг) при проведении мониторинговых исследований окружающей среды и эколого-рыбохозяйственного картирования акватории, услуги в области проектирования и контроля качества геофизических работ.

Заказчиками работ являются компании-недропользователи и их дочерние предприятия: ПАО «НК Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Лукойл», ПАО НК «РуссНефть», ПАО «НОВАТЭК», АО «НК «Нефтиса» и другие компании.

В рамках государственной программы импортозамещения специалисты ООО "ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ" разработали собственное программное обеспечение, уже ставшее удобным и эффективным инструментом, признанным специалистами как геофизических компаний, так и компаний – заказчиков сейсморазведочных работ.

Программа Acta – удобный управленческий инструмент для работы с данными сейсморазведочного проекта.

При проведении сейсморазведочных работ необходима система, помогающая



▲ *Рис.1. Рабочая панель программы Acta.*

систематизировать и фиксировать большой объем данных, связанных с различными аспектами производственного и организационного процесса. Данные должны быть структурированы, доступны. А инструмент для работы с данными должен предоставлять возможность формализации в виде отчетов и выборок.

Программа Acta, разработанная с использованием СУБД PostgreSQL и Python 3.12., предназначена для формирования большого массива управленческих и производственных данных, отражающих различные аспекты сейсморазведочных исследований.

Основные характеристики и модули программы Acta

Программа Acta — это десктоп-приложение, разработанное с использованием Python и предназначенное для эффективного управления данными в сейсморазведочных работах, а также для ведения базы данных в среде PostgreSQL. Acta разработана с учетом потребностей геофизических исследователей, а ее функционал сосредотачивается на следующих основных задачах:

1. Acta Log представляет собой инструмент для учета рабочего времени

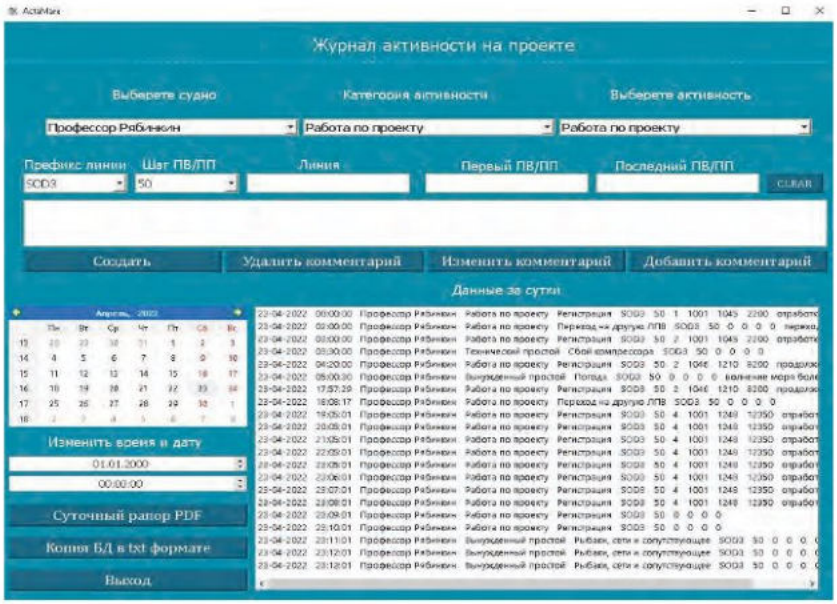


Рис. 2. Журнал активности на проекте.

по отрядам. Эта программа записывает информацию в базу данных, обеспечивая возможность детального анализа затрат времени и оптимизации производственных процессов. Рассмотрим несколько примеров затрат рабочего времени, которые могут быть эффективно учтены и проанализированы с использованием Acta Log. (Рис.2).

• Выполнение Работы на Объекте:

Запись времени, затраченного на выполнение конкретных задач на месте работы.

Пример: "Обслуживание оборудования на объекте - 3 часа.»

• Передвижение и Транспортировка:

Отслеживание времени, затраченного на передвижение между объектами и транспортировку оборудования.

Пример: "Переезд на объект В - 1 час.»

• Встречи и Совещания:

Фиксация времени, проведенного на совещаниях, обсуждении стратегии и планировании.

Пример: "Еженедельное совещание с командой - 2 часа.»

• Обучение и Развитие:

Регистрация времени, затраченного на обучение новым навыкам и повышение квалификации.

Пример: "Семинар по новым технологиям - 4 часа.»

• Административные Задачи:

Учет времени, затраченного на оформление документов, отчетность и другие административные обязанности.

Пример: "Подготовка отчета по выполненным задачам - 1.5 часа."

Преимущества использования Acta Log:

Точность и Прозрачность:

Acta Log обеспечивает точный учет времени, исключая возможность ошибок и неоправданных затрат. Программа автоматически рассчитывает время между записями, нет необходимости указывать время начала и завершения операции, Acta определяет начало новой операции на проекте как завершение предедущей.

Оптимизация Рабочих Процессов:

Анализ данных Acta Log позволяет



▲ *Рис. 3. Формы предоставления отчетов и выборок могут корректироваться под предпочтения и запросы пользователя программы Acta.*

выявить узкие места в производственных процессах и принимать меры по их оптимизации.

Планирование и Бюджетирование:

На основе данных Acta Log можно эффективно планировать бюджет, распределять ресурсы и улучшать стратегическое планирование.

Отчетность и Аналитика:

Генерация отчетов в реальном времени облегчает анализ затрат, что является ключевым инструментом для принятия информированных управленческих решений.

Формирование отчетов:

Acta создает ежедневные, ежемесячные и финальные отчеты на основе данных, записанных в базе данных. Это значительно упрощает процесс документирования и анализа результатов сейсморазведочных работ. Причем, пользователь может сам выбрать удобные и наглядные формы представления информации, выделяя на диаграммах и графиках, в различных выборках. (Рис.3.)

Проверка тестовых файлов:

При работе с виброисточниками, которые используются в сейсморазведке, Acta предоставляет инструменты для проверки тестовых файлов. Это помогает обеспечить качество данных и предотвратить потенциальные ошибки.

Контроль качества пневмоисточников:

Помимо проверки виброисточников, разработчики планируют добавить функционал для контроля качества пневмоисточников. Это расширит возможности программы и сделает ее более полезной для сейсморазведочных исследований.

HSE Log – инструмент для организации безопасного производства.

HSE Log представляет собой инструмент для систематического учета времени и ресурсов в области здоровья, безопасности и экологии (HSE). Эта программа позволяет учету данных о деятельности в области HSE, что обеспечивает детальный анализ затрат времени и эффективного управления процессами безопасности и экологической устойчивости. Рассмотрим несколько примеров затрат времени, которые могут быть эффективно учтены и проанализированы с использованием HSE Log.



▲ *Рис. 4. Рабочий интерфейс программы HSE Log.*

HSE Log — это отличный инструмент для эффективного управления безопасностью и экологической устойчивостью. Пользуясь данными этой программы, организации могут создать безопасные и экологически устойчивые рабочие условия, что благоприятно сказывается на всем бизнесе.

Повышение Уровня Безопасности:

HSE Log обеспечивает систематическое управление и отслеживание безопасности, что приводит к повышению безопасности рабочих процессов.

Соблюдение Экологических Стандартов:

Программа помогает компаниям соблюдать экологические стандарты и эффективно управлять ресурсами.

Анализ Инцидентов:

HSE Log предоставляет данные для анализа инцидентов, что помогает предотвращать повторение происшествий и улучшать системы безопасности.

Отчетность и Соответствие:

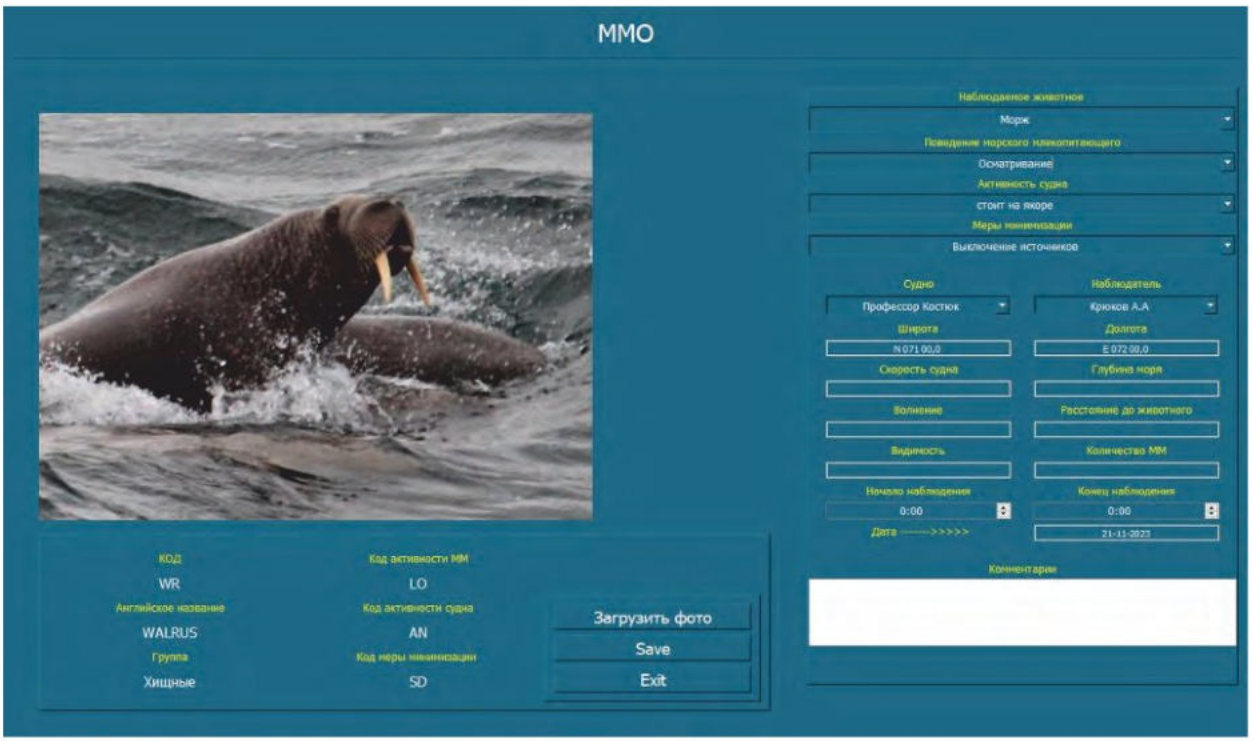
Генерация отчетов обеспечивает прозрачность в деятельности HSE, что важно для соответствия стандартам и нормативам.

MMO (Marine Mammal Observers) Log - инструмент для наблюдения за морской экосистемой

MMO Log представляет собой неотъемлемый инструмент для профессионалов, занимающихся наблюдением за морскими млекопитающими в морских областях.

Эта программа позволяет вести учет времени и подробно анализировать наблюдения, что является критическим для оценки воздействия человеческой деятельности на морские экосистемы.

Рассмотрим несколько примеров затрат времени, которые могут быть эффективно учтены и проанализированы с использованием MMO Log для Marine Mammal Observers.



▲ *Рис. 5. Рабочий интерфейс программы ММО Log.*

Наблюдение за Видами:

Фиксация времени, затраченного на наблюдение за различными видами морских млекопитающих, такими как дельфины, киты, моржи.

Пример: "Наблюдение за группой косаток - 2 часа."

Регистрация Поведения:

Учет времени, когда морские млекопитающие проявляют определенное поведение, такое как прыжки, кормление или плавание вблизи судна.

Пример: "Наблюдение за группой дельфинов, выполняющих прыжки - 1.5 часа."

Отслеживание Маршрутов:

Запись времени, затраченного на отслеживание маршрутов миграции морских млекопитающих и выявление особо важных зон.

Пример: "Мониторинг миграций китов в пределах определенного района - 3 часа."

Документирование Инцидентов:

Регистрация времени, когда происходят инциденты взаимодействия млекопитающих с человеческой деятельностью (например, столкновения с суднами).

Пример: "Инцидент встречи с группой китов в зоне строительства - 1 час."

Обработка Данных:

Отслеживание времени, затраченного на обработку и анализ собранных данных для последующих научных исследований.

Пример: "Анализ звукозаписей, полученных во время наблюдений - 4 часа."

Преимущества использования ММО Log для наблюдений за экосистемой:

Научная Значимость:

ММО Log обеспечивает надежный учет времени и данных, которые необходимы для научных исследований в области морских млекопитающих.

Оценка Воздействия:

Детальный анализ наблюдений позволяет оценить воздействие человеческой деятельности на морские экосистемы и млекопитающих.

Повышение Эффективности Наблюдений:

Используя данные ММО Log, можно оптимизировать стратегии и методы наблюдений, повышая их эффективность.

Обеспечение Безопасности Млекопитающих:

MMO Log помогает выявлять ситуации, которые могут представлять опасность для морских млекопитающих, что способствует их защите.

MMO Log для Marine Mammal Observers - это важный инструмент для сохранения и исследования морской биологической разнообразности. Его использование способствует более эффективному управлению и охране морских млекопитающих в условиях человеческой активности в морских пространствах.

Преимущества использования Acta

Использование программы Acta, созданной на Python, при проведении сейсморазведочных работ обеспечивает множество преимуществ:

1. Упрощенное управление данными: Acta позволяет организовать и управлять данными с минимальными усилиями. Это снижает риск потери информации и облегчает доступ к данным для анализа и отчетности.

2. Эффективное использование времени: благодаря функционалу учета рабочего времени менеджеры и руководители могут эффективно планировать рабочие смены и ресурсы, что способствует более продуктивным исследованиям.

3. Генерация отчетов: Acta автоматически формирует разнообразные отчеты, что экономит время и средства, которые обычно требуются на создание отчетов вручную.

4. Проверка данных: возможность проверки тестовых файлов обеспечивает высокую точность и надежность данных, что является критическим фактором в сейсморазведочных работах.

5. Будущее расширение функционала: планируемое добавление функционала для контроля качества пневмоисточников подчеркивает готовность разработчиков Acta к постоянному улучшению и адаптации программы под новые требования сейсморазведки.

Заключение

Программа Acta, созданная на Python, представляет собой ценный инструмент для сейсморазведочных исследований, предоставляя средство учета данных, рабочего времени и генерации отчетов. Ее использование облегчает работу и повышает эффективность и точность данных, что является важным фактором для успешных сейсморазведочных работ. С постоянным расширением функционала и усовершенствованием Acta остается надежным выбором для профессионалов, занимающихся сейсморазведочными исследованиями.

Acta — это не просто инструмент для учета времени, или удобная база данных для хранения разнообразной информации. Это стратегическое средство для повышения эффективности бизнес-процессов. Используя эту программу, организации могут достичь оптимального использования своих ресурсов, повысить общую производительность, снизить риски выполнения сейсморазведочных работ.

Подробнее об авторах



Самарченко
Андрей Алексеевич

Генеральный директор
ООО "ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ»



Лесничий
Владимир Сергеевич

Заместитель генерального директора-главный геофизик
ООО "ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ»



Черникова
Елена Владимировна

Руководитель проектного отдела ООО "ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ»

ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ

ACTA

тел. +7-918-155-06-66
info@polevoykontrol.ru
polevoykontrol.ru



Программный комплекс Acta – это результат многолетнего опыта работы наших сотрудников в области сейсморазведки. В течение долгого времени ведущие компании вводят свои стандарты и правила при выполнении сейсморазведочных работ, отрасль не стоит на месте и развивается.

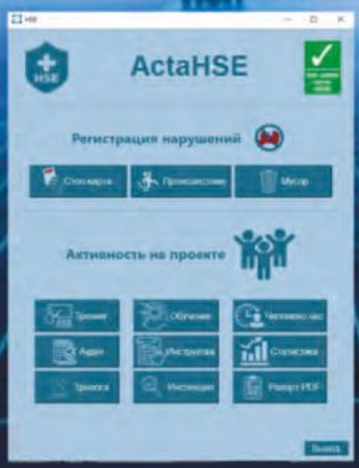
Позволяет не только собирать, структурировать, генерировать рапорта и статистику при выполнении сейсморазведочных работ, но и вносить данные в любую СУБД, что позволяет практически мгновенно получать статистику, просматривать данные о временных затратах и анализировать эффективность проведения работ!

Пакет «ActaMare»



статистика временных затрат на проекте, статистика по отработке и погодным условиям, просмотр положение судов в реальном времени на карте при наличии установленной системы AIS.

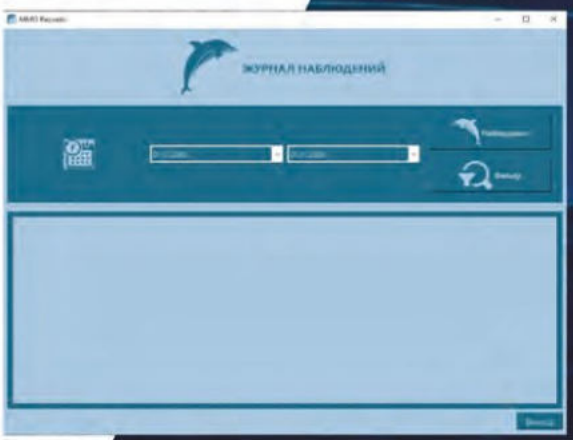
Пакет «ActaHSE»



упрощенный ввод и учет данных по HSE на проекте в следующих категориях:

- Стоп-карта
- Тренинг/Тревога
- Аудит/Инспекция
- Обучение/Инструктаж
- Происшествие
- Учет человеко-часов
- Создание суточного рапорта по форме Заказчика в формате PDF.
- Экспорт всех данных в формат MS Excel
- Ведение СУБД (PostgreSQL) с фотоматериалами.

Пакет «Acta MMO»



- Наблюдения за морскими млекопитающими (ММО)
- Наблюдения за мусором
- Учет человеко-часов
- Создание суточного рапорта по форме Заказчика в формате PDF.
- Экспорт всех данных в формат MS Excel
- Ведение СУБД (PostgreSQL) с фотоматериалами.

Программный комплекс «Acta». Будущее

Ведется разработка пакетов «ActaFold», «ActaLand» и «ActaSourceQC».

«ActaLand» - это аналог «ActaMare» для сейсморазведочных работ на суше.

«ActaFold» - инструмент для работы с SPS файлами, контроль кратности, удалений, смещений и т.д. Аналог Mesa и Пикеза.

«ActaSourceQC» - графический интерфейс для контроля работы морского источника в режиме онлайн/оффлайн, с автоматическим определением утечек сжатого воздуха, синхронизация источников, чтение показаний датчиков давления и трансдьюсеров, подсчет циклов срабатывания ПИ с последующим оповещением о необходимости проведения планового ТО.

Подавление обменных волн на Z-компоненте для сейсмических данных OBN

- Казанин А.Г., Базилевич С.О., Литвачук А.В., Нагаев Р.Р., Ведьманов В.О., АО «МАГЭ», г. Москва
- Романов В.В., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва

Аннотация. *При регистрации 4С сейсмических данных с помощью донных модулей (OBN, ocean bottom nodes) компонента давления (P) обычно хорошего качества, тогда как на компоненте вертикального геофона (Z) зачастую наблюдается высокий уровень шума, представленный как классическими случайными помехами, так специфическим видом помех для донных съемок – обменным шумом (Vz-noise). Тем не менее, свободная от широкого класса помех Z-компонента требуется для достижения положительного результата полного разделения волновых полей, что является необходимым условием качественного подавления волн-спутников, а также выполнения специфических для OBN процедур обработки, таких как, например, деконволюция восходящего и падающего полей (UDD/DDD). В случае, когда обработка сейсмических данных выполняется в целях решения задачи 4D-мониторинга и обнаружения тонких эффектов волнового поля, значимость качественного подавления шумов различной природы возрастает. В статье представлены результаты подавления обменных волн-помех на вертикальном геофоне с помощью алгоритма, основанного на свойствах восходящего и нисходящего волновых полей и соотношениях давления и скорости смещения частиц. Описываемый подход позволяет эффективно ослабить обменный шум при сохранении амплитуды полезного сигнала. Работа выполнена на примере тестового набора данных, полученного АО «МАГЭ» в акватории Охотского моря в период навигации 2022 г. Сейсмические данные зарегистрированы с помощью донного модуля «КРАБ».*

Ключевые слова. *4D, 3D4C, OBN многоволновая сейсморазведка, разделение волновых полей, Vz-помехи, преобразование Радона, донный модуль «КРАБ».*

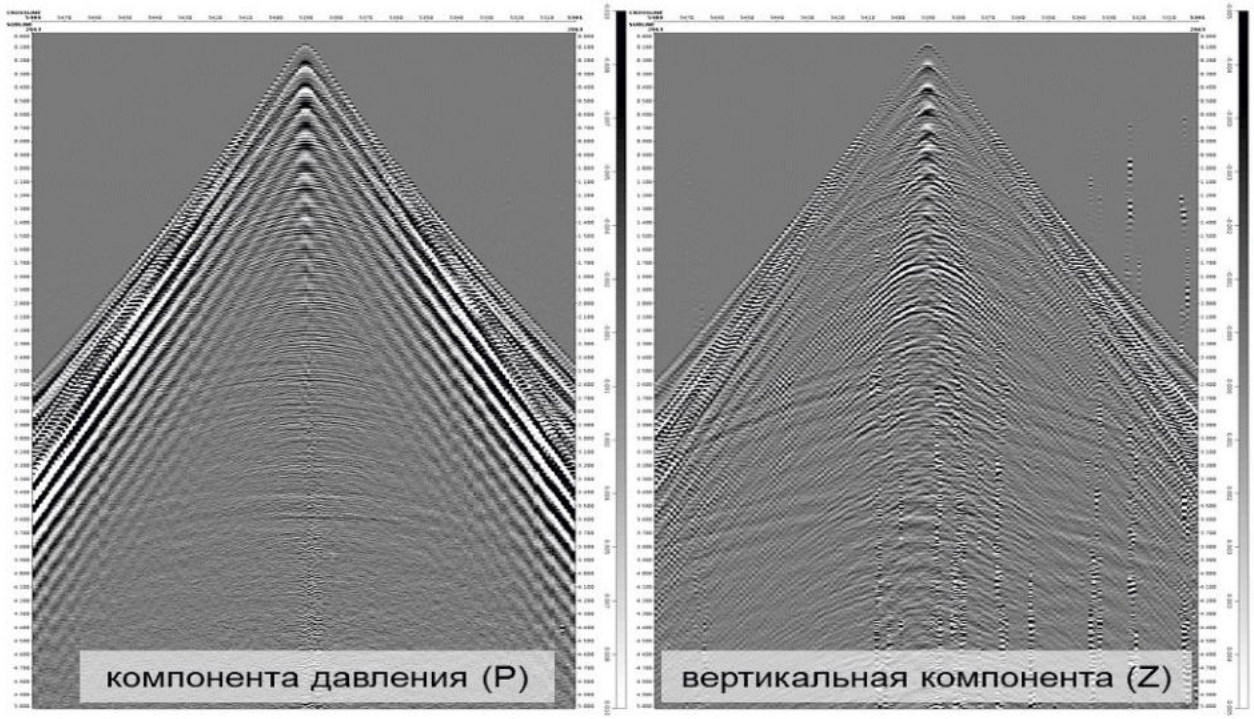
Введение

При выполнении съемок 3D4C с донным оборудованием в подавляющем большинстве случаев используются бескабельные нодальные системы (OBN), которые позволяют регистрировать одновременно компоненту давления (P, гидрофон) и полный вектор скорости смещения частиц (ZXY, геофон).

Данные Z-компоненты по сравнению с P-компонентой часто искажаются за счет повышенного уровня шума. На рисунке 1 показаны сейсмограммы ОПП для вертикального геофона и гидрофона. Несмотря на то, что данные зарегистрированы одновременно, наблюдаются различия в уровне случайного шума. Дополнительно на сейсмограмме Z-компоненты обнаруживается и когерентная низкоскоростная помеха, основная энергия которой сосредоточена в области ближних удалений. Данная помеха (Vz-noise) имеет обменную природу и обнаруживается только при донной регистрации.

В случае, если какие-либо помехи не будут оптимальным образом подавлены до разделения волновых полей, остаточный шум в итоге распространится как на восходящее (P+Z), так и падающее (P-Z) волновые поля. В случае, если при подавлении помех была допущена утечка сигнальной части записи, это неминуемо приведет к искажению динамических характеристик в результирующем поле.

В основе разделения волновых полей лежат физические принципы регистра-



▲ *Рис. 1 Пример исходной сейсмограммы компонент P и Z (ОПП).*

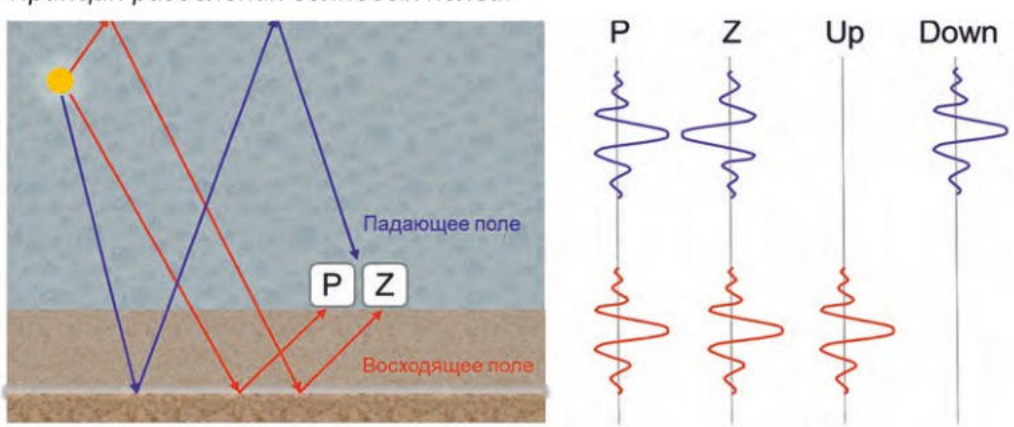
ции сейсмического события с помощью геофона и гидрофона. Фаза сигнала для гидрофона (P) не зависит от направления прихода волны, тогда как для геофона (Z) происходит ее полное обращение в зависимости от направления прихода волны. Данная особенность позволяет «отличить» волны, приходящие к пункту приема «снизу» (DOWN) и «сверху» (UP):

- восходящее волновое поле $(UP = \frac{P+Z}{2})$ содержит отраженные, преломленные, кратные волны и волны-спутники;
- падающее (нисходящее) волновое поле $(DOWN = \frac{P-Z}{2})$ содержит прямую волну, кратные волны и волны-спутники [1].

Общая схема, иллюстрирующая разделение волновых полей представлена на рисунке 2:

Эффективное и точное разделение волновых полей является базой обработки 4С-данных, однако уровень помех может быть настолько сильным, что результаты разделения становятся практически непригодными для дальнейшего использования, что ставит под сомнение успешность всей последующей обработки.

▼ *Рис. 2. Принцип разделения волновых полей.*



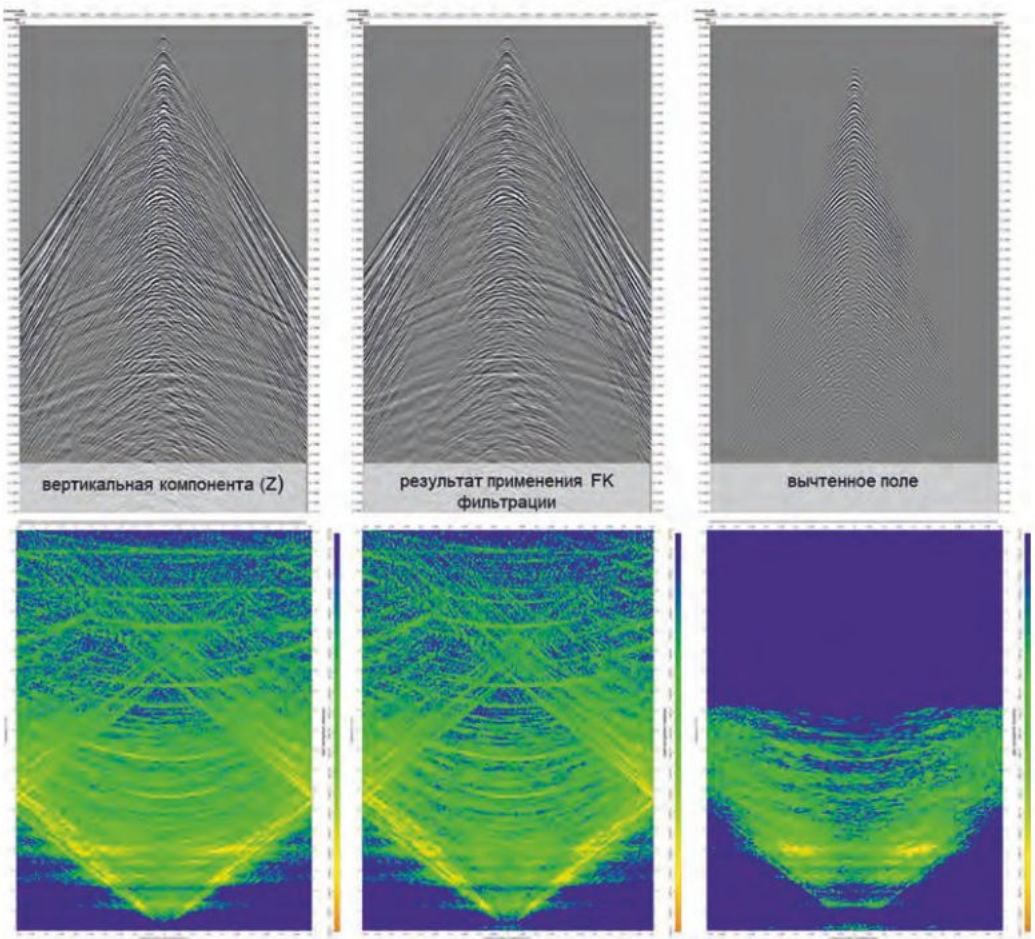
Технологические особенности подавления обменных шумов

Vz-шум на геофоне вызван обменными волнами и является когерентным в подборке ОПП, но некогерентным в ОПВ. Vz-шум характеризуется низкими скоростями смещения частиц, его энергия сильно зависит от контакта датчиков с грунтом и условий на морском дне (coupling). При этом глубина моря не является определяющим фактором для генерации и регистрации данного вида помех [3]. Очевидно, что указанная помеха является существенным фактором, осложняющим всю последующую обработку – обменный шум практически полностью маскирует полезный сигнал в области ближних удалений.

В случае 4D-обработки стандартный подход к подавлению такого рода помех, состоящий из подавления когерентного шума в ОПП, за которым следует подавление некогерентного в ОПВ, не подходит из-за большой сложности разделения сигнала и помехи на ближних удалениях, что непременно приведет к и последующей утечке полезного сигнала.

На рисунке 3 приведен результат подавления Vz-помех одним из типовых методов борьбы с когерентными событиями – фильтрацией в FK-области. Как можно заметить, хотя и выбран довольно жесткий вариант подавления, указанная процедура не позволяет полностью подавить помеху на малых удалениях, при этом на средних удалениях наблюдается потеря полезного сигнала. Практика показывает, что даже при более тщательных настройках FK или применении других когерентных фильтров добиться

▼ *Рис. 3. Пример подавления Vz-помех с помощью фильтрации в FK области.*



качественного подавления указанного вида помех практически невозможно.

На первый взгляд может показаться очевидным использовать для ослабления Vz-шума подход, при котором зашумленная Z-составляющая приводится к P-составляющей без шума. Однако, на практике этот подход неосуществим, поскольку он искажает сигнал (шум) ввиду известных амплитудных и фазовых различий записей гидрофона (P) и геофона (Z).

Для эффективного подавления обменного шума в современных пакетах обработки сейсмических данных реализованы специальные алгоритмы. В данной статье показан метод, основанный на использовании падающего поля (P-Z) и данных гидрофона (P) реализованный по следующей схеме:

1. Выполнение трехмерного *(τ-px-py)* преобразования Радона для P- компоненты и падающего поля (P-Z);
2. Деление каждой из компонент на *N* полос частот;
3. Определение для каждой из *N* полос частот огибающей (функции, описывающей основные характеристики сигнала, включая периоды, амплитуду и фазу);
4. Определение коэффициента огибающей, который представляет собой отношение огибающей для *N*-й полосы частот гидрофона к огибающей для N-й полосы частот падающего поля;
5. Масштабирование каждого из диапазонов частот падающего поля на соответствующий коэффициент огибающей;
6. Суммирование масштабированных диапазонов частот падающего поля и обратное *τ-px-py* преобразование [2, 5];
7. Получение модели Vz-помехи.

Важным свойством нисходящего (падающего) волнового поля является то, что оно не содержат энергии первичной отражений, таким образом сводя к минимуму риск потери полезных отражений. При вычислении коэффициентов огибающей используется пороговое значение для разделения энергии на только шум и шум с полезным сигналом. Этот метод эффективен, но требует предварительной калибровки P- и Z-компонент [4].

Результаты тестов, выполненных в АО «МАГЭ», показали высокую эффективность указанного подхода к решению задачи подавления Vz-помех.

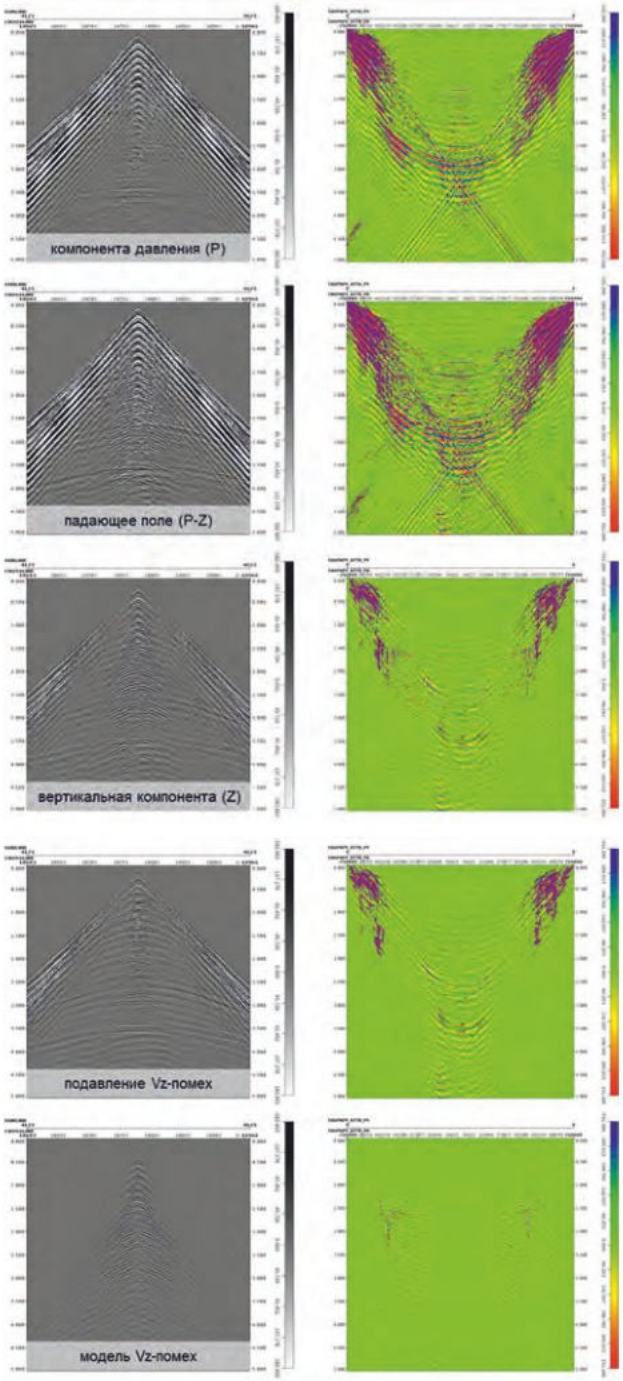
Практический пример

Для иллюстрации практического применения описываемого подхода была выбрана единичная сейсмическая запись ОПП, полученная с помощью донного модуля «КРАБ». Указанный пример сейсмограммы является типовым – уровень обменных помех для данной записи соответствует стандартному уровню для площади тестовых работ.

К исходным полевым данным перед подавлением Vz-помех применен следующий набор процедур:

- вертикализация Z-геофона;
- калибровка P- и Z-компонент;
- фильтр низких частот;
- поправка за сферическое расхождение;
- подавление случайных помех;
- подавление пространственного аляйсинга;
- подавление линейных помех.

Как видно из примера (рис. 4), в результате применения процедуры уровень Vz-помех значительно ослабевает, при этом полезная часть сигнала не задета. Работа процедуры дополнительно проиллюстрирована на примере разложения в *τ-px-py* область.



▲ *Рис. 4. Данные OBN после трехмерного (τ-px-py) преобразования Радона.*

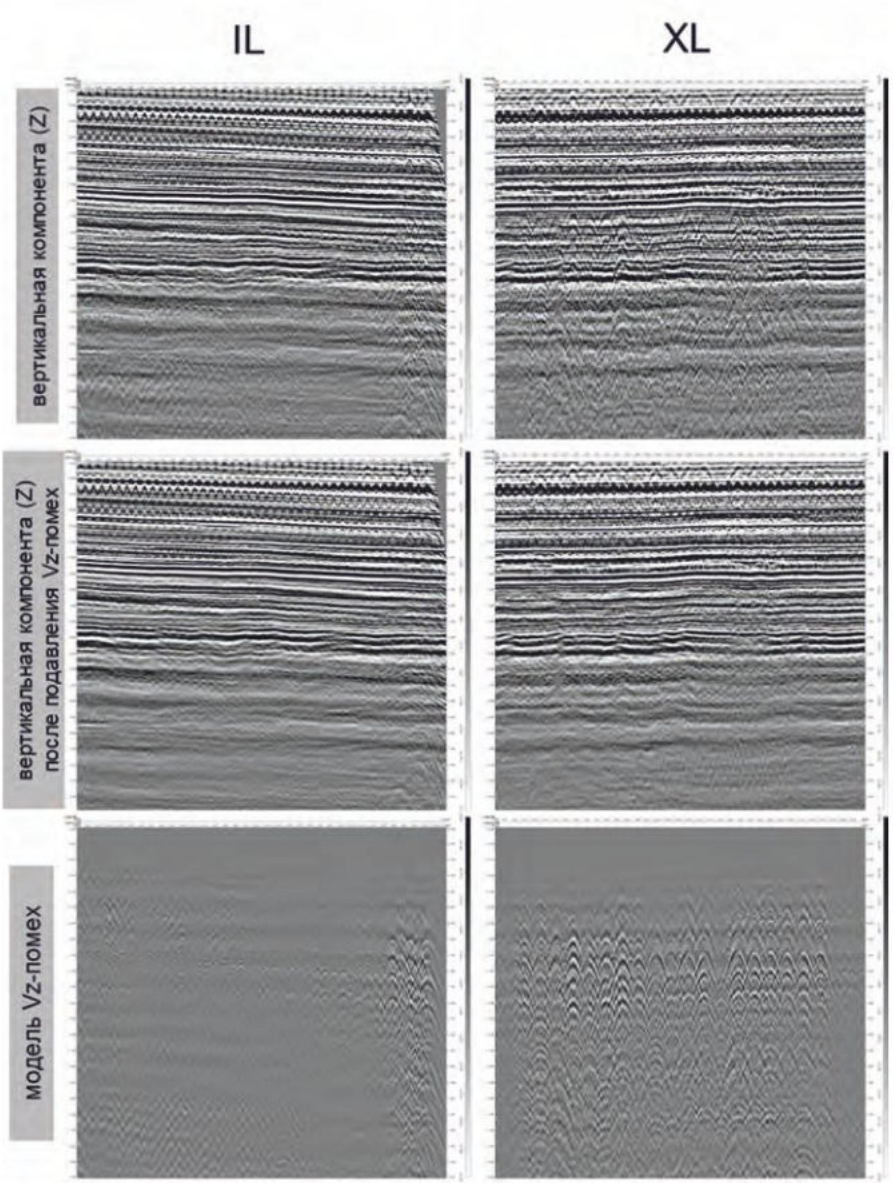
При детальном сравнении сейсмических записей в τ-px-py области обменные волны легко различимы, при этом становится очевидным (ввиду фазового и амплитудного различия сигнала) – вычесть их напрямую не представляется возможным.

Важно заметить, что некорректное применение процедуры (ввиду работы в узкой области ближних удалений) однозначно приведет к нарушению истинного распределения амплитуд. Как это обычно бывает в практике обработки сейсмических данных, степень подавления желаемой помехи определяется как компромисс между уровнем остаточного фона помех и толерантностью к утечке сигнальной части записи. В случае, когда речь идет о 4D-обработке, искажение сигнала абсолютно не допустимо, что приводит к необходимости фиксации некоторого уровня остаточных помех для подавления на последующих более поздних этапах обработки.

Результаты работы процедуры дополнительно рассмотрены на уровне куба сейсмических данных (Рис. 5). Данный пример, с одной стороны, показывает, насколько интенсивны Vz-помехи относительно сигнальной части, а с другой – наглядно иллюстрирует эффективность рассматриваемого в статье подхода.

Выводы

Количество сейсморазведочных работ 3D4C в мире и России с годами только увеличивается. В основе развития данного рынка лежит очевидное преимущество донной регистрации относительно регистрации с буксируемым оборудованием в части как увеличения информативности продольного сейсмического поля, так и привлечения дополнительной информации за счет регистрации обменного PS-поля. Однако, сейсмические данные, получаемые с донным оборудованием, имеют ряд особенностей и требуют от сервисных компаний привлечения передового набора методических приемов и процедур обработки, нацеленных на получение сейсмического изображения максимального качества. Один из таких примеров - описанный в



▲ *Рис. 5. Фрагменты суммарного куба.*

статье подход к подавлению обменных волн на Z-компоненте, позволяющий на высоком уровне решить одну из специфических задач обработки сейсмических данных 3D4C.

Литература

1. Amundsen, L.. 1993. Wavenumber-based filtering of marine point-source data..Geophysics, 58, 1335-1348..

2. Craft, K.L.. 2008. Geophone noise attenuation and wavefield separation using multi-dimensional decomposition technique. 70th EAGE Conference & exhibition. Expanded Abstract, G037.

3. Paffenholz, J., Docherty, P., Shurtleff, R. and Hays, D.. 2006. Shear wave noise on OBC Vz data: Part I & II. 68th EAGE Conference & Exhibition, Expanded Abstract, B046 & B047.

4. Trad, D., Ulrych, T., Sacchi, M.. 2003. Latest views of the sparse Radon transform. Geophysics, 68, 386-399.

5. Zabihi, E., Baboulaz, L., Grion, S.. 2011. Enhanced wavefield separation: 73rd EAGE Conference & Exhibition. Expanded Abstract, B003.

Разработка методики проведения 3D-электротомографии при поисках кимберлитовых тел

Адаров Т.Д., Тихонова А.В., Федоров Д.Н., Гончаров Е.М.,
АК «АЛРОСА» (ПАО), г. Мирный, Республика Саха (Якутия)

Аннотация: В 2023 г Вилюйская геологоразведочная экспедиция провела электроразведочные работы методом 3D электротомография на известных кимберлитовых телах с целью определения возможностей метода при картировании кимберлитовых тел. Перед началом работ проведено моделирование в программе Zondres3D. По результатам моделирования в открытом поле трубки выделяются уверенно. Пространственное положение и размеры трубок восстанавливаются с достаточно хорошей точностью.

Опытно-методические исследования проводились с помощью многоканальной аппаратуры «Скала64К15Е» с двумя коммутаторами (СКАЛА64К15+), что позволило одновременно проводить исследования 192 электродами. Для оптимизации проведения полевых работ была спроектирована схема измерений из 3 параллельных профилей по 64 электрода. Впервые в России проведена высокоплотная 3D-электротомография на кимберлитовых телах. По результатам проведенных исследований кимберлитовые трубки уверенно выделяются по данным 3D-электротомографии.

Специалистами ВГРЭ разработана оптимальная методика проведения 3D-электротомографии, которая может применена при поисках рудных тел. Предлагаемая методика применима при детализационных работах и разбраковке аномалий перспективных на обнаружение кимберлитовых трубок, выделенных площадными геофизическими методами (электропрофилирование, наземная магниторазведка, комплексная аэрогеофизическая съемка, аэромагниторазведка).

Ключевые слова: 3D-электротомография, электротомография, кимберлитовые трубки, алмазы, геофизические методы, электроразведка, ZondRes3D, Скала64К15Е, моделирование, дипольная установка, трехэлектродная установка, методы на постоянном токе.

В 2023 г Вилюйская геологоразведочная экспедиция провела электроразведочные работы методом 3D-электротомография на известных кимберлитовых телах с целью определения возможностей метода при картировании кимберлитовых тел. Главная задача метода при картировании кимберлитовых тел – определение форм и размеров, разбраковка аномалий. Полевые работы проведены на Далдынском кимберлитовом поле. Далдынское кимберлитовое поле расположено в северо-восточной части одноименного Далдыно-Алакитского алмазоносного района в 25 км от Алакит-Мархинского поля и включает около 60 трубочных тел (рис. 1).

Объектами исследования являются 2 кимберлитовые трубки Далдынского кимберлитового поля: трубка Чебурашка 15х15 м и трубка Саратовская 50х100 м. Кимберлитовые тела выходят на дневную поверхность. Вмещающими породами на уровне современного эрозионного среза являются отложения моркокинской, онхойюряхской и олдондинской свит (сложены известняками, доломитами и их глинистыми, алевритистыми и песчанистыми разностями, мергелями и аргиллитами). Взаимоотношение кимберлитовых тел с вмещающими породами – секущее. Обычно в приконтактовых зонах кимберлитовых пород отмечается увеличение содержания обломков вмещающих пород. Залегание вмещающих карбонатных пород в зоне экзоконтакта близкое к горизонтальному. Непосредственно у контактов с кимберлитами отмечаются задиры пластов с углами падения 5–40°. Нередко вдоль контактов

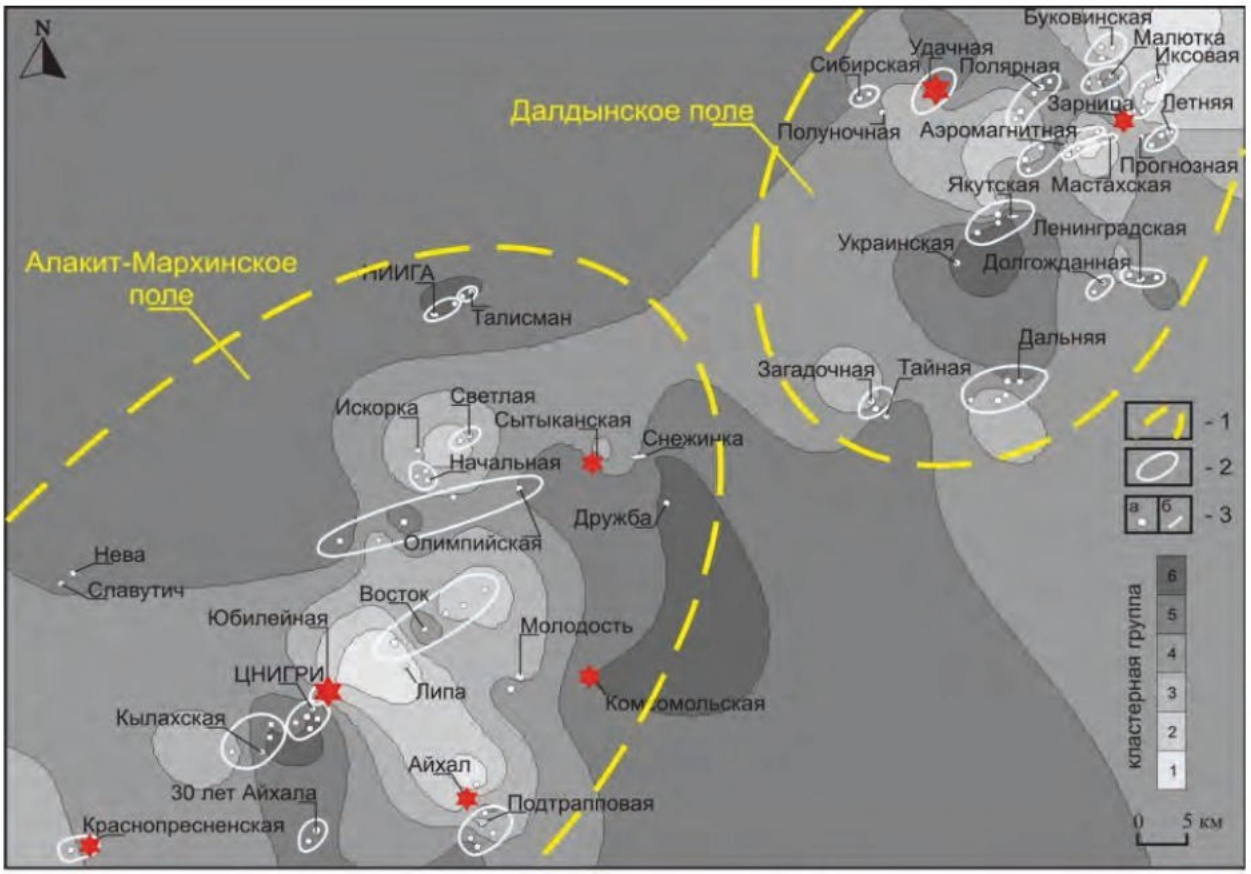


Схема распределения кластерных групп Далдыно-Алакитского района
(приведены названия наиболее крупных трубок в кусте и одиночных тел).

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 - кимберлитовые поля; 2 - кусты кимберлитовых тел; 3 - кимберлитовые тела: а - трубки, б - дайки

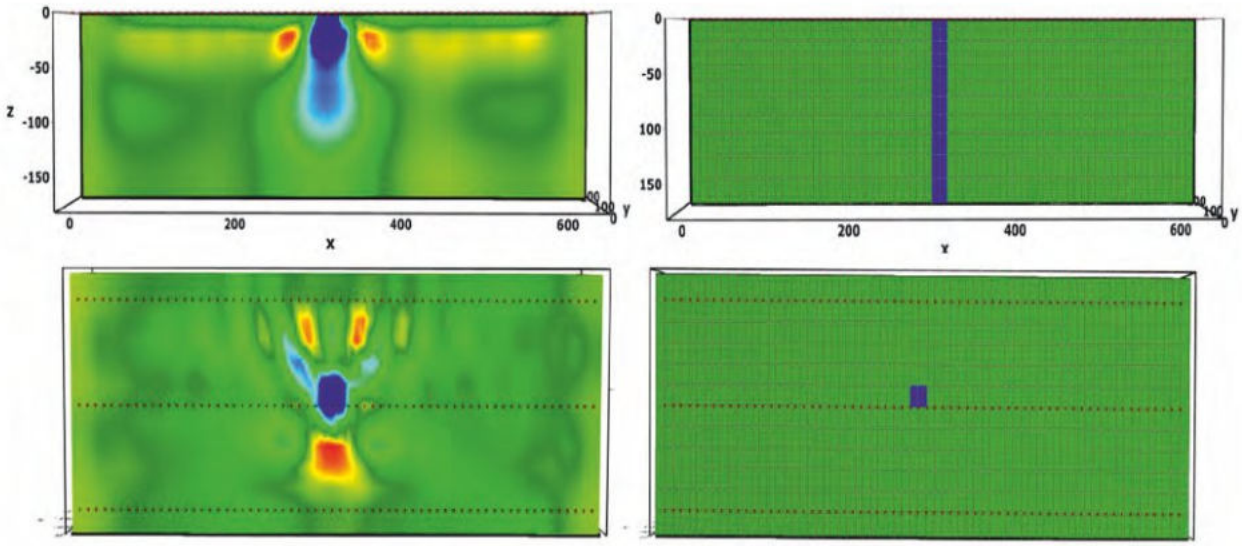
- месторождения алмазов

- месторождения алмазов с балансовыми запасами на 01.01.2014 г более 100 млн. карат

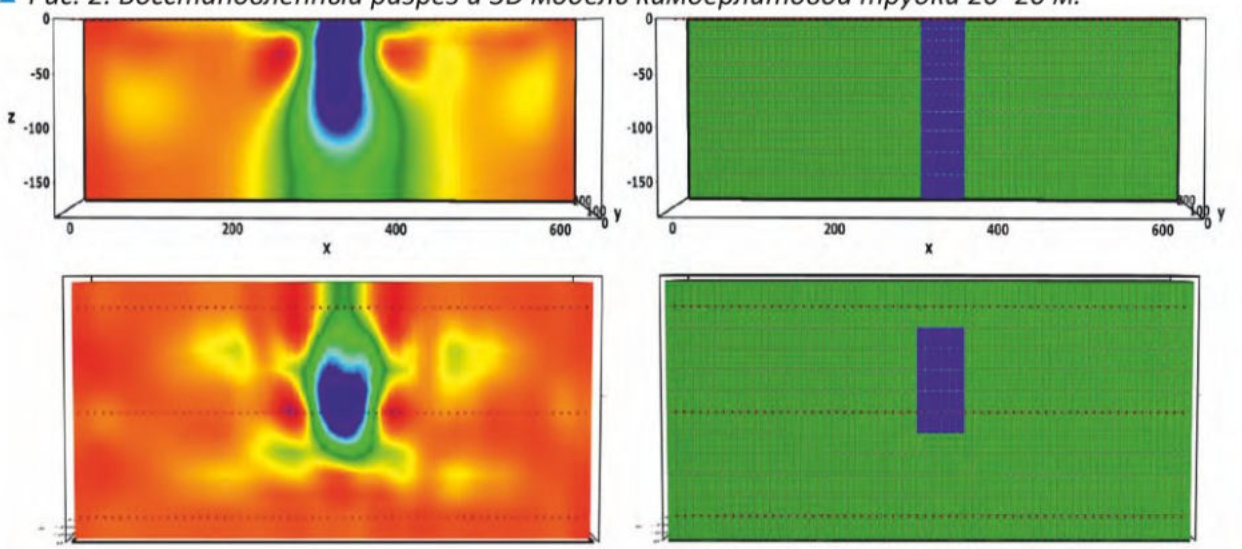
▲ *Рис. 1. Схема размещения кимберлитовых тел в Далдыно-Алакитском алмазоносном районе [1].*

вокруг трубок во вмещающих породах развиты зоны интенсивной трещиноватости и дробления с образованием приконтактовых карбонатных брекчий. Мощность зон дробления колеблется в пределах 0.2–5 м. Зачастую отмечаются зеркала скольжения. Приконтактовые изменения вмещающих пород выражаются в их незначительной закалке, серпентинизации, кальцитизации и ожелезнении. Конфигурация кимберлитовых тел в вертикальном разрезе также довольно разнообразна и нередко характеризуется большой изменчивостью углов падения контактов с вмещающими породами, при этом пологое и наклонное падение подводящих каналов отмечается как в верхних частях, так и на глубине.

Перед началом работ проведено моделирование в программе Zondres3D. Модель измерения со 192 электродами: электроды расположены по профильно, на каждом профиле по 64 электрода, расстояние между электродами 10 м, между профилями 100 м. Кимберлитовые трубки преимущественно близвертикальные тела в форме трубки или столбообразные тела, вытянутые вдоль рудоконтролирующего разлома. В качес-



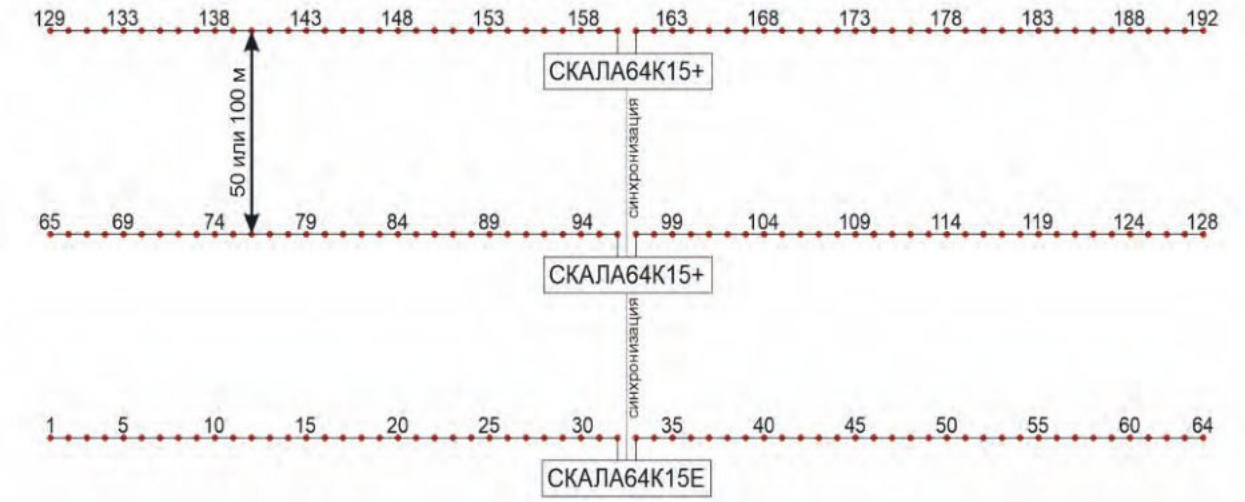
▲ *Рис. 2. Восстановленный разрез и 3D модель кимберлитовой трубки 20*20 м.*



▲ *Рис. 3. Восстановленный разрез и 3D модель кимберлитовой трубки 60*100 м.*

тве моделей были выбраны трубочные тела размерами 20х20 м и вытянутое трубочное тело с размерами 60*х100 м. Параметры геологической среды следующие: сопротивление вмещающих карбонатных отложений 1500 Ом*м, кимберлитов – 200 Ом*м. По результатам моделирования в открытом поле трубки выделяются уверенно. Пространственное положение и размеры трубок восстанавливаются с достаточно хорошей точностью (рис. 2 и 3).

Опытно-методические исследования проводились с помощью многоканальной аппаратуры «Скала64К15Е» с двумя коммутаторами (СКАЛА64К15+), что позволило одновременно проводить исследования 192 электродами. Для оптимизации проведения полевых работ была спроектирована схема измерений из 3 параллельных профилей по 64 электрода (рис. 4). Расстояние между электродами составляло 10 м. В зависимости от размеров тел расстояние между профилями составляло 50 или 100 м. В программном комплексе Ertlab были созданы наиболее оптимальные протоколы измерения, включающие дипольную и трехэлектродную прямую и обратную установки.

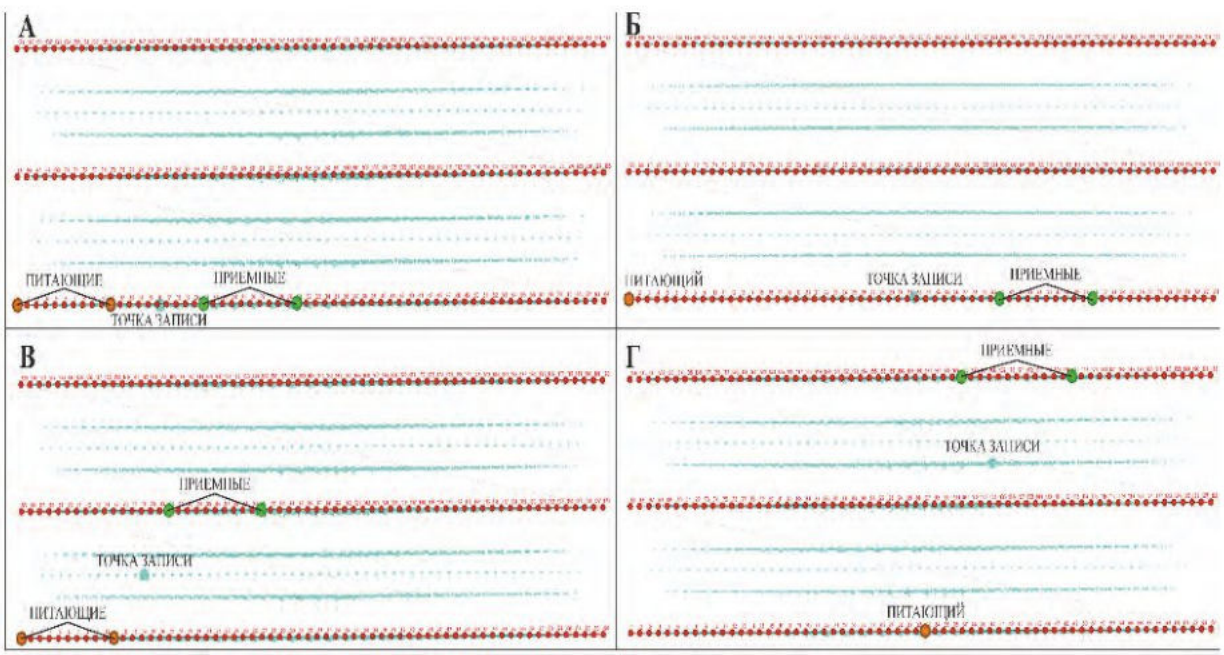


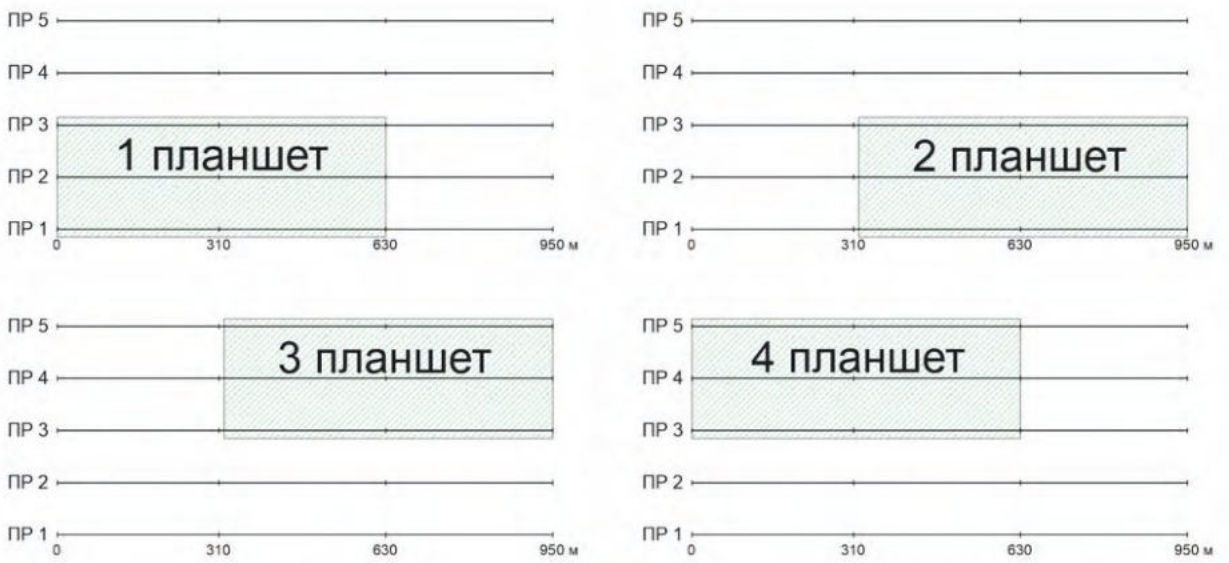
▲ *Рис. 4. Схема расположения электродов такой-то установки.*

Максимальный геометрический коэффициент составил 15000. Комбинирование трёхэлектродной и дипольной установок повышает итоговую разрешающую способность и повышает качество воспроизведения исходной модели относительно результатов индивидуальных инверсий [1]. Симметричная установка не была включена в протокол измерения из-за увеличения на порядок длительности измерения.

Единичное измерение включало электроды, которые расположены как вдоль одного профиля, так и на разных профилях (рис. 5), что позволило провести полноценную 3D-электротомографию [2, 3]. Всего протокол измерения включал 13699 измерений, и с измерением параметра вызванной поляризации продолжительность съемки составила около 2.5 часов. В отличии от расположения электродов «змейкой», аппаратура СКАЛА64К15Е позволяет расположить электроды по вышеуказанной схеме,

▼ *Рис. 5. Измерения дипольной установкой А – вдоль профиля, В – между профилями; Измерения трехэлектродной установкой Б – вдоль профиля, Г – между профилями.*





▲ *Рис. 6. Схема измерения планшетами.*

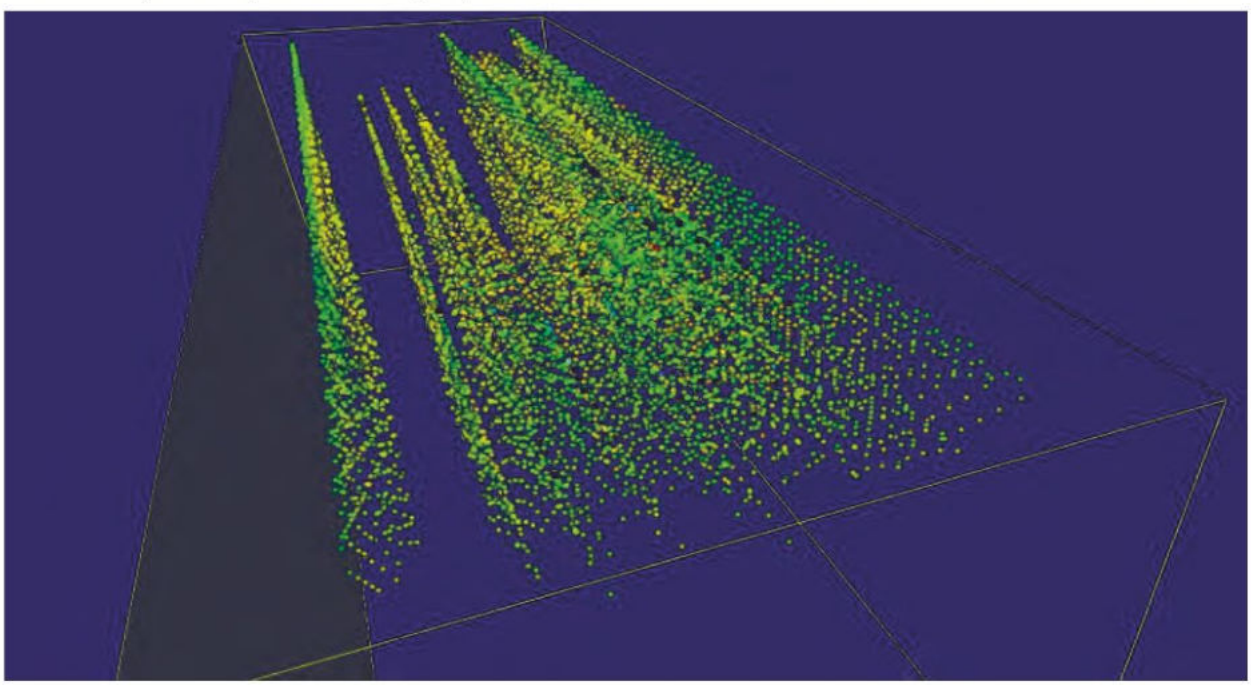
которая обладает существенным преимуществом перед расположением электродов по традиционной схеме. Полученный протокол измерения позволил проводить измерения по регулярной сети.

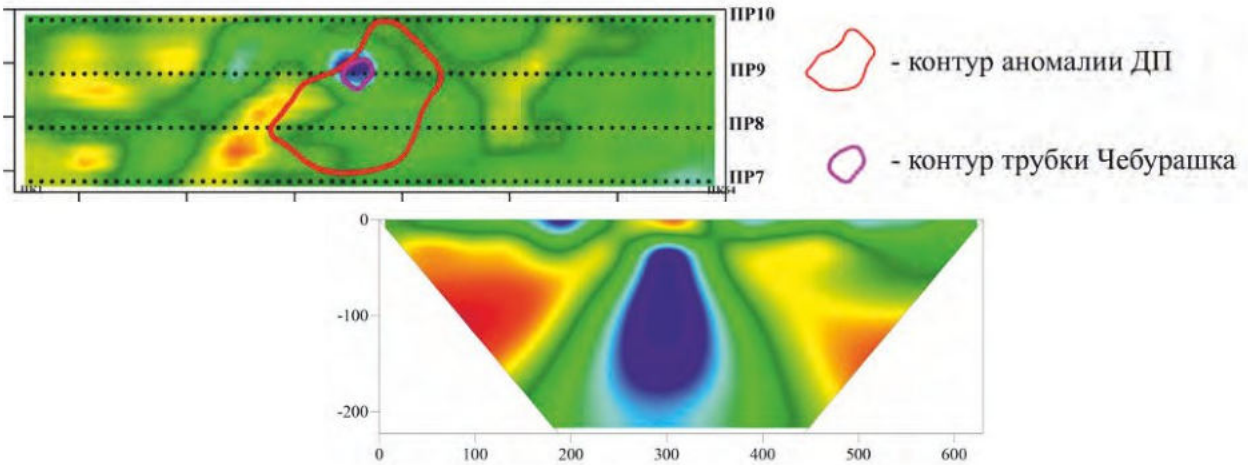
При проведении работ на участках размерами превышающими 630х200 м исследования проводились попланшетно (пример на рис. 6). При таких измерениях реализована схема измерения продолжающегося профиля. Благодаря такой схеме измерения площадь исследования полностью покрывается 3D-измерениями.

Полевые работы выполнены в период июль-август 2023 года. Первичная обработка проведена в программа Xeris (рис. 7), инверсия данных в программе ZondRes3D.

На трубке Чебурашка 3D-электротомография выполнена по четырем профилям длиной 630 м, расстояние

▼ *Рис. 7. Просмотр данных в программе Xeris.*



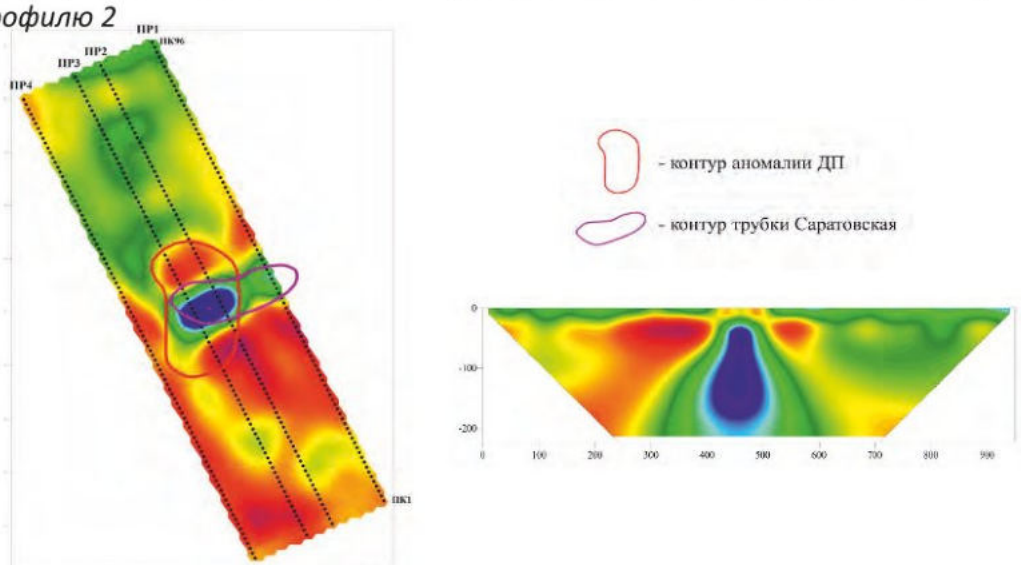


▲ *Рис. 8. Результаты исследований на тр. Чебурашка: Срез на глубине 20 м и разрез по профилю 9.*

между профилями 50 м (рис. 8). Всего выполнено два планшета: первый планшет – 1, 2 и 3 профили, второй планшет – 2, 3 и 4 профили. На срезах УЭС выделяется локальная относительно низкоомная аномалия (400–1000 Ом*м) при сопротивлении вмещающих пород до 17000 Ом*м. Размеры ее составляют 30х30 метров. На плане сопротивлений на глубине 20 метров контур аномалии совпадает с контуром кимберлитового тела Чебурашка, выделенного предшествующими работами и отмечается в центральной части профиля №9. С глубиной аномалия расширяется до 100 м. Верхняя часть разреза обладает сопротивлениями до 500 Ом*м. Вмещающие карбонатные породы обладают сопротивлениями до 2500 Ом*м.

На трубке Саратовская исследования выполнялись по четырем профилям длиной 950 м (рис. 9). В целях оптимизации работ расстояние между профилями составило 50 и 100 м. Верхняя часть исследуемого участка проводящая, вмещающие карбонаты преимущественно высокоомные. По результатам инверсии уверенно выделяется вертикальная

▼ *Рис. 9. Результаты исследований на тр. Саратовская: Срез на глубине 45 м и разрез по профилю 2*



проводящая конусообразная аномалия. В верхней части аномалия имеет размеры 50х100 метров, с глубиной аномалия увеличивается до 80х150 метров. Характер аномалии полностью соответствует ранее проведенному моделированию кимберлитовой трубки в поле данных электротомографии для этого региона. Эпицентр аномалии расположен на профиле №2 ПК 46.

Заключение

Впервые в России проведена высокоплотная 3D-электротомография на кимберлитовых телах. По результатам проведенных исследований кимберлитовые трубки уверенно выделяются по данным 3D-электротомографии. Специалистами ВГРЭ разработана оптимальная методика проведения 3D-электротомографии, которая может применена при поисках рудных тел. Предлагаемая методика применима при детализационных работах и разбраковке аномалий перспективных на обнаружение кимберлитовых трубок, выделенных площадными геофизическими методами (электропрофилирование, наземная магниторазведка, комплексная аэрогеофизическая съемка, аэромагниторазведка).

Литература:

1. Каргин, А. В. Закономерности пространственного распределения вещественных характеристик кимберлитов Далдыно-Алакитского района (Якутия) / А. В. Каргин, Ю. Ю. Голубева, В. А. Кононова // Проблемы прогнозирования и поисков месторождений алмазов на закрытых территориях. – Якутск : Издательство ЯНЦ СО РАН, 2008. – С. 68-75.

2. Электротомография: аппаратура, методика и опыт применения / Е. В. Балков, Г. Л. Панин, Ю. А. Манштейн [и др.]. – 2019.

3. Большаков, Д. К. Методика и технология получения трехмерных данных методом электротомографии / Д. К. Большаков, К. Д. Ефремов, И. Н. Модин // ГеоЕвразия-2022. Геологоразведочные технологии: наука и бизнес. – Тверь : ПолиПРЕСС, 2022. – С. 144-147.

4. Павлова, А. М. 3D-электротомография при исследованиях ледниковых отложений / А. М. Павлова, В. А. Шевнин // Геофизика. – 2013. – № 6. – С. 32-37.

Подробнее об авторах



Адаров
Тимофей Дмитриевич

Эксперт Экспертно-геологического центра Вилюйской ГРЭ АК «АЛРОСА» (ПАО)



Тихонова
Анастасия Васильевна

Ведущий геофизик Экспертно-геологического центра Вилюйской ГРЭ АК «АЛРОСА» (ПАО)



Федоров
Денис Николаевич

Руководитель направления Экспертно-геологического центра Вилюйской ГРЭ АК «АЛРОСА» (ПАО)



Гончаров
Евгений Михайлович

Начальник отдела экспертизы и методологии Управления минерально-сырьевой базы АК «АЛРОСА» (ПАО)

BAODING BEIAO SPECIAL VEHICLE MANUFACTURING CO., LTD.

Виброисточники BASV уже в России



На колесном и гусеничном ходу



Летнее и арктическое исполнение

Нет ограничений и санкций



ОЛИМП-ОЙЛ
ТОРГОВЫЙ ДОМ

Эксклюзивный дилер BASV в России

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

xPORT GROUP

Официальный дистрибьютор BASV в России:

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

xPORT GROUP

GDST 中科深源

многофункциональная
бескабельная система

уже в России!

AllSeis – 1C, 3C, 4C







- **нет ограничений** (санкций) в поставке
- производство - **2000** каналов в день
- **AllSeis** с внешним разъемом под группу геофонов, гидрофон, геофон в болотном корпусе
- **AllSeis** датчик– 1Гц, 5Гц, 10Гц
- **AllSeis** память - 8Гб, 16Гб, 32Гб
- **AllSeis** – для работы на воде



Официальный дистрибьютор в РФ:

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

xPORT GROUP

Связь между сейсмогеологическими условиями исходных данных сейсморазведки МОГТ-3D и методами регуляризации: выбор оптимального решения

- Токарь Н.А., Чистяков И.А., Ляпин Н.В., Гаврилов С.С., ЗАО «МиМГО», г. Москва.
- Литвиченко Д.А., ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ», г. Москва.

Сейсмические данные чаще всего являются нерегулярными. Выбор оптимального способа регуляризации обычно осуществляется (релизуется) путем тестирования различных методик и сопоставления результатов на тестовом участке и зависит от конкретных задач на проекте. В статье представлен сравнительный анализ применения регуляризации 3D в панелях общих удалений и с сохранением азимутов и 5D для разных регионов и сделаны выводы относительно преимуществ и ограничений методов.

Ключевые слова: регуляризация, повышение эффективности сейсморазведки.

Введение

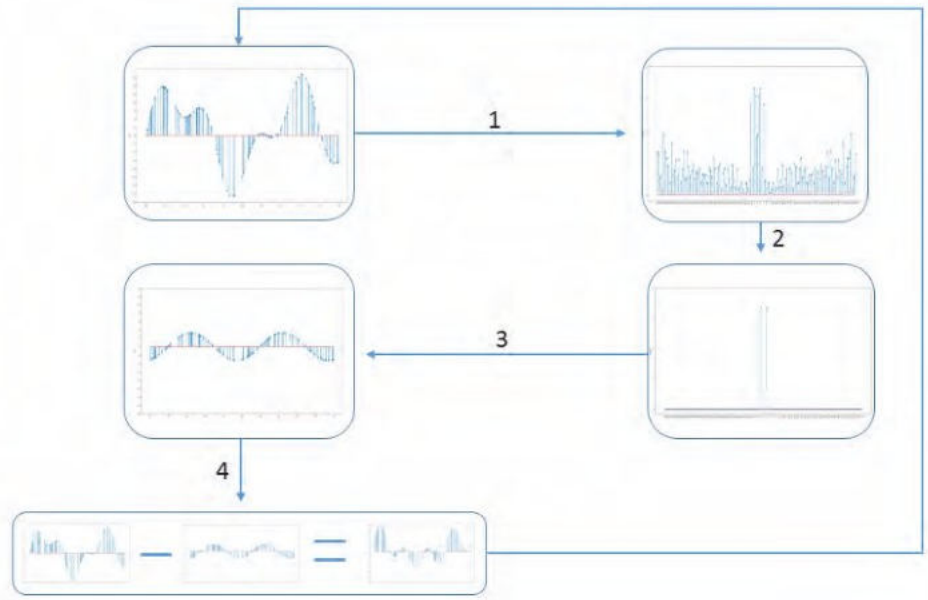
Необходимость регуляризировать данные вызвана в первую очередь требованиями последующей миграции. Регуляризация обеспечивает минимизацию проявлений артефактов миграции, что является актуальной задачей каждого проекта обработки, ввиду повышающихся с каждым годом требований к качеству результатов обработки (имеется ввиду результирующее S/N волнового поля), что являются фактурой для последующей динамической интерпретации. Однако и другие процедуры обработки, например, некоторые алгоритмы шумоподавления, также стабильно и эффективно работают на регулярных исходных данных и при плотной сети наблюдения. Объединение съемок с разной системой наблюдения, наличие эксклюзивных зон - также факторы, оказывающие влияние на выбор метода регуляризации.

Методы регуляризации и их вариации разнообразны. Среди наиболее популярных: 3D регуляризация по панелям общих удалений, 3D регуляризация по панелям COV (common offset vector), позволяющая сохранить азимутальность и 5D регуляризация, наиболее ресурсоемкая. Результаты регуляризации существенно зависят от технической реализации используемых алгоритмов, поэтому сразу оговоримся, что выполненное нами тестирование было реализовано в ПО Geovation 2, модуль frend с использованием алгоритма, аналогичного ALFT (antileakage Fourier transform). При сопоставлении результатов регуляризаций анализировались сейсмограммы, суммарные разрезы на предмет заполняемости пропусков, распределения амплитуд, сохранения детальности, сохранения осей дифракций, также анализировались затраченное время и мощности, и выбирался оптимальный вариант.

Теория

Регуляризация 3D и 5D основана на работе алгоритма, известного как преобразование Фурье против утечки, он же antileakage Fourier transform (ALFT). Выполняется временное быстрое преобразование Фурье (БПФ), за которым следует пространственное нерегулярное БПФ.

Обратное преобразование применяется для восстановления трасс либо в центрах бинов (регуляризация), либо в определенных координатах (картирование), а обратное временное БПФ восстанавливает все требуемые дискреты для каждой трассы.



◀ *Рис. 1. Схема работы алгоритма ALFT.*

Неортогональность базисных функций Фурье на нерегулярной сетке приводит к явлению, известному как спектральная утечка, в результате которой энергия от одного коэффициента Фурье просачивается на другие. Алгоритм ALFT исправляет данную проблему при помощи неоднородного дискретного преобразования Фурье.

Этапы алгоритма следующие:

1. При помощи неоднородного прямого дискретного преобразования Фурье вычисляются коэффициенты Фурье:

$$\hat{f}(w_k) = \frac{1}{\Delta x}\sum_{l=1}^{n} \Delta x_l f(x_l) e^{-2\pi i k x_l} \quad (1)$$

2. Выбирается коэффициент с максимальной энергией.

3. При помощи обратного преобразования Фурье получаем сигнал, соответствующий данной гармоники:

$$f^k(x_l) = \hat{f}(w_k) e^{2\pi i k x_l} \quad (2)$$

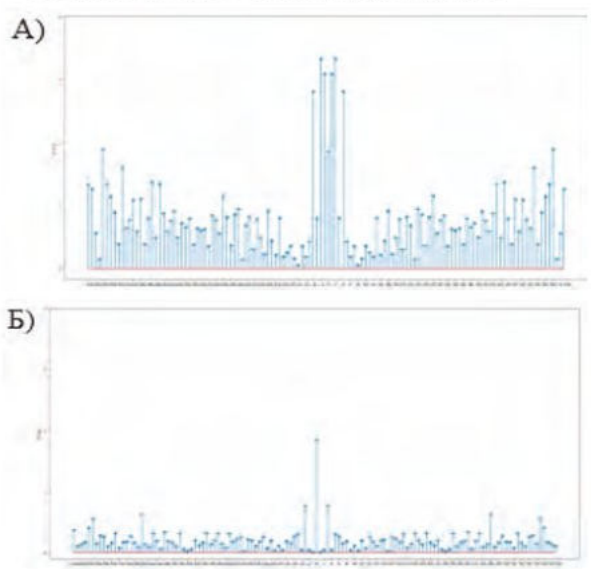
4. Вычитается вклад данной гармоники из исходного сигнала:

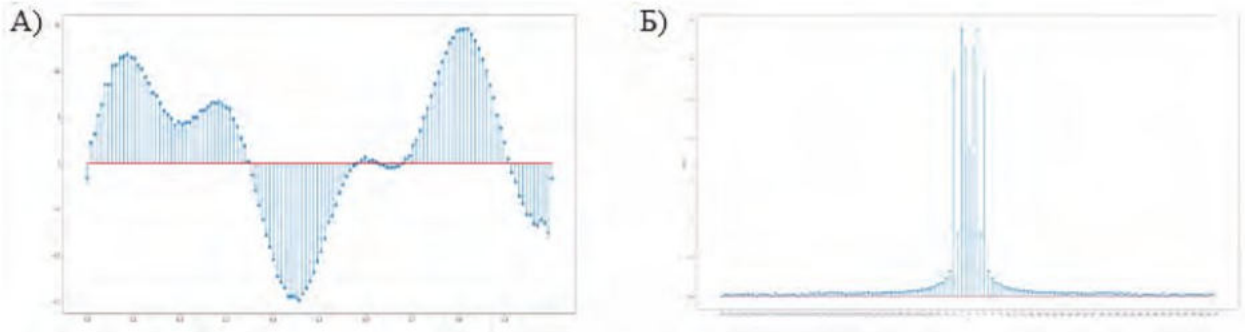
$$f^n(x_l) = f(x_l) - f^k(x_l) \quad (3)$$

5. Остаточный сигнал подаётся снова на прямое неоднородное дискретное преобразование Фурье, и все этапы повторяются аналогично до достижения оптимального уровня утечки спектра.

На рисунке 1 схематически представлена работа алгоритма на модельных данных для случая 1D. Рисунок 2 иллюстрирует падение уровня утечки в результате 3-х итераций выполнения алгоритма. В результате достижения оптимального уровня утечки, проводится обратное дискретное преобразование Фурье восстановленного спектра на регулярную сетку.

▼ *Рис. 2. А) спектр смоделированного нерегулярного сигнала до выполнения алгоритма, Б) остаточный спектр сигнала после 3-х итераций цикла.*





▲ *Рис. 3. А) восстановленный сигнал, Б) спектр восстановленного сигнала.*

Рисунок 3 показывает результаты восстановления модельных данных.

Примеры

В трех регионах (Западная Сибирь, Центральная Россия и Республика Калмыкия) было выполнено сравнение результатов трех вариантов регуляризации: 3D по панелям общих удалений, 3D по COV-панелям и регуляризация 5D. Каждый из методов имеет свои преимущества и недостатки, например, 3D по панелям общих удалений очевидным образом не позволяет сохранить азимутальность, а 5D регуляризация требует значительных мощностей и большого времени счета.

Сейсмические данные из примера 1 расположены в Западной Сибири и характеризуются наличием обширных эксклюзивных зон (зона пропуска в ПВ больше 2500 м). При заполнении пропуска в случае регуляризации по панелям общих удалений наблюдается искажение (завышение) амплитуд, главным образом из-за эффектов заполнения отсутствующих классов удалений в области малых времен и ближних удалений информацией из соседних классов, в которых присутствует сигнал, подверженный эффектам кинематической растяжки. В случае 3D регуляризации по COV-ам такого эффекта не наблюдается, однако на временном срезе можно заметить просадку по амплитудам в области баженовской свиты. На примере сейсмограммы ОГТ, взятой из точки максимального отсутствия ближних удалений видно, как удается восстановить не только недостающие удаления, но и одновременно распределение азимутов для регуляризации 3D по COV-ам и 5D регуляризации. 5D регуляризация так же позволяет восстановить удаления исходя из проектного положения ПВ и ПП, таким образом сейсмограммы ОГТ после 5D регуляризации имеют равномерное распределение по удалениям, азимутам, заполнение пропуска происходит без потери детализации (Рис. 4). 5D регуляризация демонстрирует оптимальный вариант из тестируемых по восстановлению динамических характеристик разреза и более слабому проявлению артефактов миграции после престек миграции Кирхгофа.

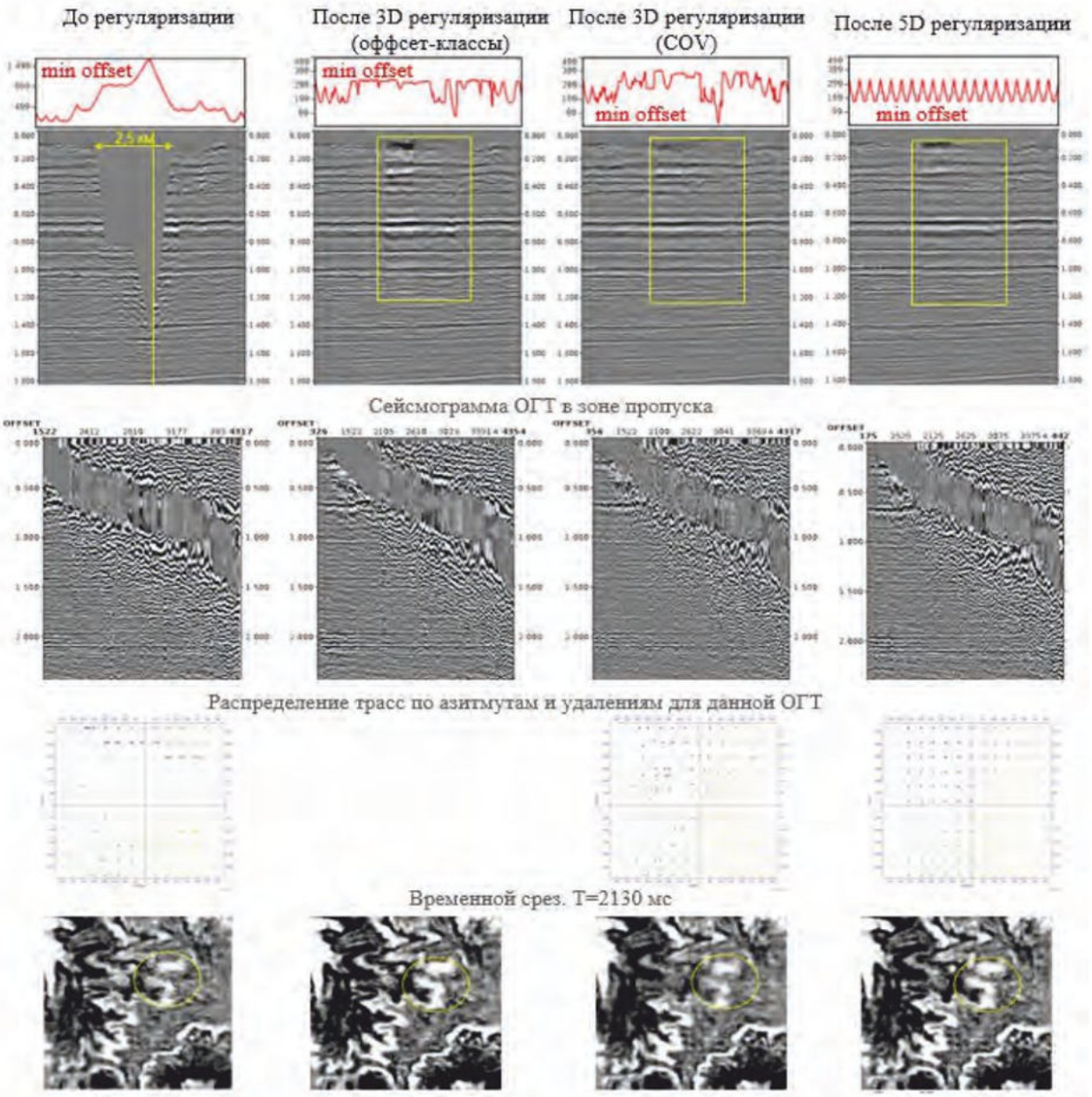
Сейсмические данные из второго примера относятся к тому же региону, характеризуется отсутствием больших пропусков в системе наблюдения, за исключением некоторых смещений ПВ в эксклюзивных зонах. Анализ демонстрирует сопоставимость результатов 5D регуляризации с регуляризацией 3D по COV-ам (Рис. 5). В то же время по сейсмограммам после 3D регуляризации в панелях общих удалений после выполнения престек миграции видно большое количество артефактов миграции (Рис. 6).

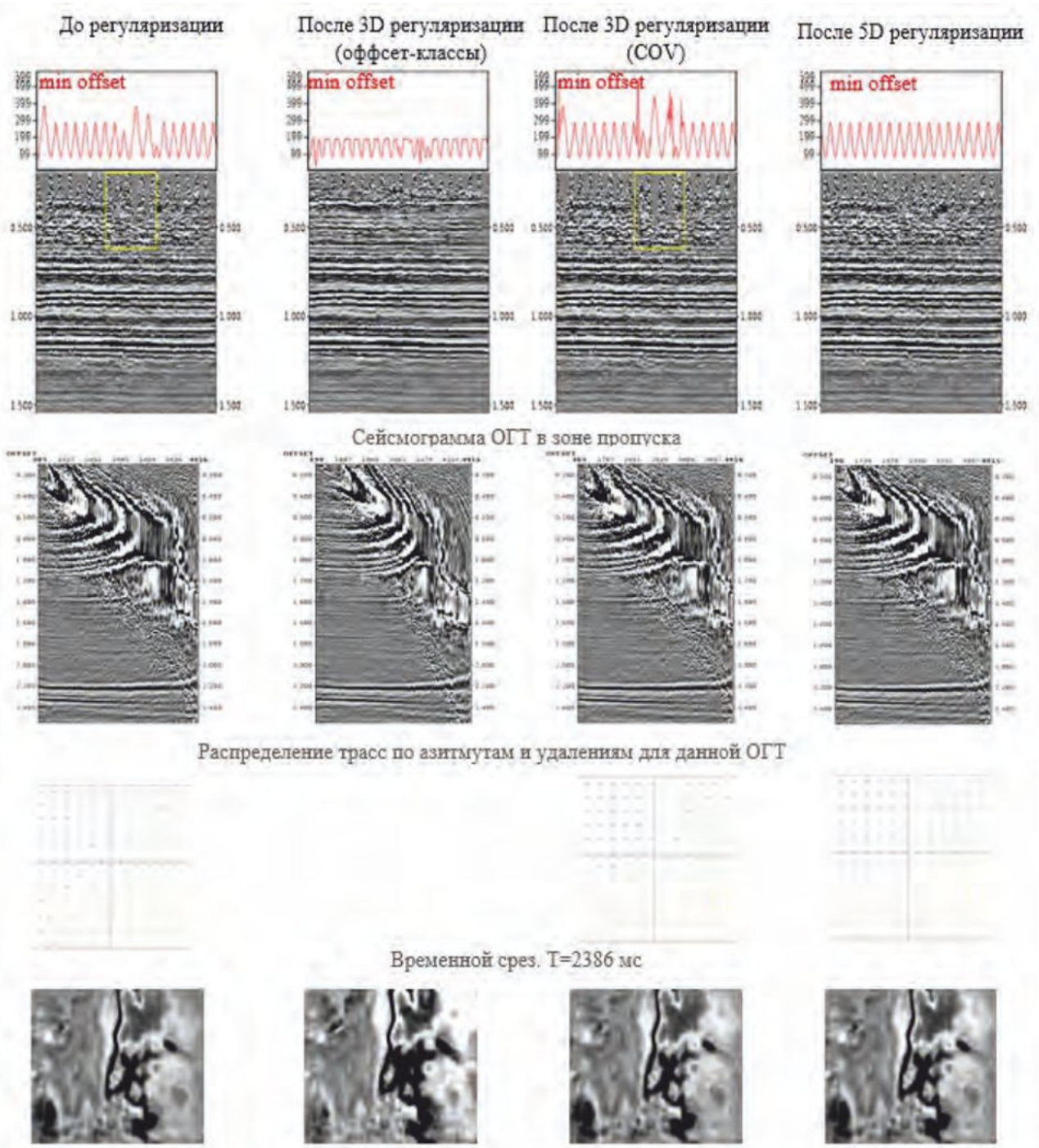
Следующее тестирование выполнено

на примере данных из центральной России, где система наблюдения характеризуется наличием большого числа пропусков. Результаты всех протестированных вариантов регуляризаций можно назвать сопоставимыми, однако на сейсмограммах ОГТ после 5D регуляризации чуть лучше отношение сигнал/помеха (Рис. 7). По результатам AVO-анализа лучший коэффициент корреляции наблюдается также у регуляризации 5D, хотя отличие от регуляризации 3D по COV-ам незначительное (Рис. 8).

Заключительный пример для тестирования выбран из республики Калмыкия. Система наблюдения практически регулярная. Высокоскоростной разрез содержит информацию о сложном сейсмогеологическом объекте. Для тестирования методов регуляризации был создан искусственный пропуск ПВ в области склона геологического объекта. На примере суммарных разрезов и ближних удалений сейсмограмм ОГТ после регу-

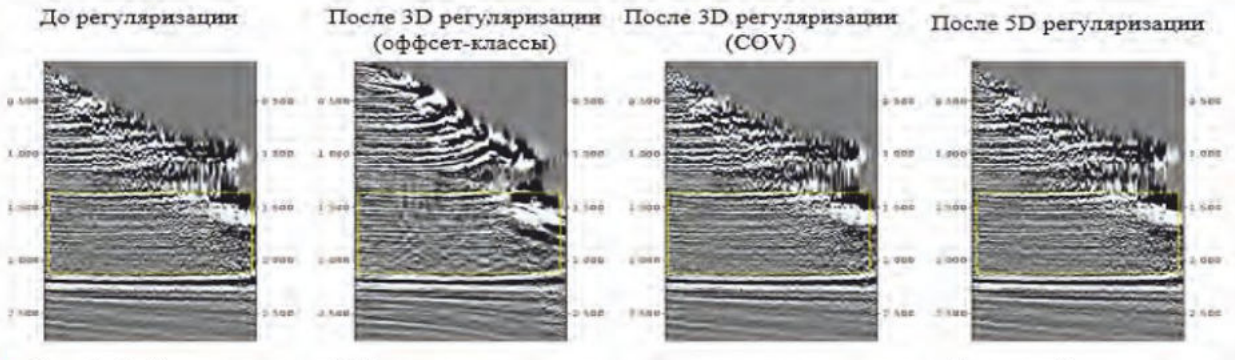
▼ *Рис. 4. Фрагмент суммарного разреза, сейсмограммы ОГТ, временного среза и распределение трасс сейсмограммы ОГТ по азимутам и удалениям для разных типов регуляризации Пример 1.*



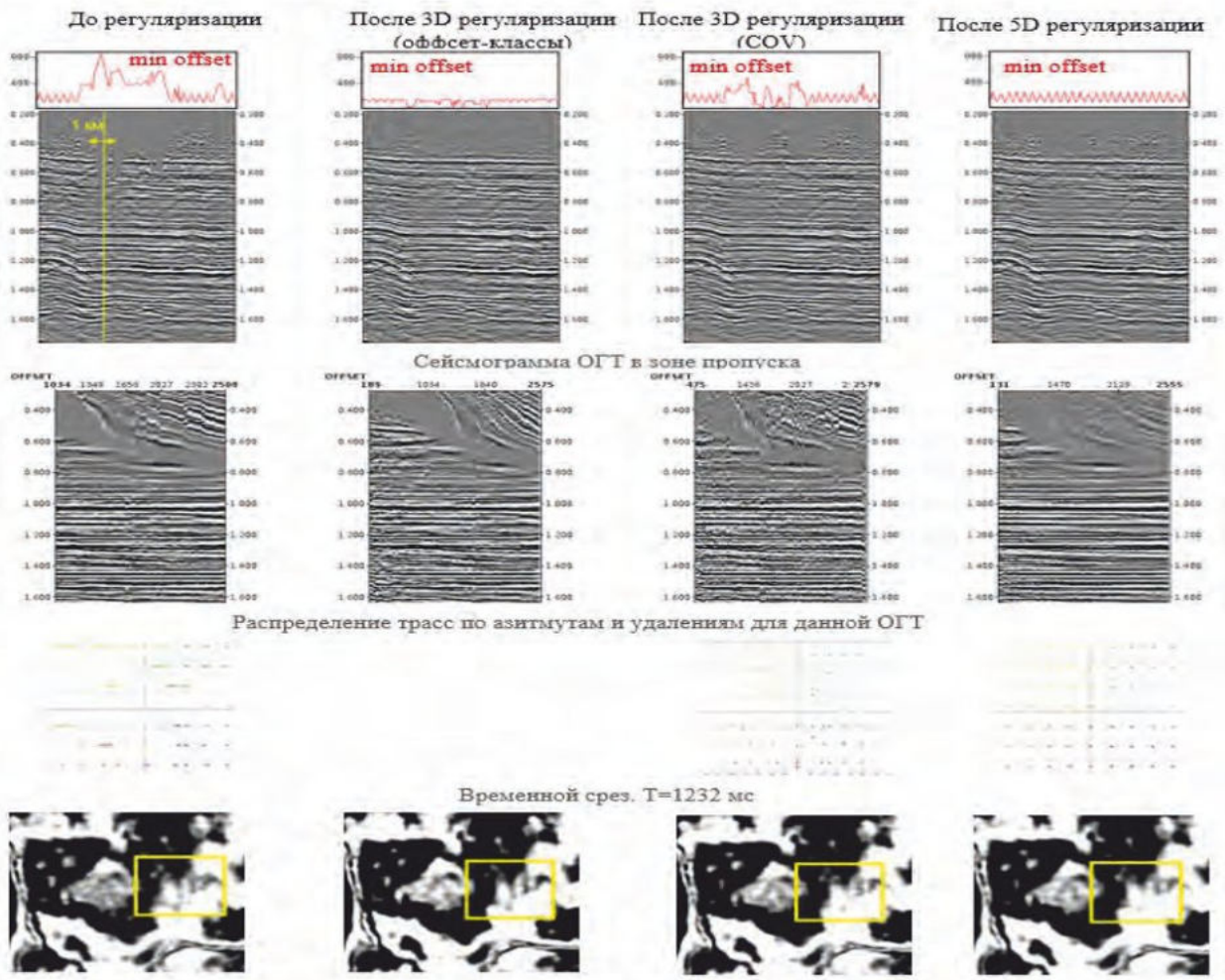


▲ *Рис. 5. Фрагмент суммарного разреза, сейсмограммы ОГТ, временного среза и распределение трасс сейсмограммы ОГТ по азимутам и удалениям для разных типов регуляризации. Пример 2.*

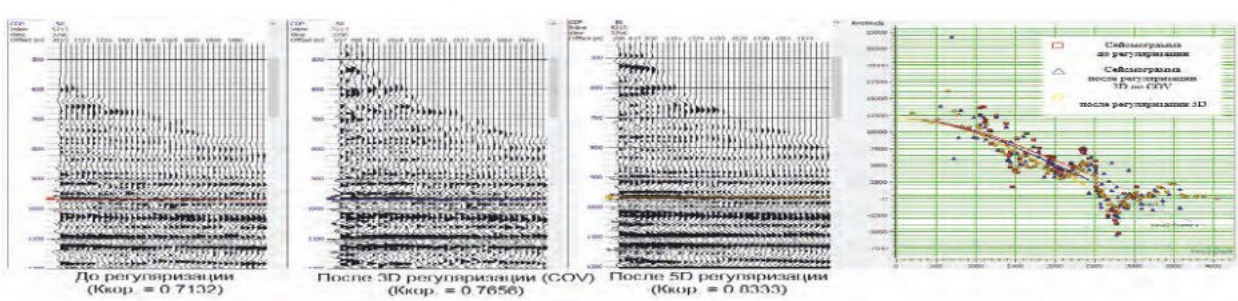
ляризации видно, что все методы заполнили пропуск по-разному (Рис. 9., Рис. 10). Стоит отметить, что корректно заполнить искусственный пропуск не удалось ни одному методу регуляризации, что видно на сравнении данных престек миграции исходного (без пропуска) материала с мигрированными результатами регуляризаций (Рис. 11). Во всех случаях наблюдается появление ложного горизонтального события, кроме того результат регуляризации 3D по COV-ам имеет большое количество артефактов миграции.



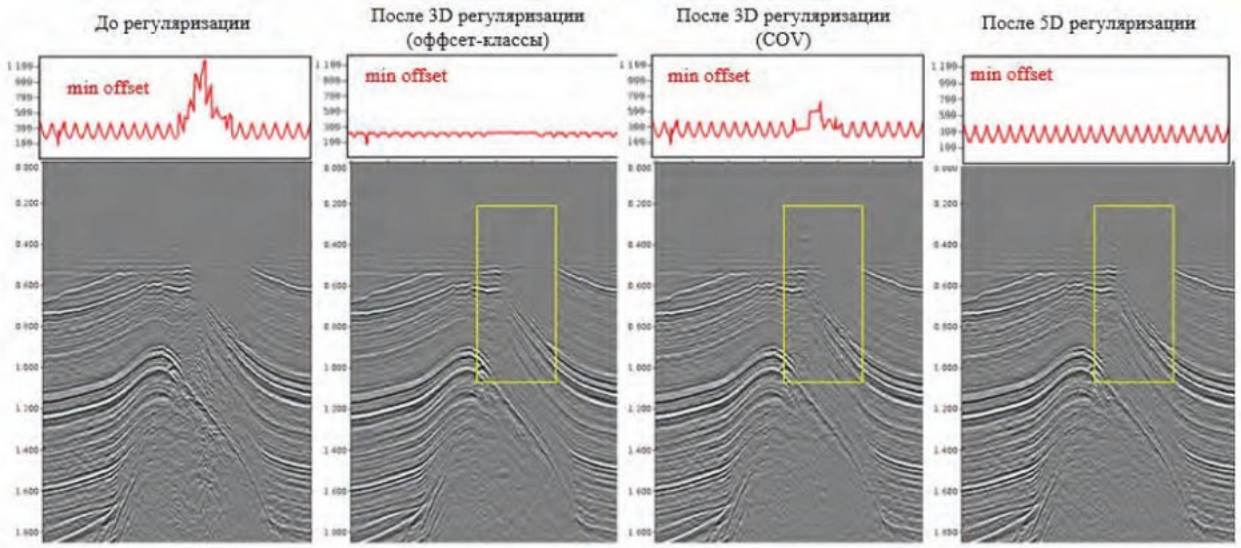
▲ *Рис. 6. Сейсмограмма ОГТ в зоне пропуска после престек миграции. Пример 2.*



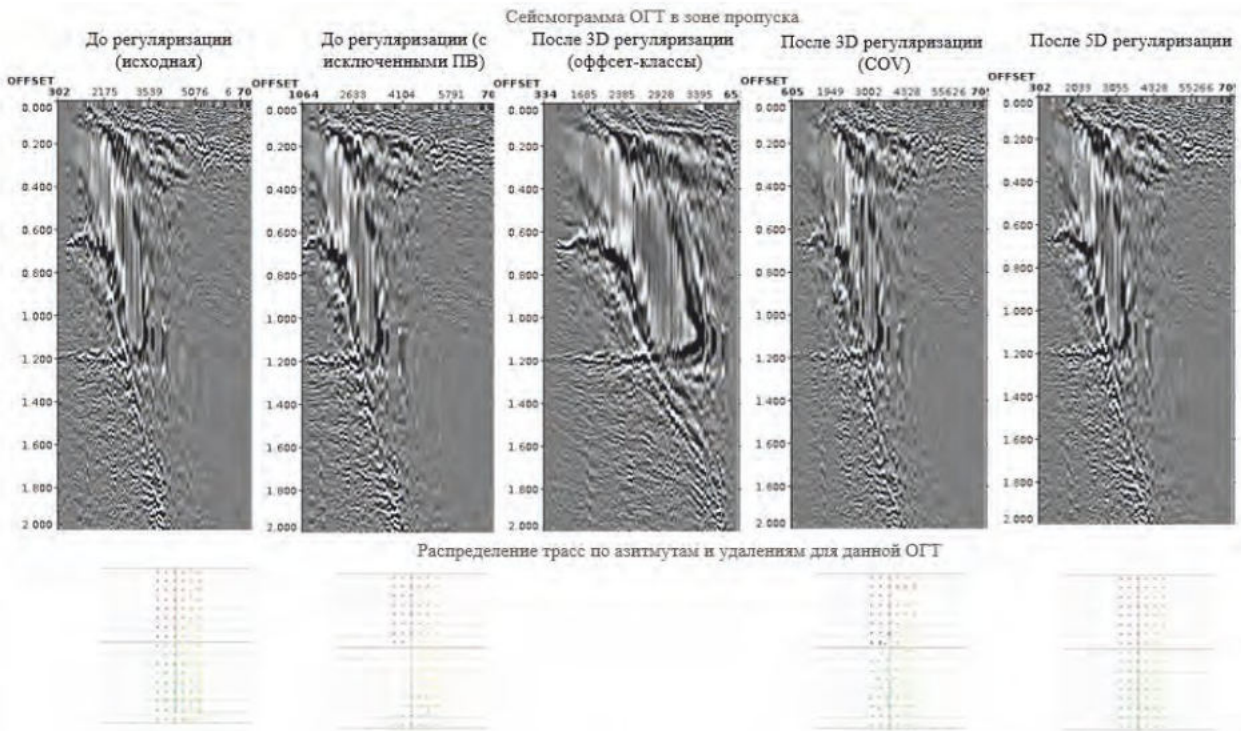
▲ *Рис. 7. Фрагмент суммарного разреза, сейсмограммы ОГТ, временного среза и распределение трасс сейсмограммы ОГТ по азимутам и удалениям для разных типов регуляризации. Пример 3.*



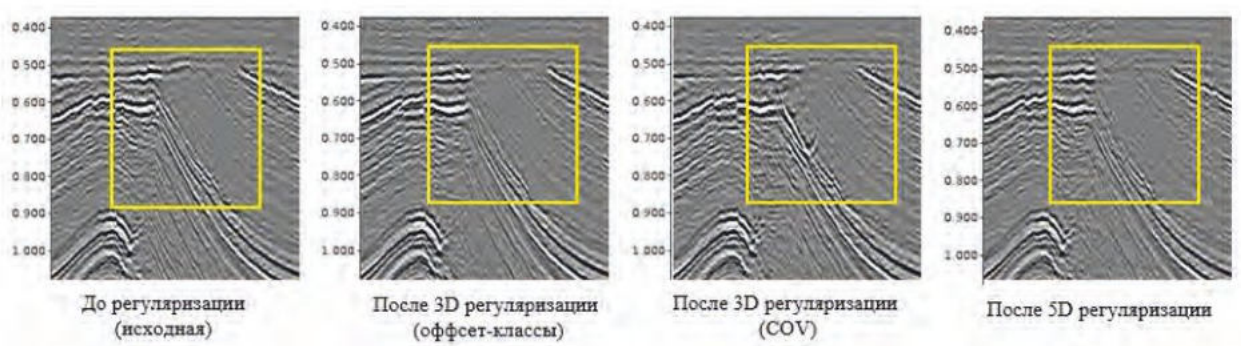
▲ *Рис. 8. AVO-анализ. Пример 3.*



▲ *Рис. 9. Фрагмент суммарного разреза. Пример 4.*



▲ *Рис. 10. Фрагмент сейсмограммы ОГТ и распределение по удалением и азимутам. Пример 4.*



▲ *Рис. 11. Сопоставление результатов престек миграции исходного разреза (без пропуска) с мигрированными регуляризированными данными. Пример 4.*

Выводы

Подводя итоги выполненному тестированию, стоит учитывать ресурсоемкость и время, требуемое для расчета разных методов регуляризации. 3D регуляризации по панелям общих удалений и COV-ам сравнительно сопоставимы по затратам, в то время как 5D регуляризация в зависимости от выбранных параметров требует значительно больших мощностей и как правило в несколько раз большего времени счета для достижения преимущества результата. Регуляризация по панелям удалений имеет существенный недостаток – потерю азимутальности, однако для определенных задач, например, получения куба fasttrack, построения начальной ГСМ или корреляции горизонтов, может успешно и эффективно применяться в графе обработки. Регуляризация 3D по COV-ам показывает сопоставимый результат с 5D регуляризацией при отсутствии больших пропусков в системе наблюдения и позволяет значительно минимизировать вычислительные ресурсы. 5D регуляризация является хорошим инструментом, позволяющим с одной стороны корректнее заполнять значительные пропуски, с другой сохранять динамику, поверхностно-согласованность, азимутальность и детальность разреза. Однако в случае наличия объектов со значительной изменчивостью скоростных характеристик по латерали, к результатам любых методов регуляризаций стоит подходить осторожно, так как зона пропуска является зоной риска для структурной и динамической интерпретации. Также стоит отметить, что регуляризация во всех вышеперечисленных примерах выполнялась по стандартной методологии (с едиными базовыми параметрами).

В продолжении данной работы планируется провести оценку разницы волнового поля при уплотнении съёмки регуляризацией 5D и исходными уплотнёнными данными, а также оценить качество восстановления (сохранения) азимутально-зависимой информации при регуляризации 3D по COV-ам и 5D для анизотропно-азимутальной томографии.

Подробнее об авторах



Токарь
Наталья Александровна

ЗАО «МиМГО»,
ведущий
геофизик.



Чистяков
Игорь Алексеевич

ЗАО «МиМГО»,
геофизик.



Ляпин
Николай Вячеславович

ЗАО «МиМГО», заведующий
сектором обработки
сейсмических данных.



Гаврилов
Сергей Сергеевич

директор ЗАО «МиМГО»,
к.г.-м.н.



Литвиченко
Дмитрий Александрович

ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»,
эксперт по обработке
данных сейсморазведочных
работ.

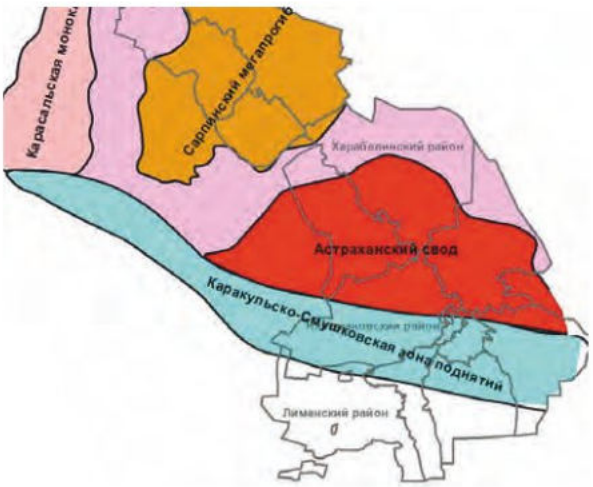
Компетенции компании «Пангея» открывают перспективы дальнейшего изучения Астраханско-Калмыцкого Прикаспия

- Камнев П.П., АО Пангея, АО Астраханская геофизическая экспедиция, г. Астрахань.
- Качан М.А., АО Пангея, г. Санкт-Петербург.

Синергия компетенций специалистов компаний «Пангея» и «Астраханская геофизическая экспедиция» (АГЭ) позволяет говорить о том, что даже столь давно и успешно исследуемая территория, как Астрахано-Калмыцкая часть Прикаспийской НГП, имеет высокие перспективы новых открытий.

Астраханская экспедиция существует более 60 лет и внесла существенный вклад в изучение Астраханско-Калмыцкого Прикаспия. В фондах предприятия накоплен огромный массив геолого-геофизической информации по Астраханско-Калмыцкому Прикаспию. По результатам работы предприятия открыто много месторождений, успешно разрабатываемых различными компаниями и в настоящее время. К сожалению, сегодня мало внимания уделяется поискам новых объектов добычи. Однако потенциал открытий ещё далеко не исчерпан. Несмотря на большое количество недропользователей и весьма плотное расположение лицензионных участков, необходимы серьёзные региональные исследования, нацеленные на обновление геологической концепции региона.

Развитие технологий – как полевых, так и камеральных, возвращают геологоразведку на одни и те же территории по мере появления новых инструментов и свежих идей. Программные продукты, созданные в компании Пангея, как раз и позволяют по-новому взглянуть как на эту часть Прикаспия.



▲ *Рис. 1. Тектоническая схема Астраханско-Калмыцкой части Прикаспиийской НГП.*

Комплекс российских программных продуктов Пангея

Основой для переоценки ресурсной базы в регионе должны стать сложнопостроенные объекты, увидеть которые помогают современные нестандартные технологии.

Одним из таких инструментов является пакет PROspect, предназначенный для обработки сейсмических данных, полученных в сложных сейсмогеологичсеких условиях. Идеологом разработки является Кондрашков Вадим Васильевич. Система получила название от метода ПРО - параметрическая развёртка отображения)

PROspect – система обработки дифракционного сейсмического поля многократных наблюдений, зарегистрированных в гетерогенных средах, в слоисто-однородных средах с отражающими границами и в смешанных средах. В методе ПРО не используется аппроксимация годографов и преобразования гиперболой. Это позволяет определять

средние, интервальные скорости, их градиенты, как индикатора напряженного состояния, для монотипных и обменных волн в средах различной сложности.

Система PROspect позволяет получать дополнительную геологическую информацию для сложных объектов с различным характером отражающих свойств, с любой степенью изменчивости скоростных параметров среды для любых типов регистрируемых волн, как на суше, так и на море.

Помимо временных и глубинных разрезов, система ProSpect позволяет получать детальные разрезы и горизонтальные срезы средних скоростей, интервальных скоростей, градиентов средних и интервальных скоростей, разрезы Vs/Vp, локализовать положение рассеивающих объектов.

Преимущества технологии ПРО:

1. Достоверность получаемых скоростных параметров в различных по сложности геологических средах без наличия априорной информации и скважинных данных;

2. Вследствие отказа от функции задержки в виде гиперболы и накапливания сигнала в точке касания возможна обработка данных, полученных в гетерогенных средах, в частности для рудной сейсморазведки, обработка в которой стандартными методами традиционно считается малоэффективной из-за отсутствия устойчивых и протяжённых осей синфазности;

3. Быстрое время счёта миграционных процедур по сравнению с другими системами – при подборе оптимального графа обработки, расчёты можно производить в сжатые сроки;

4. Мгновенный пересчёт разрезов из временной области в глубинную, построение глубинно-скоростной модели среды уже на этапе обработки;

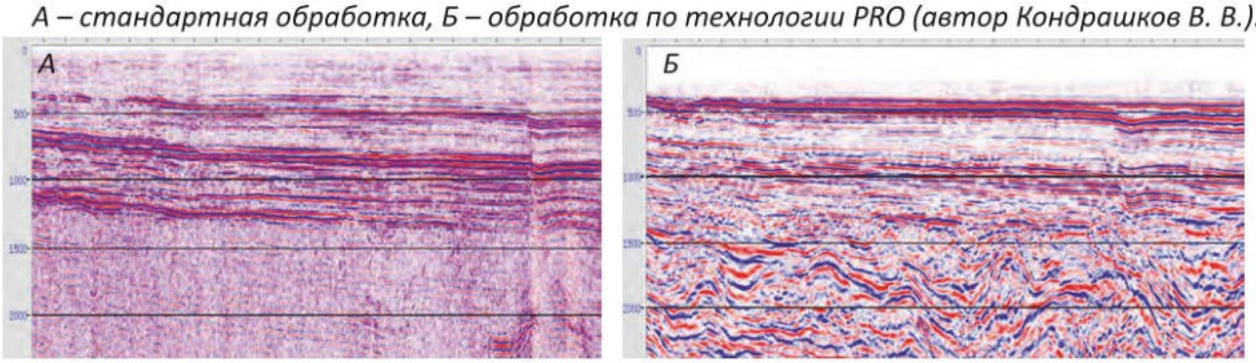
5. Дифракционный подход в методе ПРО позволяет накапливать сигнала с гораздо более высокой кратностью, нежели в традиционных методиках, в связи с чем мы можем получить высокое соотношение сигнал-шум и лучшую детальность;

6. Наличие математического аппарата для определения градиента скоростей в зависимости от литологии и напряжённого состояния геологической среды в сейсмологии;

Пример результатов обработки сейсмических данных в условиях складчатого комплекса Кряжа Карпинского приведены на рисунке 2.

Наибольший геологический эффект дает комплексной использование линейки программных продуктов, объединенных общей идеологией. Обработка и интерпретация всех видов геолого-геофизических и промысловых данных, комплексное изучение залежей и геоло-

▼ *Рис. 2. Пример обработки сейсмических данных, полученных в сложных условиях Кряжа Карпинского.*
А – стандартная обработка, Б – обработка по технологии PRO (автор Кондрашков В. В.).



гическое моделирование, подсчет запасов, составление проектов разработки и технологических схем, разработка программ увеличения нефтеотдачи. Дополняя лицензионное программное обеспечение лучших мировых производителей инновационными разработками, АО «Пангея» создает инструмент, позволяющий реализовывать широкое многообразие геологических концепций и практических идей при построении моделей месторождений УВ.

В состав Системы ПАНГЕЯ® входят следующие программные модули:

• Комплекс ReView™ - интерпретация данных сейсморазведки 2D/3D совместно с ГИС в трехмерном пространстве.

• Комплекс PetroExpert™ - интерпретация данных ГИС и исследований керна.

• Комплекс Certainty™ - геологическая интерпретация структурных карт, карт сейсмических атрибутов и (при наличии) карт, построенных по данным других полевых методов – гравиразведка, магниторазведка, электроразведка и геохимия, совместно с данными о параметрах пластов по скважинам.

Комплекс MapMaker™ - построение карт по сейсмическим и каротажным данным с учётом разломов, интерактивная редакция карт.

Перспективы Астраханско-Калмыцкого Прикаспия и направления для продолжения исследований.

Астраханский свод и Заволжский прогиб:

Одним из значимых направлений является Астраханский свод и обрамляющий его с востока Заволжский прогиб (рис. 3), в первую очередь, известный за счет месторождений подсолевого комплекса, приуроченных к известнякам башкирского возраста среднего карбона:

- крупнейшее Астраханское серогазоконденсатное, Правобережное и Центрально-Астраханское, приуроченные к Астраханскому своду;

- Алексеевское газоконденсатное, приурочено к восточному борту;

- Трансграничное Имашевское месторождение на юго-восточном борту.

Помимо уже известных, в 2013 году на Тамбовском лицензионном участке, в пределах Георгиевской террасы

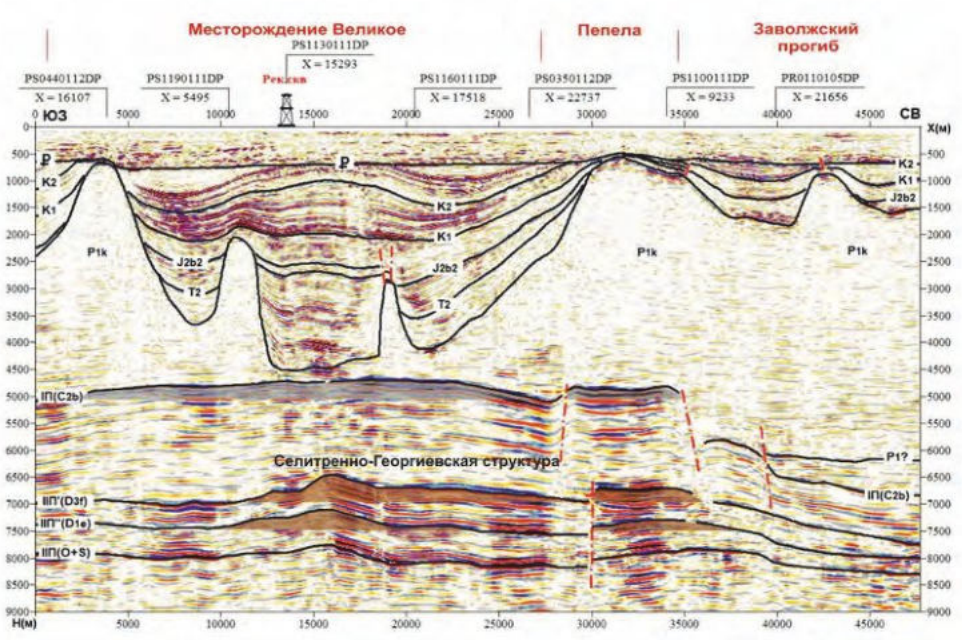


Рис. 3. Глубинный динамический разрез через месторождение нефти Великое и склон Астраханского свода в Заволжский прогиб.

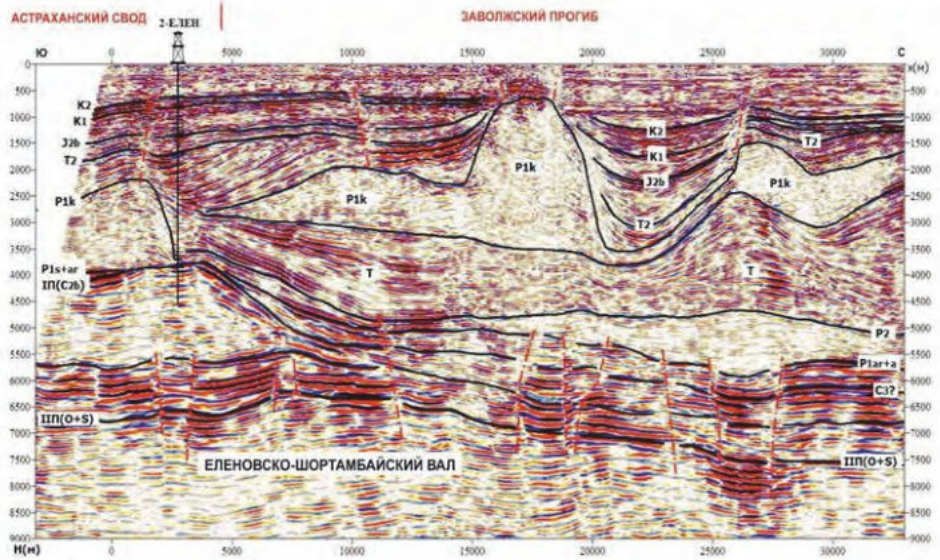


Рис. 4. Глубинный динамический разрез по сейсмическому профилю PS0010103DP через Еленовско-Шортамбайский вал.

Астраханского свода, по результатам сейсмических исследований, проведённых Астраханской геофизической экспедицией, и данным бурения 1 и 2 Георгиевских скважин, было открыто месторождение Великое. Залежь месторождения Великое приурочивается к крупной антиклинальной структуре площадью 418 кв. км и амплитудой 413 м и оконтурена изогипсой – 5050 м.

В скважине 1-Георгиевская (интервал 4869-4995 м) получены притоки нефти с водой (северокельтменские отложения) с дебитом 0,4-1,2 м3/сутки пульсирующего притока нефти с газом. Доказана нефтеносность отложений до глубины 5070м - получен нефтенасыщенный керн.

Ещё две структуры по девонским отложениям с суммарным ресурсом по категории D0 3,5 триллиона куб. м.

Заволжский прогиб имеет значительное разнообразие структурных форм. Большой интерес представляет Еленовско-Шортамбайский вал. Это структура, сформированная в пределах моноклинали за счёт неравномерного прогибания в процессе осадконакопления.

По Воложу Ю. А. [1], в этой зоне возможно выявление крупных и сверхкрупных месторождений бессернистых газа и нефти, относящихся к нижнепермским терригенные отложениям, которые формируют крупные подводные конуса выноса.

В целом, весь подсолевой комплекс осадочного чехла Астраханского свода и периферии является перспективным на выявление новых крупных месторождений нефти и газа. Осложняющим фактором являются большие глубины перспективных объектов и возможное наличие сероводорода.

Астраханская геофизическая экспедиция выполнила подавляющее большинство объёмов сейсморазведочных работ в пределах Заволжского прогиба и Астраханского свода. Отметим особую значимость применения взрывного источника, использование которого гарантировало получение качественных сейсмически данных. Существенна потребность геологов, работающих на Астраханском своде, в обобщённой геологической компьютерной модели строения Астраханского карбонатного выступа, которую можно составить в программном обеспечении Системы «Пангея».

Сарпинский прогиб.

Сарпинский прогиб в его наиболее погруженной Астраханской части пред-

ставляет интерес в аспекте поиска месторождений не только аналогичных открытым в юрских и меловых отложениях, но и в погруженных мощных толщах триаса, перекрытых соляными покрышками, по аналогии с Заволжским прогибом.

В пределах Сарпинского прогиба открыто несколько месторождений в надсолевом комплексе отложений, в том числе, Шаджинское и Северо-Шаджинское газовое месторождение. Получены промышленные притоки газа на Пустынном и Совхозном месторождении. В 2008 году в отложениях нижнего триаса также было открыто Юртовское нефтяное месторождение. С палеогеновым терригенным нефтегазоносным комплексом отложений связаны небольшие залежи нефти на Чапаевской и газа на Царынской, Ики-Бурульской площадях.

Астраханской геофизической экспедицией за последнее десятилетие выявлено около 20 перспективных объектов.

Весьма активная соляная тектоника Сарпинского прогиба создаёт множество структурных предпосылок для открытия месторождений.

В 2021 году ВНИГНИ выполнил региональные работы в пределах Хаптагаевского участка, на западном фланге Сарпинского прогиба.

Дальнейшее расширение региональных исследований в Сарпинском прогибе весьма ожидаемо.

Каракульско-Смушковская зона дислокаций

Примыкающая к Астраханскому своду с запада зона Каракульско-Смушковских дислокаций имеет определённый интерес в доизучении.

В пределах южного склона Астраханского свода находится Бешкульское нефтяное месторождение, которое расположено над Джакуевским блоком Каракульского нижнепермского вала, входит в Южно-Астраханскую зону поднятий (рис. 5).

▼ *Рис. 5. Структурно-тектоническая схема Астраханской группы поднятий.*
1-контур Каралатского ЛУ; 2- структуры по каменноугольным отложениям; 3- структуры по юрским отложениям; 4- структуры по четвертичным отложениям; 5- скважины; 6- зона дизъюнктивных дислокаций в мезокайнозойских отложениях; 7- ось складчатого основания кряжа Карпинского; 8- северный склон Каракульского вала по нижнепермским отложениям; 9- линеаменты структур в юрско-меловых отложениях, перекрывающих породы: А-верхнекаменноугольные, Б-нижнепермские докунгурские (в зоне развития антиклинальных структур в девонско-каменноугольных отложениях), В-нижнепермские докунгурские (Каракульский вал), Г-верхнепермские; Д-верхнепермско-триасовые; 10-ось Каракульского вала;11-южная граница распространения соляных куполов.



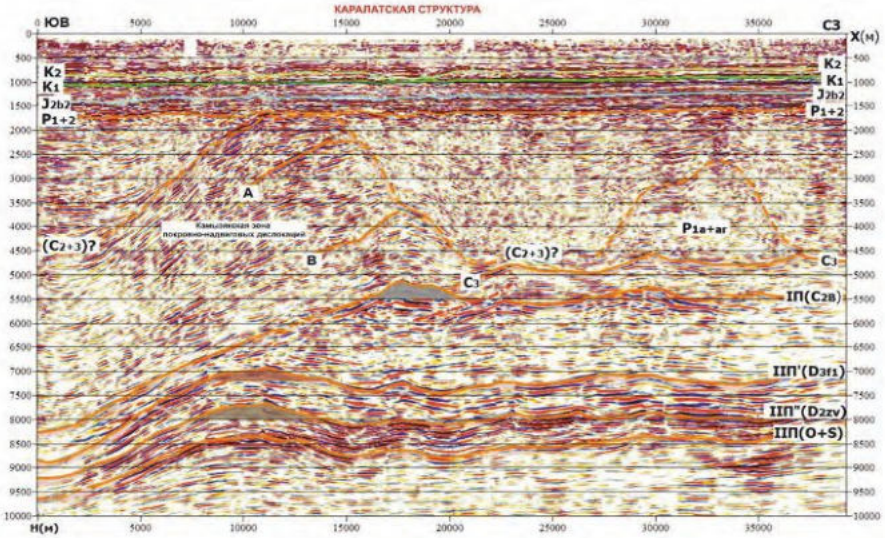


Рис. 6. Глубинный динамический разрез по профилю PS1070108DP, проходящий через Каралатскую структуру, выявленную по кровле башкирских отложений, и структурный перегиб в толще девонских отложений.

Наиболее сложно построена южная часть КСЗП, в зоне его сочленения с кряжем Карпинского. Здесь отмечается широкое развитие сдвиговых и надвиговых дислокаций. Пример – Камызякский вал (рис. 6).

В указанной зоне выявлено более 30 объектов, перспективных на нефть. Следует отметить, что данная структурная зона ещё не имеет сформированной единой достоверной геологической модели, что является основанием постановки региональных работ.

Кряж Карпинского

Определённый интерес вызывает дальнейшее изучение Кряжа Карпинского. В морской части структурного элемента открыты крупные месторождения, однако сухопутная часть остаётся недостаточно изученной современными геофизическими методами. Наибольший интерес вызывают отложения палеозойского складчатого комплекса. В обосновании [3] на параметрическое бурение Буратинской скважины на Элистинской площади, Бембееев А.В. отмечает достаточное количество нефтегазовых проявлений, зафиксированных в промысловых данных. Также в регионе существенный недостаток современных сейсмических материалов с скважинной привязкой по складчатому комплексу. На материалах сорокалетней давности отражения в данном комплексе практически не прослеживались.

Особую роль в продолжении изучения складчатой зоны Кряжа Карпинского может сыграть метод ПРО реализованный в Системе «ПАНГЕЯ» (Подсистема PROspect). Сопоставление результатов обработки (рис. 2).

Заключение

Возобновление региональных работ в Астраханско-Калмыцком Прикаспии станет драйвером дальнейшего развития, появлением новых объектов для лицензирования, в том числе, привлекательных и для небольших компаний.

А принимая во внимание то, что и полевые технологии не стоят на месте, эффективность таких работ будет весьма высока.

Ожидается возобновление региональных исследований:

- изучение восточного обрамления Астраханского свода сейсмическими методами, в том числе глубокозалегающих горизонтов подсолевого комплекса, включая параметрическое бурение на девон на склонах Астраханского свода;

- продолжение изучения Сарпинского прогиба сейсмическими методами в астраханском сегменте;

- постановка работ в пределах Южно-Астраханской зоны поднятий, Каракульско-Смушковской надвиговой зоны и складчатого комплекса Кряжа Карпинского по изучению сейсмическими методами и структурным бурением.

Литература:

1. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность / Ред. Ю.А. Волож, В.С. Парасына. М.: Научный мир, 2008. 221с.

2. Пыхалов В. В. Особенности геологического строения ловушек углеводородного сырья в пределах Астраханской группы поднятий /Пыхалов В. В. , Гольчикова Н.Н. ,. Коннов Д.А. // Геология, география и глобальная энергия. г.Астрахань, 2014. – № 2 (53). с.19–30

3. Бембеев А. В., Бембеев В. А., Муев Ю.Н., Камнев П. П. Обоснование постановки региональных геолого-геофизических исследований, параметрического бурения в пределах территории Республики Калмыкия/ «Геология и недропользование» 2022-№3(7), г. Москва с. 12-25

Подробнее об авторах



Камнев
Павел Петрович

генеральный директор
АО Пангея и АО
Астраханская
геофизическая
экспедиция.



Качан
Макарий Александрович

Разработчик программного
продукта ARP-Detector
АО "ПАНГЕЯ»

Искусственный интеллект в геофизике: сценарии, проблемы, тенденции

Булаев В.И., АО НПФ «Геофизика», г. Уфа.

Введение

На сегодняшний день системы, использующие машинное обучение, глубокое обучение и искусственный интеллект (ИИ) всё в большей степени входят в нашу жизнь. Это происходит как на бытовом уровне (умные устройства, социальные сети, рекомендательные системы, программы развлекательного характера), так и в реальном секторе экономики. Данная тенденция характерна и для нефтегазовой отрасли. Но если буквально несколько лет назад сам факт использования ИИ для решения какой-либо задачи придавал много оптимизма, то сегодня ситуация существенно изменилась: помимо собственно создания и обучения модели необходимо решать множество сопутствующих организационно-технических вопросов.

К сожалению, львиная доля публикаций, описывающих применение ИИ, посвящена скорее математическим и/или техническим аспектам создания модели и практически не затрагивает самые базовые вопросы: почему для решения конкретной задачи необходимо использовать технологии ИИ и как в дальнейшем планируется использовать разработанную систему? Своевременные ответы на эти вопросы позволят идентифицировать способ использования системы ИИ в организации, оценить уровень затрат и избежать наиболее распространенных ошибок.

Данная статья – это попытка в первом приближении ознакомить широкий круг специалистов геофизической отрасли с наиболее распространенными сценариями использования систем на базе ИИ, существующими на сегодняшний день проблемами их разработки и внедрения, а также современными тенденциями.

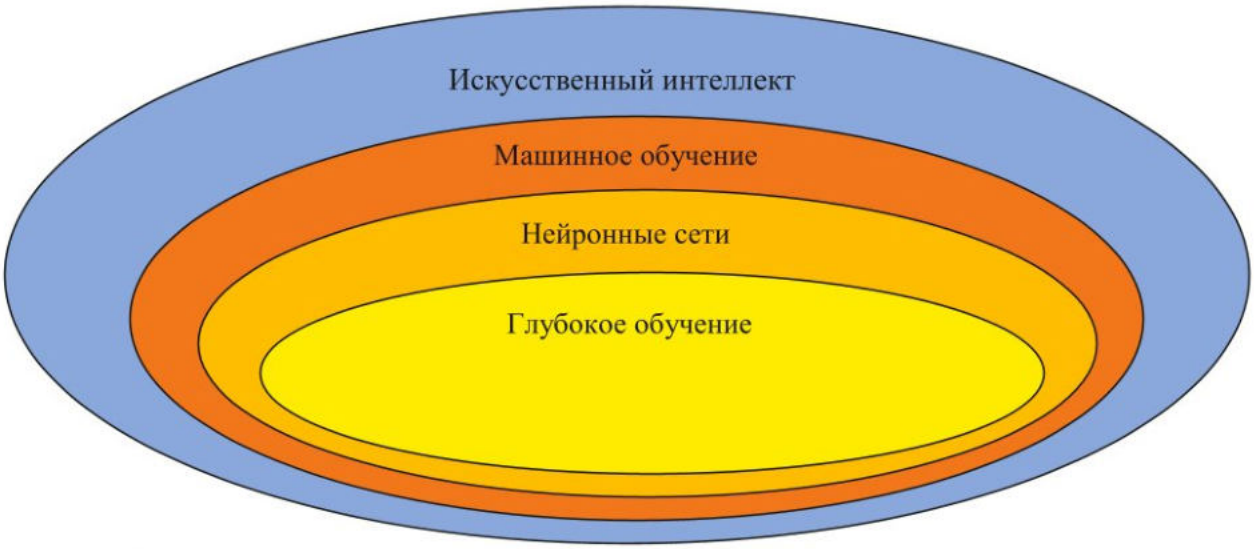
Терминология

В научной среде пока нет единого принятого всеми определения термина «искусственный интеллект» (artificial intelligence, AI), и разные исследовательские школы трактуют его по-разному. Если говорить в нестрогом смысле, то ИИ – это множество алгоритмов из различных научных дисциплин (математика, физика, биология, медицина, психология и т.д.), позволяющих решать такие задачи, которые ранее решались с помощью человека. В этом многообразии алгоритмов и методик можно выделить несколько подмножеств (рис.1):

- Машинное обучение (machine learning, ML) – класс методов искусственного интеллекта, характерной чертой которых является не прямое решение задачи, а обучение за счёт применения решений множества сходных задач.
- Нейронные сети (neural networks, NN) – математические модели, построенные по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей (нервных клеток живого организма). Это подмножество алгоритмов имеет альтернативное название «искусственные нейронные сети» (artificial neural networks, ANN, сокращенно NN).
- Глубокое / глубинное обучение (deep learning, DL) – является подмножеством нейросетевых методов. Алгоритмы из стека DL основаны на обучении представлениям, а прилагательное «глубокий» указывает на то, что в данном классе методов и моделей используется много уровней / слоев нейронной сети.

1. Сценарии использования ИИ в организации

На сегодняшний день накоплен определенный опыт использования иску-



▲ *Рис. 1. Структура искусственного интеллекта.*

ственного интеллекта для решения практических задач в различных отраслях науки и техники. В соответствии с этим опытом, можно выделить следующие наиболее распространенные сценарии использования ИИ: апробация, научно-исследовательские работы, промышленное использование и пилотный проект. Рассмотрим каждый из них более подробно.

1.1. Апробация

Суть данного сценария заключается в следующем. Коллектив сотрудников (далее «команда») исследует возможности какого-либо алгоритма из стека технологий ML/DL/ИИ для решения практической задачи своей предметной области. Формальная математическая постановка задачи как правило отсутствует, набор данных для обучения небольшой – тот, который имеется под рукой в текущий момент. Критерии успешности решения задачи довольно размытые, либо вообще отсутствуют.

В минимальном варианте исследовательская команда при использовании данного сценария представлена двумя сотрудниками: специалист по предметной области (геолог / геофизик / инженер) и специалист в области машинного обучения (data scientist, DS).

Для реализации этого сценария можно использовать производительный многоядерный персональный компьютер со свободным доступом к интернету – этого будет достаточно для обучения классических моделей машинного обучения на небольшом наборе данных. В предыдущие годы, если возникала необходимость обучать нейронные сети, можно было воспользоваться бесплатными сервисами, например kaggle, google colab [2] и др. Они предоставляли онлайн-доступ к вычислительным ресурсам (в том числе графическим картам) на непродолжительное время (8-12 часов в зависимости от сервиса). Однако в последнее время с учетом вводимых санкций таких возможностей становится все меньше, поэтому лучше иметь локальную видеокарту средней мощности.

Данный сценарий используется в следующих ситуациях:

- ознакомление с современными технологиями машинного обучения;
- предварительное опробование алгоритмов машинного обучения для решения конкретной задачи предметной области;
- публикация результатов в печатной прессе, интернете, научно-популярных изданиях;
- реклама, пиар и демонстрация того,

что организация находится на острие современных технологий.

Примеры релевантных целей для данного сценария:

• разобраться, как работает модель BERT;

• опробовать свёрточные нейронные сети для определения первых вступлений на сейсмограммах МОВ;

• обучить полиномиальную модель для фильтрации данных;

• сравнить 5 различных моделей машинного обучения для восстановления интервального времени по данным ГИС.

В ходе исследования команда с учетом своего опыта и уровня владения инструментальными средствами опробует различные модели. Эксперименты зачастую проводятся без строгой формулировки гипотез и без отчетности. Данный сценарий – самый распространенный, т.к. он не требует больших затрат для реализации.

1.2. Научно-исследовательские работы

В данном сценарии проводится полноценное научное исследование, которое покажет теоретическую возможность (либо невозможность) решения поставленной задачи с помощью методов ИИ. Исследование начинается с формальной постановки задачи и системного анализа существующих на данный момент способов «классического» решения, их достоинств и недостатков. В ходе этого должны быть продемонстрированы проблемы существующих методов, которые подводят исследователей к необходимости опробования алгоритмов ИИ.

При этом серьёзное внимание уделяется подготовке набора данных («датасет»), на котором планируется обучать и тестировать модель, дизайну экспериментов, проверки гипотез, статистическому анализу и т.п. По завершению исследований составляется полноценный научный отчет с подробным описанием полученных результатов и их интерпретацией.

Этот сценарий используется в следующих случаях:

• тематические исследования, гранты;

• обоснование целесообразности использования машинного обучение для решения какой-либо задачи предметной области;

• публикация полученных результатов в серьёзных научных изданиях.

Примеры релевантных целей для данного сценария:

• сравнение классического и нейросетевого подходов для задачи подавления поверхностных волн в наземной сейсморазведке;

• синтез архитектуры нейронной сети для автоматизированной стратификации разреза;

• выбор априорного распределения байесовской модели машинного обучения для задачи аппроксимации трендов.

Данный сценарий предъявляет более жесткие требования к команде, и в самом простом случае необходимо привлечь к работе следующих специалистов:

1) эксперт в предметной области, который может формально поставить задачу, контролировать корректность экспериментов и проанализировать полученные результаты;

2) специалист в области машинного обучения для работы с моделями;

3) геофизик и/или геолог для подготовки исходных данных, обработки результатов модели и их сравнения с традиционными способами;

4) математик для корректной обработки полученной статистики (зачастую математиком выступает эксперт предметной области или специалист по машинному обучению).

С точки зрения требований к аппаратур-

ному обеспечению для реализации этого сценария необходима высокопроизводительная многоядерная рабочая станция с существенным объемом памяти и мощной графической картой – в конечном итоге при большом количестве экспериментов это будет не дороже, чем аренда серверов и облачных решений.

Данный сценарий не так распространен, как предыдущий, и он является более дорогостоящим из-за необходимости покупки высокопроизводительной рабочей станции, найма специалиста по машинному обучению и отрыва геофизиков/геологов/экспертов от своей основной работы на период проведения исследований. Тем не менее, он вполне по силам организации нефтегазовой отрасли даже с учетом текущих цен на вычислительную технику.

1.3. Промышленное использование

Этот сценарий имеет несколько альтернативных названий: производственная эксплуатация, промышленная эксплуатация, в ИТ-среде также широко распространен термин «продакшен», или кратко «прод» / «пром».

Данный сценарий используется для:

- оптимизации бизнес-процессов предприятия;
- сокращения затрат и / или повышения прибыли;
- улучшения бизнес-метрик организации.

Примеры релевантных целей для данного сценария:

- уменьшить время работы геофизика-интерпретатора на 40%;
- повысить достоверность прогнозов на 10%;
- ускорить вычисления на 20%.

Необходимо отметить, что в правильно поставленных целях в рамках данного сценария не фигурирует машинного обучения как такового, потому что используемые алгоритмы, которые позволят добиться цели, в данном контексте вторичны. Ведь если удалось, к примеру, ускорить вычисления на 20% с помощью классических способов – в этом нет ничего плохого.

Ниже приведены примеры некорректных целей (табл.1).

Важное примечание: необходимо еще раз подчеркнуть, что приведенные в табл. 1 примеры целей являются некорректными в рамках именно продакшена. При использовании других сценариев (например, при апробации) эти цели могут быть вполне жизнеспособны.

При внедрении в промышленную эксплуатацию задействуется следующий коллектив:

1) команда специалистов по предметной области (геологи, геофизики, эксперты);

2) опытные технологи, которые могут подсказать узкие места в производстве;

▼ *Табл. 1. Примеры некорректных целей с пояснениями.*

Пример целей	Пояснение
Создать и обучить нейросетевую модель для фильтрации данных	Далеко не факт, что именно нейросетевая модель даст наилучший результат фильтрации. Кроме того, есть риск, что большая нейронная сеть будет очень медленно работать, и это не позволит использовать ее в производстве
Внедрить 20 современных моделей в промышленную эксплуатацию	В производстве как правило, (по опыту смежных сфер), используется только одна модель, которая является оптимальной с точки зрения качества/быстродействия
Разобраться, как работает механизм Attention	Сам факт понимания механизма работы той или иной современной модели никак не гарантирует, что именно эта модель подойдет для промышленного использования
Улучшить работу специалистов	Данная цель при всех своих достоинствах слишком аморфна и некорректна для производства. Ее надо более четко конкретизировать и формализовать

3) системный аналитик, который сводит работу всех команд воедино и по факту руководит процессом внедрения в производство;

4) команда специалистов по машинному обучению: специалисты по работе с данными (DS), инженеры по машинному обучению (MLE) и т.п.;

5) команда по инфраструктуре: инженеры по работе с данными (DE), системные администраторы, специалисты по безопасности, инженеры ЛВС, интеграторы для увязки моделей с используемым в организации ПО и т.д.

Отличительная специфика работы нефтегазового сектора от ИТ-предприятий заключается в том, что в подавляющем большинстве случаев Заказчик не позволяет передавать свои данные третьим лицам. Поэтому для продакшена приходится разворачивать свою собственную инфраструктуру, при этом стек используемых технологий выглядит весьма внушительно (рис. 2).

Этот сценарий – самый «тяжелый» и дорогой из всех, что связано с необходимостью использования больших вычислительных мощностей, стеком сложных технологий из сферы ИТ и привлечения команд высококлассных специалистов, за которых идет борьба на рынке труда. Более подробно особенности данного сценария рассмотрены в работе [1].

1.4. Пилотный проект

Этот сценарий занимает промежуточное положение между научно-исследовательскими работами и промышленным использованием. Пилот используется в тех же ситуациях, что и промышленный сценарий. Примеры корректных и некорректных целей, требование к исследовательской команде, аппаратному обеспечению и стеку технологий – всё это аналогично сценарию «продакшен».

Для полноценного осуществления пилотного проекта необходимо соблюдение следующих условий:

- успешно проведенные научно-исследовательские работы
- четко прописанные критерии успешности
- наличие небольшого подразделения, в котором с одной стороны можно провести пилот без ущерба деятельности организации в целом, а с другой стороны результаты и выводы могли бы быть обобщены на всё предприятие
- наличие необходимого количества специалистов и оборудования

▼ *Рис. 2. Стек технологий, использующихся при внедрении ИИ в промышленную эксплуатацию.*



Последний пункт необязателен в случае, если пилотный проект проводится сторонней подрядной организацией, которая специализируется на работе с данными и машинном обучении и имеет свой необходимый персонал и оборудование.

1.5. Взаимосвязь сценариев

Возникает закономерный вопрос: какой из сценариев использовать на предприятии нефтегазовой отрасли? Для ответа на него можно взглянуть на опыт применения машинного обучения в других сферах, и в первую очередь на ИТ-отрасль. Исследования, проведенные в [3, 4] показывают, что около 85% проектов, связанных с машинным обучением, искусственным интеллектом и большими данными, не доходят до стадии промышленного использования.

Почему так происходит? Этот вопрос нетривиальный, и в каждом конкретном случае могут быть разные причины: несоответствие целей, плохое командное взаимодействие, низкая прозрачность процесса, изначально некорректная постановка задач и т.д. и т.п. Чтобы не повторять подобных ошибок, следует использовать опыт коллег из смежных отраслей и учитывать их советы и рекомендации. Один из них – это использовать стадийность процесса внедрения:

1) сначала проводится апробация (для этого не нужно много затрат);

2) после успешной апробации необходимо провести полноценные научно-исследовательские работы;

3) если НИР дали положительные результат, следует провести пилотный проект, затрагивающий небольшую, но репрезентативную часть организации;

4) и только при условии успешной реализации предыдущих этапов можно переходить к стадии промышленного внедрения.

Предложенный способ является долгим и дорогостоящим. Безусловно, есть примеры быстрого вывода систем ИИ в продакшен, но эти примеры скорее единичны и относятся к сфере ИТ. Попытки «быстро и дешево» внедрить машинное обучение на предприятиях реального сектора экономики как правило заканчиваются провалом с последующим неверным выводом о том, что вся технология ИИ не работает.

2. Типичные ошибки применения ИИ

Рассмотрим типичные ошибки, которые допускаются при попытке использования искусственного интеллекта в реальном секторе экономики. Укрупненно их можно подразделить на три категории: технические, методические и системные ошибки.

2.1. Технические ошибки

Данный класс ошибок связан с конкретной решаемой задачей. Это может быть неверно выбранный алгоритм, неправильная функция потерь, неверно выбранный тип априорного распределения, не тот тип регуляризации и т.д. В целом довольно сложно выявить определенные паттерны, т.к. спектр решаемых на сегодняшний день задач в различных отраслях науки и техники достаточно велик.

2.2. Методические ошибки

Ошибки этой категории как правило связаны с неправильным использованием технически верных моделей и парадигм. Можно выделить следующие наиболее распространенные ошибки методического плана, которые в том или ином виде встречаются в различных отраслях:

- отсутствие подходящего аппаратного обеспечения. Например, если мы пытаемся использовать глубокие нейронные сети, не имея в наличии подходящей графической платы;
- неверно выбранный стек технологий. Пусть к примеру, необходимо на регуляр-

ной основе выгружать специфическую информацию из базы данных и подавать ее на вход модели. Даже если у нас совершенная модель, мы не сможем ее использовать без необходимой СУБД и соответствующих коннекторов к ней;

• неправильно подобранная команда специалистов или отсутствие нужного специалиста. Как правило, это отсутствие опытного технолога в команде;

• недоучет специфики предметной области;

• использование некорректных критериев успешности.

Необходимо еще раз подчеркнуть, что вышеприведенные проблемы являются ошибками не технического, а методического плана. И для узкопрофильного специалиста они могут быть вовсе не очевидными. Например, датасайентист может обучить очень хорошую с точки зрения точности модель. Но в итоге она не сможет пойти в производственную эксплуатацию из-за задержек процесса распознавания, высоких требований к вычислительной мощности, сложности встраивания в контур предприятия, проигрышу классическому решению и т.п.

2.3. Системные ошибки

Данная категория ошибок – наименее явная и в то же время самая серьезная. Примеры системных ошибок:

1) Некорректные с точки зрения используемого сценария цели

Как правило, это такие ситуации, когда в одном сценарии используются задачи, предназначенные для другого сценария. Типичные случаи: использование аморфных целей для промышленного использования, недостаточная с математической точки зрения формализация задачи в НИР, плохая проработка пилотного проекта.

2) Недоучет классических способов решения задачи

В подавляющем большинстве случаев задача, которую пытаются решить с помощью искусственного интеллекта, уже имеет какие-либо способы решения, либо попытки такого решения. Необходимо проводить системный анализ «классических» подходов – с одной стороны это не позволит впасть в самообман, а с другой стороны знания, выявленные в ходе такого анализа, впоследствии могут быть успешно встроены в интеллектуальное решение.

3) Недостаточное внимание применению стандартных алгоритмов машинного обучения для решения задачи

К сожалению, большинство специалистов по машинному обучению сразу же пытаются применить глубокие нейронные сети для решения задачи. При этом они обходят стороной уже зарекомендовавшие себя в прошлые десятилетия известные стандартные модели машинного обучения, такие как линейная/логистическая регрессия, деревья решений и их ансамбли, машины опорных векторов и т.п. Достоинства таких методов в понятности их работы (как правило это не «черный ящик»), скорости, быстродействии, низкой требовательности к аппаратурным ресурсам. Более того, во многих приложениях ИТ-индустрии (рекомендательные системы, системы скоринга, диагностики, предиктивная аналитика) при правильной организации эксперимента классические модели показывают аналогичный нейронным сетям результат, при этом выигрывая по производительности в десятки раз.

4) Отсутствие бейзлайнов (для сценариев НИР, пилот и продакшен)

Бейзлайн (англ. baseline) – это результат применения к задаче очень простого решения. В качестве бейзлайна может выступать какая-либо эвристика (основанная на правилах), простая физическая модель (если она есть), существующий способ решения задачи, простая модель

машинного обучения (например, линейная регрессия), либо качество решения задачи человеком.

По негласным правилам хорошего тона, перед началом исследований специалист по машинному обучению оценивает, что можно использовать в качестве бейзлайна, и с помощью него получает начальный результат решения задачи. Далее по ходу работы происходит обучение более сложных моделей и сравнение их результатов с бейзлайном.

К сожалению, большинство современных специалистов по машинному обучению забывают об этом правиле и делают свою работу в отрыве от реальности. Можно сэкономить очень много времени, создав хороший бейзлайн, который кроме того позволит сконцентрироваться на поисках решений в нужном направлении.

3. Проблемы использования глубокого обучения

На сегодняшний день модели, основанные на глубоких нейронных сетях, являются безусловным лидером в трех направлениях:

- компьютерное зрение (computer vision, CV). В данном направлении решаются такие задачи, как распознавание изображений и видео, сегментация и детектирование объектов (выделение нужных областей), генерация визуального контента и т.п. – все, что так или иначе связано с графическим материалом.

- обработка естественного языка (natural language processing, NLP). Сюда входят задачи определения тональности высказываний, классификация и генерация текстов, создание автоматических аннотаций, различные чат-боты и т.п.

- голосовые технологии. Это направление включает в себя распознавание и генерация речи, работа с тембром, замена одного голоса на другой, голосовая биометрия и т.д.

Главным фактором, объединяющим данные направления (по мнению автора) является тот момент, что критерием качества работы этих систем является человек. Это привносит определенный момент субъективности в данные модели. И если говорить научным языком, то необходимо подчеркнуть, что в основе работы таких нейросетей лежит психофизиологическая модель восприятия человека. Это может быть представлено как на структурном уровне (например, конволюционные нейронные сети были изобретены на основании анализа работы человеческого глаза; широко распространенная модель «attention» – на основе психологических особенностей внимания человека и т.п.), так и в виде функционала ошибки, который используется при обучении нейронных сетей.

Можем ли мы напрямую использовать такие нейронные сети в геофизике – вопрос открытый и дискуссионный, который требует тщательного научного исследования в каждой конкретной прикладной задаче. По мнению автора, нельзя отвергать возможность использования вышеупомянутых нейронных сетей в нефтегазовой отрасли, так же, как и нельзя голословно принимать их только лишь на основании того, что они работают в мультимедийной и развлекательной сфере.

Кроме того, у глубоких нейронных сетей существует ряд объективных недостатков:

1) сложность интерпретации результата, который выдала обученная модель. Суть в том, что очень трудно понять, на каком основании нейронная сеть выдала определенный результат. Поэтому в тех отраслях, где необходима интерпретируемость (например, в банковском секторе при кредитном скоринге), используются стандартные модели машинного обучения, которые лишены данного недостатка.

2) практическая невозможность повторить результаты обучения. Это проявляет-

ся в том, что при попытке создать с нуля и обучить нейронную сеть из какой-либо научной статьи, мы не получим точно такого же результата. Более того, даже запуская один и тот же код обучения на одних и тех же обучающих данных на том же самом компьютере, мы получим разные модели. Так происходит в силу того, что в современных моделях используются различные методы борьбы с переобучением, основанные на случайном перемешивании входных данных, выключении некоторых весов из процесса обучения (drop-out), аугментации данных и т.п.

3) уязвимость атакам на сеть (adversarial attacks). Суть данной проблемы в том, что если во входной сигнал подмешать определенным образом сгенерированный шум, то нейронная сеть перестает нормально работать. Данная проблема обнаружена сравнительно недавно, и окончательного решения пока не найдено.

Это вовсе не значит, что нужно ставить крест на использовании глубокого обучения в реальном секторе экономики. Просто нужно понимать, что есть проблемы, и разрабатывать подходы и решения, которые позволяли бы избежать фатальных ошибок при внедрении ИИ в производство. Более того, наука не стоит на месте, и в последнее время появились перспективные направления, которые потенциально могут преодолеть вышеописанные трудности:

- интерпретируемый ИИ (explainable AI, xAI) – направление, которое исследует способы и возможности сделать ИИ более прозрачным и объяснимым;

- нейронные сети, основанные на физике (physics-informed neural networks, PINN). При обучении таких моделей в функционал ошибки вводятся дополнительные ограничения исходя из физики процесса;

- байесовское машинное обучение (bayesian machine learning) – это подход, который сочетает байесовскую статистику и машинное обучение для составления прогнозов и выводов при явном учете неопределенности.

Данные направления видятся особенно перспективными для задач нефтегазовой отрасли.

4. Современные тенденции применения ИИ в нефтегазовой отрасли

Не смотря на приведенные выше ошибки и проблемы, на сегодняшний день можно сказать, что в целом искусственный интеллект имеет большие перспективы применения в реальном секторе экономике, в том числе и в геофизике. Появляется все больше примеров успешного применения машинного обучения в различных отраслях, на практически всех значимых международных конференциях целые секции посвящаются вопросам применения ИИ.

На основании опыта участия автора в различных мероприятиях международного уровня, можно выделить следующие тенденции.

4.1. Все более частое применение ML/DL/AI/IT-алгоритмов для решения широкого спектра практических задач нефтегазовой отрасли.

Ниже приведены примеры наиболее распространённых типов задач:

- увязка каротажных данных различных скважин;

- автоматизированная интерпретация каротажных кривых;

- применение технологий NLP для обработки геолого-геофизических отчетов;

- применение технологий CV для распознавания графических паттернов на

геолого-геофизических данных;

- восстановление данных одного из методов ГИС по набору других каротажных данных;
- автоматизация процесса обработки и интерпретации сейсмических данных;
- использование машинного обучения в процессе бурения и геонавигации.

4.2. Тщательная и скрупулезная работа по систематизации и подготовке геолого-геофизических данных с целью их последующего использования для обучения алгоритмов ML/DL/AI:

- каталогизация имеющихся данных и ведение единого реестра;
- кластеризация данных (выделение наиболее характерных типов во всем массиве информации);
- систематизация имеющейся информации (выработка единых стандартов к форматам данных, способам хранения, запросам для извлечения данных);
- использование ML/DL/AI/IT для автоматизированной оцифровки и распознавания архивных геолого-геофизических материалов;
- применение современных информационных технологий для создания хранилищ данных и возможности оперативного доступа к любой необходимой информации.

4.3. Более широкое применение алгоритмов оптимизации и предиктивной аналитики для продвинутой работы с аппаратурой и оборудованием:

- автоматизированный анализ состояния оборудования и аппаратуры на основе показаний сенсоров/датчиков и исторической информации;
- построение прогнозов по износу и выходу из строя оборудования;
- переход от обслуживания по регламенту к обслуживанию по состоянию;
- оптимизация логистических и технологических цепочек;
- использование алгоритмов из стека рекомендательных систем для построения прогнозов и рекомендаций.

Литература:

1. Булаев В.И. Особенности внедрения моделей машинного обучения в производственную эксплуатацию // Геофизика. 2022. №4. С. 143-147.
2. Что такое Google Colab и кому он нужен? https://blog.skillfactory.ru/chto-takoe-google-colaboratory-i-komu-on-nuzhen/ (дата обращения: 30.10.2023).
3. Failure rates for analytics, AI, and big data projects = 85% – yikes! https://designingforanalytics.com/resources/failure-rates-for-analytics-bi-iot-and-big-data-projects-85-yikes/ (дата обращения: 30.10.2023)
4. Why do 87% of data science projects never make it into production? https://venturebeat.com/2019/07/19/why-do-87-of-data-science-projects-never-make-it-into-production/ (дата обращения: 30.10.2023)

Подробнее об авторе



Булаев
Владимир Иванович

К.т.н., главный специалист по машинному обучению АО НПФ «Геофизика» (АО «Башнефегеофизика»), г. Уфа.

Как работать лучше, быстрее, безопаснее: АО «Росгеология» провела научно-практический форум «Геофизика-2023»

С 26 по 29 сентября 2023 г. на площадках Пермского государственного национального исследовательского университета (ПГНИУ) и ПАО «Пермнефтегеофизика» (ПНГ) состоялся форум компании АО «Росгео» – «Геофизика-2023».



▲ *Рис. 1. Участники форума «Геофизика-2023», г. Пермь.*

В мероприятии приняли участие специалисты дочерних обществ АО «Росгео» геофизического кластера, всех уровней производственных служб: от полевых специалистов (геофизики, топографы-геодезисты, начальники отрядов) до руководителей партий, проектов, направлений – вплоть до руководителей предприятий.

В процессе работы форума участники:

- обсудили как успешный, так и неудачный опыт выполнения проектов по итогам предыдущих сезонов;
- познакомились с новинками на рынке геофизического оборудования и полевых технологий;
- побывали на экскурсии в ПАО «Пермнефтегеофизика», посетили полевую сейсморазведочную партию;
- участвовали в деловой игре – «Симулятор работы сейсморазведочного холдинга»;
- обсудили текущие и предстоящие проекты.

Спикерами лекций и мастер-классов выступили:

- **Салават Зарипов,** директор по геофизическим работам;
- **Михаил Кузьминых,** заместитель директора - руководитель проектного офиса;
- **Вадим Абубакиров,** руководитель сектора Группы супервайзинга дочерних обществ;
- **Анатолий Череповский,** советник Руководителя производственного блока;
- **Алексей Трофимов,** руководитель сектора дирекции геофизических работ;
- **Олег Панарин,** начальник топографо-геодезического отдела;
- **Этери Таранова,** директор департамента управления производственной себестоимостью.



▲ *Рис. 2. ПАО «Пермнефтегеофизика» готовится к тестированию бескабельной системы «Геотом», август 2023 г.*



▲ *Рис. 3. Идет производственное планирование предстоящего сезона. Пока в игре.*

Были также приглашены выступающие из компании «Геосейс» – Антон Юров рассказал о новых технологиях возбуждения и регистрации сейсмических сигналов. Слонов Дмитрий – главный редактор журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» – представил информацию о летних опытно-производственных работах с новой российской бескабельной регистрирующей системой, опробованной в августе на проекте ПАО «Пермнефтегеофизика». Выступающие отметили высокую инновационную мотивацию пермяков, которые сразу после публикации в журнале информации об отечественном программно-аппаратном комплексе «Геотом» пригласили разработчиков компании «Геосейс» с их новым оборудованием на действующий проект, провели опытные работы, где также присутствовали специалисты предприятия-Заказчика сейсморазведочных работ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», и даже успели опубликовать анализ результатов выполненных тестов, наметив план дальнейшего взаимодействия с производителями российской бескабельной сейсморегистрирующей системы.

Игра **«Симулятор работы сейсморазведочного предприятия»,** проведенная автором – руководителем сектора проектного офиса Дмитрием Бартошем – вызвала большой интерес и активность. По сценарию участники были поделены по уровням принятия решений – управляющая дирекция, филиалы, полевые партии. Причем, важно отметить, что деление проводилось не по имеющемуся статусу участников, а достаточно случайным образом.

Директора предприятий погружались в оперативное исполнение проектов на уровне партии, а некоторым «технарям-практикам» пришлось разбираться в задачах, решаемых управляющей дирекцией. Как правильно спланировать ресурсы, вовремя провести подготовку к проекту, обеспечить бесперебойное снабжение и оперативно сманеврировать кадрами и техникой – всё как в реальной жизни. К счастью, затраты и потери остались только на бумаге, но приобретённый опыт – бесценен.

По итогам сыгранного сезона виртуальный Холдинг выполнил 10 проектов из 11 с положительным финансовым результатом. Главным результатом игры стало понимание того, как важна слаженность работы команды на всех уровнях для достижения общей цели предприятия.

ПАО «Пермнефтегеофизика» было выбрано как эталонное предприятие Геофизического кластера компании «Росгеология», подтверждающее свой статус не только финансовой составляющей, но и внутренней самоорганизацией, квалифицированным коллективом, оборудованием и обустройством рабочих мест. А.П.Лаптев, Управляющий директор ПАО «Пермнефтегеофизика», прокомментировал выбор места проведения форума: *«Мы очень рады, что форум состоялся на пермской земле, и это – не случайность. В первую очередь, город Пермь в этом году отметил свое 300-летие. Во-вторых, ровно 85 лет назад в Пермском Прикамье создана Прикамская группа каротажных партий, которая стала основой для создания нашего предприятия в 1950 году. Таким образом, пермская геофизика – предприятие с более чем 70-летней историей. Сегодня оно круглогодично оказывает нефтегазовым компаниям Пермского края, Удмуртской Республики, Свердловской области, Ханты-Мансийского автономного округа и других субъектов РФ полный цикл геофизических услуг по направлениям разведочной и промысловой геофизики – от проектирования съемок, выполнения полевых и камеральных работ в наземной и скважинной геофизике до выдачи конкретных рекомендаций и мониторинга результатов.*

Работая в рамках новой современной модели управления ПАО «ПНГ» стремится к достижению наивысших стандартов деятельности и передовых производственных показателей с наименьшими затратами. Целью работы Общества было и остается дальнейшее развитие предприятия, ориентированного на эффективность, устойчивость и обновление.

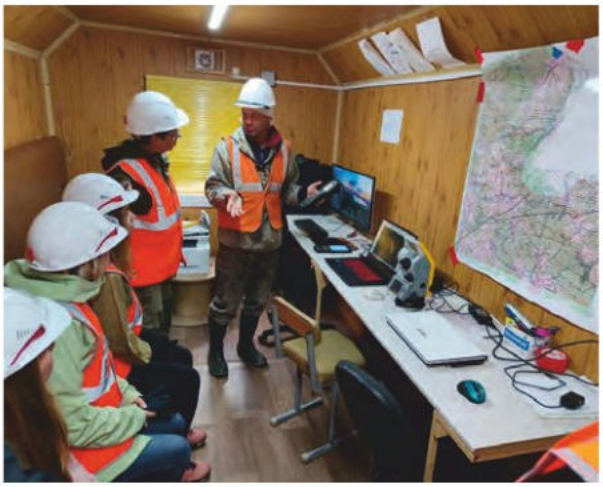
Предприятие обеспечено собственной технико-методической базой и высококвалифицированными кадрами. В результате, на данный момент, несмотря на жесткие рыночные условия, ПАО «ПНГ» является ведущим российским геофизическим предприятием, деятельность которого во многом способствует стабильности экономического развития Пермского региона. Это удалось воочию увидеть участникам форума и в процессе производства работ, и при организации встреч, проведении различных мероприятий».

Так, в рамках программы форума был организован выезд участников в действующую сейсморазведочную партию ПАО «ПНГ». Объектом посещения была выбрана Глубоковская площадь, на которой сейсморазведочная партия № 12 производила работы по технологии МОГТ-3D по заказу компании ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Площадь объёмом 312,6 км² расположена в пределах Бардымского и Еловского муниципальных округов и Осинского городского округа Пермского края примерно в 150 км от города Перми.

В ходе посещения партии участники ознакомились с организацией и обустройством современного полевого лагеря, её жилым и хозяйственным фондом. Спецификой предприятия является тот факт, что весь объем работ МОГТ 2D/3D выполняется с применением экологосбе-



▲ *Рис. 4. Демонстрация малогабаритной буровой установки УБШМ-1-13.*



▲ *Рис. 5. Знакомство с работой топогеодезической службы.*

регающей технологии с малогабаритными бурстанками. Достоинствам и особенностям этой технологии посвящен ряд публикаций сотрудников предприятия в журнале «Приборы и Системы разведочной геофизики». Главным её премуществом является возможность выполнять сейсморазведку на участках сплошной залесённости или заболоченности, на акваториях рек, в охранных зонах, на пересечённой местности. При этом полностью исключается рубка леса за счет применения взрывного типа источника с зарядами малой мощности и подготовки визирок шириной 1 метр для проезда малогабаритных буровых станков. В полевой партии на площадке для стоянки техники была организована демонстрация возможностей установки УБШМ-1-13, применяющейся предприятием в рамках экологосберегающей технологии сейсморазведки (Рис.4).

Специалисты топогеодезической службы партии продемонстрировали современные спутниковые системы, навигационное оборудование и программное обеспечение, используемые для привязки объектов инфраструктуры и технологических коммуникаций, создания опорной сети под инструментальную разбивку профилей, разбивки пикетажа линий возбуждения и приёма и оперативной обработки геодезической информации (Рис.5).

Также был организован выезд на профиль к месту стоянки сейсмостанции Sercel 428XL, где участники форума ознакомились с работой геофизиков-операторов по настройке активной приёмной расстановки и с процессом последующей регистрации сейсморазведочных данных.

Время проведения форума было определено подготовкой к новому сезону, т.к. главная цель встречи специалистов – это подготовка к зимнему полевому сезону 2023-2024 гг. Форум должен был заложить информационную основу для роста производительности, бережливого производства с постоянным улучшением качества и безопасности работ.

В завершающий день участники форума побывали на экскурсии в инженерно-лабораторных корпусах ПАО «ПНГ», где ознакомились с производственными объектами, работой вспомогательных служб (проектно-сметный и



▲ *Рис. 6. Экскурсия в Центр обработки и интерпретации промысловых данных.*

геологический отделы), центров обработки и интерпретации сейсмических и промыслово-геофизических данных (Рис. 6).

Камеральные подразделения ПАО «ПНГ» оснащены современными мощностями, техникой и программным обеспечением, что позволяет ежегодно проводить обработку и интерпретацию данных МОГТ 3D в объеме до 2,5 тыс.км2, МОГТ 2D – до 3,5 тыс. пог.км, исследовать в среднем 600 скважин различного назначения.

Современные графы обработки сейсмических данных, применяемые на предприятии дают новую информацию о строении участков недр, изученных сейсморазведкой в прошлые годы. Выполняются также работы по обобщению кубов сейсмических данных и их совместной обработке и интерпретации, что позволяет получать единую сейсмогеологическую модель одного или нескольких лицензионных участков и оперативно её мониторить по результатам бурения, давать рекомендации на постановку ГРР.

Внедрение новых методов ГИС и их интерпретация также дают дополнительную геолого-геофизическую информацию о перспективных объектах даже на «старых месторождениях», выделяются дополнительные коллектора, уточняется литолого-фациальное строение толщ, определяется характер насыщения.

Если говорить об эффективности работ ПАО «ПНГ», то только за последние годы по результатам бурения и ГИС на структурах, подготовленных с участием ПАО «Пермнефтегеофизика», открыто 12 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами 31.1 млн.т.у.т. Успешность ГРР с 2010 года составляет 0,97.

Таким образом, коллектив ПАО «ПНГ» сохранил высокую конкурентоспособность и продолжает успешно трудиться за счет высокого профессионального уровня, умения использовать все передовые достижения науки и техники. Организаторы форума уверены, что опыт ПАО «ПНГ» обязательно будет принят во внимание всеми участниками форума.

«Выражаю огромную благодарность Блоку по кадровой политике, корпоративной культуре и социальным вопросам АО «Росгео», руководству ПАО «Пермнефтегеофизика» и Пермскому государственному национальному исследовательскому университету (ПГНИУ) за организацию мероприятия, управляющим директорам подразделений АО «Росгео» за поддержку и направленных специалистов, а также всем коллегам за активное участие.

До встречи в новом сезоне!»

– Михаил Кузьминых.



Геомодель2023

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

4 - 7 сентября 2023 г.

Геленджик, Россия

www.geomodel.ru

В этом году конференция, ставшая юбилейной, собрала в конгресс-центре АО "Южморгеология" 170 участников из 78 организаций, представителей крупнейших нефтегазовых и сервисных компаний, научных, образовательных учреждений и смежных отраслей. Из 145 поданных на конференцию докладов, в Программу включены 110, распределенные по 19 научным сессиям. Также были организованы круглый стол, научно-практический семинар и научная лекция.

Пленарное заседание конференции вел заслуженный геолог РФ, ведущий эксперт ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» И.Н.Керусов. С докладами на пленарном заседании выступили профессор МГУ им. М.В.Ломоносова, д.ф.-м.н. Ю.П.Ампилов; член-корреспондент РАН, д.г.-.м.н., ИНГГ СО РАН В.А.Конторович; д.г.-м.н., ООО «Газпромнефть НТЦ» Т.В.Ольнева и другие. В выступлениях участников заседания был дан анализ современного состояния и актуальных проблем геонаук и нефтегазовой отрасли. Особое внимание было уделено вопросам внедрения инновационных технологий, импортозамещения, использования искусственного интеллекта.

На 19 научных сессиях, включенных в программу конференции, были рассмотрены вопросы геологического, гидродинамического и геомеханического моделирования; полевых работ, обработки и интерпретации геолого-геофизических данных; исследований трудноизвлекаемых запасов углеводородов, разработки месторождений УВ, применения машинного обучения и искусственного интеллекта в геонауках.

В соответствии с современными тенденциями отдельным пунктом научной программы конференции выделена лекция П.Ю. Авдеева «Искусственный интеллект на службе геофизика: технологии Data Science в интерпретации данных СРР». Тема искусственного интеллекта звучала во многих докладах. «Машинное обучение и искусственный интеллект в геонауках» - сессия, собравшая большое количество слушателей, где буквально каждый доклад вызывал бурную дискуссию. Лучшим докладом на этой сессии был признан доклад «Анализ наиболее распространенных сценариев использования искусственного интел-



▲ *Рис. 1. Тема искусственного интеллекта в геологии и геофизике – важный технологический тренд.*

лекта в нефтегазовой отрасли» В.И. Булаев* (1) (1 - АО НПФ «Геофизика»).

Многие спикеры, ведущие сессий, отметили, во-первых, рост научного уровня представленных докладов, а во-вторых, тенденцию к большей открытости выступающих, раскрывающих секреты своих исследований и разработок. Вот некоторые цитаты финальной дискуссии, дающие представление об акцентах прошедшей конференции:

«Наблюдаются тенденции к расширению и углублению междисциплинарного взаимодействия плюс интенсивное внедрение технологий обработки и интерпретации геоинформации на основе искусственного интеллекта.» (Ампилов Ю.П.);

«Появилось направление по повышению качества обработки данных за счёт построения более точных процедур обработки, когда настройка этих процедур происходит на улучшенных данных, а в итоге эти процедуры применяются к исходным данным. В ближайшем будущем подобные схемы могут стать стандартными в обработке сейсмических данных. В связи с повышением качества обработки специалисты стали больше внимания уделять количественным характеристикам качества. Думаю, что в ближайшем будущем будут выработаны более чёткие стандарты, которые войдут в обработку.» (Протасов М.И.);

«Будущее за гибридными алгоритмами обработки "физика с машинным обучением" и различными методами декомпозиции» (Архипов А.А.);

«Вновь набирает популярность методика расширения спектра сигнала. Также особое внимание уделяется глубинной миграции и построению глубинно-скоростной модели среды. Проблема учета сложнопостроенной верхней части разреза остается одной из наиболее актуальных задач.» (Денисов М.С.);

«Пожалуй, самым интересным на выступлениях было то, насколько широкую область исследований они охватили.» (Симаков А.Е.).

Подводя итоги прошедшей 25 – 27 октября 2023 года V Международной научно-практической конференции «Инженерная сейсморазведка и сейсмология - 2023».

V МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
ИНЖЕНЕРНАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА И СЕЙСМОЛОГИЯ 2023

Спонсор конференции - ООО «ГЕОСИГНАЛ»

http://geosignal.ru/



По широкому охвату тем - от теоретических взглядов на проблемы сейсморазведки и сейсмологии до проблем реализации высказанных идей, обсуждения производственных вопросов, связанных с развитием инженерной отрасли в приповерхностной части разреза, развитием аппаратуры, методики работ и обработки материалов исследований – конференция подтвердила свою репутацию одного из главных в году форумов инженерно-геофизических исследований.

В конференции приняли участие более 100 человек (очное и онлайн участие), это участники из 14 городов России, а также представители зарубежных организаций из Казахстана, Киргизии и Латвии. Прозвучало 37 докладов, из них 4 расширенных доклада и мастер-класса и круглый стол.

Конференция открылась мастер-классом Скворцова А.Г. с соавторами «Инженерная сейсморазведка в геокриологии». Государственная программа осовоения Арктики подчеркивает роль, возможности и ограничения малоглубинной сейсморазведки в этом процессе требуют обсуждения.

Развитием темы стал доклад «Исследование латерального и глубинного разрешения метода MASW в условиях многолетнемерзлых грунтов» Яблокова А.В. с соавторами из Новосибирского государственного университета.

Замечательное выступление в первый день конференции было сделано на мастер-классе А.С. Алешиным (Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН) «О путях развития норм сейсмического микрорайонирования». Поднята и обсуждена важнейшая тема для проектирования строительства всех видов сооружений на поверхности и в приповерхностной части Земли.

В мастер-классе Перетокина С.А. и Завьялова А.Д. поднят насущный вопрос





о необходимости включения методических рекомендаций по выполнению ВАСО в нормативные документы. Важный вопрос поднят в докладе Клепиковой С.М. и др., о том, что учет поправки за воду в формуле приращения балльности до сих пор прописан в ряде действующих нормативных документов. В материалах научной станции РАН в г. Бишкеке рассмотрены методы фундаментальных исследований земной коры.

Аппаратурная тема, в том числе и с полевой демонстрацией оборудования была ярка и разнообразна. «Использование малого электромеханического многоволнового виброисточника в зоне карстовых проявлений в г. Москва – результаты и перспективы» (Соловьев А.О. с соавторами (ООО «НПП» «Спецгеофизика», ИИИТ РУДН)), «Результаты полевого тестирования портативного вибрационного источника поперечных волн» (Дергач П.А и др. Новосибирский государственный университет) (Федотов А.С. (ООО «Геосигнал»)) «Развитие аппаратурных комплексов в инженерной геофизике» и «Новинки продукции НПФ «Радарных систем»» Зеленкова С.А.; сообщение «Производство геофизических кос, разъёмов и кабеля для сейсморазведки» (Воронцов В.В.,ООО Геоспейс Технолоджис Евразия).

Важным и интересным выступлением на конференции был мастер-класс Вознесенского Е.А. (Институт Геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН) «Динамические свойства грунтов по данным геофизических методов и прямых испытаний». На большом количестве примеров исследований разбирался вопрос о соотношении одноимённых упругих модулей, определенных по данным сейсмоакустики и по результатам прямых инженерно-геологических измерений, что означают различия в результатах разных способов исследований и как их учесть. Вопрос очень важный, который без соответствующего решения приводит либо к полному недоверию результатам геофизических методов, либо к ошибочному использованию результатов геофизики напрямую для оценки прочностных и деформационных свойств грунтов в основании сооружений.

На круглом столе поднималась животрепещущая тема ценообразования сейсморазведочных исследований и работ по сейсмическому микрорайонированию, выполняемых в составе инженерных изысканий. Для дискуссии были приглашены сотрудники ФАУ "Главгосэкспертиза России" Хромова М.Н. и Бревнов Ю.В., представляющие Отдел разработки и актуализации методик по ценообразованию проектных и изыскательских работ Управления разработки сметных нормативов. Слушателям рассказали о ходе разработки новой методики определения стоимости работ по инженерно-геофизическим исследованиям, попросили профессиональное сообщество о помощи в предоставлении исходных данных для расчёта нормативных затрат и показали результаты промежуточных определений стоимости в сопоставлении с СЦИР-82. Вопросов за 30 лет накопилось много, тематика дискуссии была острой и наболевшей, а проблемы ценообразования инженерно-геофизических исследований в рамках инженерно-геологических изысканий давно уже требуют своего решения.

Итогом конференции стало голосование с предложением о предании всем последующим конференциям имени Абизгильдина Ильдуса Хасановича в память об их создателе. Предложение единогласно поддержано очными и онлайн участниками конференции.

В целом, конференция продемонстрировала большую заинтересованность научно-производственного сообщества в контактах, обмене идеями, разработками и результатами исследований.

Приглашаем Вас на

III международную научно-практическую конференцию и выставку

«ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКА - 2024» имени И.Х. Абизгильдина
теория, методы, практика

27 - 29 марта 2024 года
Москва

Открыта предварительная регистрация на сайте:

https://www1.elektrorazvedka.ru

ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКА
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

Крупнейшая конференция в области геологоразведки «ПроГРРесс» собрала представителей ведущих нефтегазовых компаний России

Свыше 400 руководителей и специалистов нефтегазовой отрасли приняли участие в конференции «ПроГРРесс'23. Геологоразведка как бизнес». Представители органов государственной власти, бизнеса, науки и нефтесервисных организаций рассмотрели актуальные вызовы и возможности, стоящие перед геологоразведочной отраслью.

Участники трехдневной конференции обсудили технологическое развитие отрасли геологоразведки и импортозамещение в условиях сокращения доли зарубежного сегмента нефтесервисных услуг.

Эксперты из нефтегазовых компаний, научного и IT-сообществ, производители оборудования поделились опытом внедрения российских решений и успешными бизнес-кейсами.

Специалисты рассказали о новых решениях в разведочной геофизике и сейсмике, обсудили перспективы выхода российских ВИНК в новые поисковые зоны и расширение геологоразведки в Восточной Сибири.

Одной из главных тем «ПроГРРесса» стала цифровизация отрасли, которая изменила не только подходы к проектам и обработке массивов геологической информации, но и вывела на качественно новый уровень механизмы взаимодействия ВИНК с органами государственной власти. Топ-менеджеры и специалисты ведущих компаний рассказали об изменении подходов к бизнесу в условиях санкционных ограничений, изменении каналов сбыта, а также о поиске новых партнерств и форматов сотрудничества.

Дмитрий Аракчеев, генеральный директор «Росгеолфонда»: «Конференция «ПроГРРесс» собрала вместе представителей органов госвласти и крупнейших отраслевых игроков. Участники обсудили не только состояние геологоразведки, но и подходы к повышению эффективности взаимодействия государства и бизнеса. За последние годы произошел рывок в цифровизации государственного управления фондом недр. Мы перешли от управления на основе документов к управлению на основе данных, что в перспективе приведет к принципиально новым подходам к оценке, воспроизводству и освоению минерально-сырьевой базы. Диалог с «Газпром нефтью» и другими участника «ПроГРРесса» важен для получения обратной связи и дальнейшего совершенствования цифровых сервисов по экспертизе запасов, сбору отчетности, электронных аукционов и многих других».

Яков Сергиенко, партнёр, руководитель «Яков и Партнёры»: «В условиях роста спроса на энергию Россия продолжит играть ключевую роль в поддержании мирового энергобаланса. С учетом глобальной геополитической нестабильности и структурных изменений рынка отечественному нефтегазовому комплексу необходимо развивать собственные технологии. Важно отметить, что уже несколько лет по всему миру ощущается нехватка инвестиций в геологоразведку, формирующую будущую добычу. Конференция «ПроГРРесс» дала возможность лидерам отрасли обсудить возможности консолидации усилий для ответа на вызовы, стоящие перед российской геологоразведкой».



Юрий Масалкин, директор по геологоразведке и развитию ресурсной базы «Газпром нефти»: «Конференция «ПроГРРесс» уже в третий раз собирает лидеров бизнеса и руководителей органов власти, от которых зависит развитие нефтегазовой отрасли. Для нас это важная возможность сверить часы, дать и получить обратную связь, а также найти потенциал для повышения эффективности взаимодействия. Сейчас задача номер один – оперативно найти формулу, которая позволит эффективно стимулировать геологоразведку и сформировать условия, при которых мы сможем обеспечить необходимый объем запасов».

Игорь Шпуров, генеральный директор Государственной комиссии по запасам: «Доля ТрИЗ продолжает увеличиваться, поэтому одна из главных целей для отечественной нефтяной отрасли – это создание новых эффективных технологий и оборудования для работы с данным видом запасов. Для обеспечения энергобаланса в ближайшие 30 лет нам нужно сделать рентабельными примерно 27 млрд тонн условного топлива, как за счет наращивания объемов геологоразведочных работ, так и благодаря развитию технологий добычи. В настоящее время Правительство обсуждает расширение налоговых льгот для трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и прочие меры поддержки для геологоразведки».

Генеральными спонсорами мероприятия выступили компании «Петротрейс» и «Акбарыс».



Саратов | 18-20 сентября 2024 г.

Встречи на Волге

ООО "ГеоЕвразия", ООО «ЦГМ НИР Поволжья», АО «СКБ СП» и журнал «Приборы и Системы разведочной геофизики» возобновляют проведение конференций «ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ» в городе Саратове.

Саратов является одним из старейших регионов нефтедобычи в России, здесь существует авторитетная школа специалистов геологов и геофизиков, продолжаются многолетние традиции создания геофизической аппаратуры мирового уровня.

Организаторы приглашают участников конференции рассказать о своих перспективных разработках, познакомиться с новыми достижениями коллег в области приборостроения и геофизических технологий.

В программе конференции планируются как информационные сообщения, так и практическая демонстрация геофизической аппаратуры как российских производителей, так и зарубежных.

Конференция состоится с **18 по 20 сентября 2024 года** в г. Саратове, часть мероприятий традиционно пройдет на берегу Волги.

ГЕОЕВРАЗИЯ GEOEURASIA

ЦГМ НИР поволжья

ОАО "СКБ СП"

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ
ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

Контакты:

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

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

встречинаволге.рф

Геомодель

Проведение мероприятий - конференций, выставок и семинаров. Образовательные программы - краткие курсы, лекции

www.geomodel.ru



Пекин, Китай

25–27 марта 2024 г.

Нефтяные и Нефтехимические Технологии 2024

Международная конференция и выставка



Санкт-Петербург, Россия

8–11 апреля 2024 г.

Санкт-Петербург 2024.

Геонауки: Современные вызовы и пути решений

11-я международная конференция



Казань, Россия

13–16 мая 2024 г.

Инженерная и рудная геофизика 2024

включая **Инженерная и рудная геология 2024**

20-я научно-практическая конференция и выставка



Казань, Россия

13–16 мая 2024 г.

Горизонтальные скважины 2024

6-я научно-практическая конференция



Калининград, Россия

20-23 августа 2024 г.

Интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой отрасли 2024

5-я научно-практическая конференция



Геленджик, Россия

9-12 сентября 2024 г.

Геомодель 2024

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



Тюмень, Россия

23–27 сентября 2024 г.

Тюмень 2024.

Актуальные тренды научно-технологического и операционного развития нефтегазовой отрасли

8-я научно-практическая конференция



октябрь 2024 г.

Углеводородный потенциал Дальнего Востока 2024

7-я научно-практическая конференция



октябрь 2024 г.

Российская отраслевая энергетическая конференция (РОЭК)



февраль, март, ноябрь 2024 г.

Программа образовательных онлайн-курсов по геонаукам

Москва, Ленинский проспект, д.19 | Тел. +7 495 640-20-08 | Email: info@geomodel.ru

ГЕОЕВРАЗИЯ
GEOEURASIA

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ 2024

11-13 МАРТА

VII ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА «ГЕОЕВРАЗИЯ-2024. ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ: НАУКА И БИЗНЕС», ЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНОЙ ТОРГОВЛИ, Г. МОСКВА

МОСКВА

22-25 АПРЕЛЯ

XIII НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ГЕОСОЧИ-2024. НОВЫЕ ИДЕИ И ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДОЧНОЙ И ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ», SEA GALAXY HOTEL, Г. СОЧИ

СОЧИ

24-26 АПРЕЛЯ

МЕЖДИСЦИПЛИНАРНАЯ ДИСКУССИОННАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ СООРУЖЕНИЙ И ОСНОВАНИЙ: ДИАГНОСТИКА, ОЦЕНКА И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ». Г. СОЧИ

СОЧИ

4-6 СЕНТЯБРЯ

VIII БАЛТИЙСКАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «BALTICPETROMODEL-2024. ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД», Г. КАЛИНИНГРАД

КАЛИНИГРАД

18-20 СЕНТЯБРЯ

КОНФЕРЕНЦИЯ «ВСТРЕЧИ НА ВОЛГЕ», ПАНСИОНАТ «ВОЛЖСКИЕ ДАЛИ», Г. САРАТОВ

САРАТОВ

2024 НОЯБРЬ

ТЕМАТИЧЕСКИЕ КУРСЫ

ONLINE

КОНТАКТЫ:
WWW.GECE.MOSCOW, INFO@GECE.MOSCOW

INOVA становится ближе

Прошел ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СЕМИНАР КОМПАНИИ INOVA GEOPHYSICAL «BAKU-2023»

26 – 27 сентября в Баку прошел Технологический Семинар компании Inova Geophysical, посвященный новейшим тенденциям в сейсморазведке. Мероприятие было организовано компанией Eurasia Oil Services (EOS), являющейся эксклюзивным агентом компании Inova Geophysical в регионе.



В рамках семинара были представлены презентации по обзору новых технологий, кабельным и бескабельным системам, виброисточникам.



Президент и Главный Управляющий компании Inova Geophysical Кэри Могдан, открывая мероприятие, рассказал о значительных проектах, которыми компания занималась в последнее время, включая проект в Омане с использованием нодальной системы в трудных условиях пустыни, Мексиканский проект с использованием смешанной расстановки нодальных систем Analog Quantum и Quantum Accuseis MEM, а также самую высокопроизводительную партию в истории Саудовской Аравии с использованием 80000 каналов G3i HD и 54 виброисточников в условиях пустыни.

Вице-Президент по Технологиям и Разработке Арджун Селвакумар привлек внимание к разработке и усовершенствованию цифровых датчиков для геофизического рынка, интегрированным технологиям датчиков Accuseis MEMS, а также контролю качества данных в нодальной сейсморазведке HyperQ.



В мероприятии приняли участие специалисты-геофизики ведущих геологических компаний из пяти стран. Компания Inova Geophysical считает регион стратегически перспективным с точки зрения развития бизнеса.



«Мы готовы развивать партнерские отношения со всеми геофизическими компаниями, поставляя самое современное оборудование и технологии, обеспечивая оперативную поддержку пользователям. А семинар компании обязательно будем проводить на регулярной основе» - сказал на закрытии мероприятия генеральный директор компании EOS Жан Жанюар.



EURASIA OIL SERVICES

MIND TECHNOLOGY

INOVA®

Your Gateway to Business in Eurasia

Стратегический и управленческий консалтинг на нефтесервисном рынке Ближнего Востока

Анализ состояния рынка и перспективных направлений в регионе под интересы клиентов;

Разработка стратегии вхождения на рынок;

Поиск и подбор решений по расширению и оптимизации бизнеса в странах Ближнего Востока;

Развитие Вашего бизнеса «под ключ».

Партнерство

Представление интересов клиента в странах региона;

Поиск местных партнёров и заказчиков, организация переговоров;

Привлечение инвестиций под перспективные проекты.

Поставки оборудования и разработка технологических решений

Аренда и продажа нового и бывшего в употреблении оборудования и комплектующих для геологоразведки на море и на суше;

Подготовка проектных решений под запрос.

Россия, г. Москва:
+7 (985) 222 48 44
Россия, г. Уфа:
+7 (347) 246 90 74

ОАЭ, г. Дубай,
+971(56) 170 2553
info@eurasia-oil-services.com

www.eurasia-oil-services.com

Сейсморазведка своих не сдает.

Разве что в аренду.



Аренда сейсморазведочного оборудования

SERCEL 428/508 – регистрирующая система для работ на суше и в транзитных зонах

Aram Aries II – телеметрический комплекс

RT 2 System – гибридная система регистрации с беспроводной передачей данных в режиме реального времени

ГЕОТОН – семейство невзрывных импульсных сейсмоисточников

SLIM WAVE – внутрискважинная телеметрия в реальном времени, для ВСП, межскважинных и микро-сейсмических работ.

G-SOURSE / BOLT – пневматический сейсмоисточник

Судно шутер «Скат» для сейсморазведки в транзинтых зонах

Катамараны проекта «Гео» для проведения геофизических и инженерно- геологических работ

Тел/факс: +7 (495) 694-1940 – круглосуточно
E/mail: info@geoton.ru **www.**geoseisholding.ru

ХОЛДИНГ **ГЕОСЕЙС**