ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ЯНВАРЬ-МАРТ

1/2024

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:



ИМПОРТО-замещение

Российская сейсморегистрирующая система "Геотом" на проекте компании ТСГК

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

UZS – 01
Устройство фиксации заряда скважины



Solo 5-10Hz
Горизонтальный геофон, чувствительность 80V / M / S





Solo 5Hz
Геофон, чувствительность 180V/M/S

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

ТЕМА НОМЕРА:
«Импортозамещение»

СОДЕРЖАНИЕ:

Наши партнеры 4

КОЛОНКА РЕДАКТОРА
Главный редактор Слонов Д.Н. 6

ТЕМА НОМЕРА
Сейсмический вибрационный источник «БАТЫР». Техническое решение в условиях международных санкций
Гафаров Р.М., Идиятов Р.Х. 7

Будущее начинается вчера. Российская сейсморазведка – вчера, сегодня, завтра
Жужель В.С., Жужель А.С., Нетеганова (Жужель) Т.С. 16

Компания «Геоспейс» - как стать флагманом импортозамещения в российской геофизике
Воронцов В.В. 27

Надежные российские контакты. Самойлов А.В. 34

Возможности вибрационной сейсморазведки в повышении эффективности инженерных изысканий
Жуков А,П., Коротков И.П., Соловьев А.О., Кузнецов В.М., Серебряков В.С. 38

Новейший российский аппаратурно-прогаммный комплекс для магнитотеллурических зрндирований «SMT-32»
Куклина Ф.Р., Семинский И.К., Немцева Д.Б., Гомульский В.В., Давыденко С.А., Шарлов М.В., Агафонов Ю.А. 45

Российское геофизическое оборудование производства АО «СКБ СП» г. Саратов
Тарасов В.Н. 52

«ГСК-СЕЙСМОМОДЕЛИРОВАНИЕ» - программа моделирования 3-D сейсмических данных в приближении Кирхгофа
Закариев Ю.Ш., Казаков А.К., Плешкевич А.Л. 56

Разработка высокоточного относительного гравиметра «ПЕШЕХОД»
Акпанбетов С.Б., Фатеев В.Ф., Бобров Д.С., Давлатов Р.А. 65

Развитие отечественного ПО Prime: новый этап в промышленной обработке данных сейсморазведки
Анисимов Р.Г., Кунченко Д.С., Овчинников К.Р., Силаенков О.А., Шалашников А.В. 71

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
Комплексный подход при геофизическом мониторинге ПХГ – гарантия бережной эксплуатации уникального объекта в Арктике
Пасынков А.Г., Комаров В.С., Юров А.А., Ризанов Е.Г. 85

Как «Нейросети» не дают смотреть мимо цели. Курьян С.М. 93

Количественная оценка качества полевого материала в методах естественных сейсмических полей. Пономаренко Д.В., Вихорева А.А., Приходько А.В., Пыхалов В.В., Рассказов А.Н., Горбатиков А.В. 99

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Тест-драйв на Полярном круге. Репортаж с испытаний виброисточников «Восток 62Т»
Слонов Д.Н. 111

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИДЕИ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Комплексные инженерные изыскания при изучении потенциально опасных геологических процессов арктического шельфа
Базилевич С.О., Казанина М.А., Жилин Ф.Е., Кочетов М.В., Шепелев А.А. 122

ЛЮДИ, ДАТЫ, СОБЫТИЯ

Ушел из жизни Насыбулин Е.Х. 134

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:
Бурова В.О.

Учредитель:
СРО МОО ЕАГО

Издатель:
ООО «ПСРГео»

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

Обложка и оформление:
Мокроусов Д.В.

Вёрстка:
Мокроусов Д.В.

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

Подписано в печать:
25.03.2024

Дата выпуска:
31.03.2024

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.

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.

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

Уважаемые коллеги!

Первый номер журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» посвящен вопросам импортозамещения. Тема была обозначена давно, однако номер собирался очень непросто. Возможно, это связано с тем, что сложно отвлекать специалистов на подготовку материала для журнала в разгар зимнего полевого сезона. Тем более, что несколько проектов, где применяется российское оборудование, продолжаются в настоящее время. Это и производственные работы с сейсморегистрирующей системой Геотом (Геосейс, Москва), опытно-промышленное тестирование системы SCOUT-HT (СКБ СП, Саратов), проекты с виброисточниками компании «Геосвип». Про эти и другие интересные проекты зимнего сезона мы постараемся рассказать в самое ближайшее время.

Очень непросто говорить про импортозамещение в приборостроении, так как сложно определиться, где проходит грань между импортной составляющей и российской. И еще сложнее ответить на вопрос, как повысить независимость российских разработок. Но для компании «Соединитель», г. Миасс, представляющей соединители и кабельные сборки для различных геофизических систем, таких вопросов нет. Их продукция импортонезависима на 100%.

Тему номера продолжает материал про российский комплекс оборудования для магнитотеллурических зондирований «SMT-32», компания «Сигма-Гео», г. Иркутск.

В номере дана информация о российских разработках трех предприятий, впервые представленных в журнале. Компания «Нейросети» показывает решения с использованием искусственного интеллекта, которые могут сделать работу эффективнее и безопаснее. ФГУП «ВНИИФТРИ» рассказывает о разработке отечественного высокоточного гравиметра «Пешеход». А компания «Гальва» демонстрирует российский оптический кабель, с характеристиками, не уступающими зарубежным аналогам.

Сразу несколько материалов посвящено теме вибросейсморазведке. Во-первых, это информация о виброисточниках «Батыр» (производитель АО «Башнефтегеофизика»). А также в статье «Возможности вибрационной сейсморазведки в повышении эффективности инженерных изысканий» (ООО «НПП Спецгеофизика») рассказывается об успешном применении непродольного виброисточника в решении различных задач.

Журнал «Приборы и системы» все больше востребован в качестве маркетингового инструмента продвижения оборудования и технологий. И мы не только освещаем отраслевые выставки и конференции, принимая в мероприятиях активное участие. Полевые испытания нового оборудования, на которые приглашается журнал, позволяют делать репортажи непосредственно с места событий. В статье «Тест-драйв на Полярном круге» рассказывается о презентации новых виброисточников компании BASV (Китай), организованной компаниями «Олимп Ойл» и «ALLSEIS» совместно с компанией «Геотек» в г. Новый Уренгой.

Надеемся, что репортажный формат освещения проектов с места событий будет интересен нашей аудитории.

В мае-июне мы планируем подготовить сразу два номера. Второй номер в 2024 году на тему «Геофизика небольшая, но важная» будет посвящен геофизическим работам на небольших объектах, инженерных исследованиях, работам на ТПИ. Но кроме этого номера собирается спецвыпуск «ВСП – широкие возможности технологии».

Приглашаем авторов к участию в данных журналах. И интересного вам прочтения первого номера за 2024 год журнала «Приборы и системы разведочной геофизики».

С уважением,

Главный редактор журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики»,



Слонов
Дмитрий
Николаевич

Сейсмический вибрационный источник «БАТЫР». Техническое решение в условиях международных санкций

Гафаров Р.М., Идиятов Р.Х., АО «Башнефтегеофизика», г.Уфа.

В статье подробно описываются технические характеристики сейсмического вибрационного комплекса «Батыр», выпускаемых компанией Башнефтегеофизика в рамках импортозамещения. Опыт применения данных источников позволяет сделать вывод о надежности и работоспособности в любых климатических условиях, а также возможность использовать их для работ по любым методикам, включая высокопроизводительные Slip-Sweep и ISS. Информация окажется полезной для технических специалистов и геофизиков, которым предстоит выполнять полевые работы в различных регионах России.

Введение

Сейсмическая разведка, как один из наиболее прогрессивных методов нефтегазовой геологии, остается крайне востребованной. Мы сталкиваемся с такими реалиями как необходимость обеспечения прироста запасов за счет широкомасштабных ГРР на неосвоенных территориях в сложных природно-климатических и геологических условиях, с одновременным повышением качества получаемых геофизических данных, достоверности и детализации геологической информации.

Разведочная геофизика является одним из основных направлений деятельности АО «Башнефтегеофизика», которая сегодня занимает лидирующие позиции на рынке сейсморазведочных услуг [1]. Лидерство подразумевает постоянное обновление и пополнения парка используемого оборудования. АО «Башнефтегеофизика» пошло по пути создания отечественного источника возбуждения сейсмических сигналов.

Становление бренда «Батыр»

Во второй половине десятых годов настоящего столетия начали остро ощущаться последствия санкций, введённых зарубежными странами в отношении России. Особенно это коснулось поставок зарубежного геофизического оборудования и комплектующих к ним. Данная ситуация диктовала необходимость осуществлять производство собственного оборудования. Поэтому в 2017 году АО «Башнефтегеофизика», совместно с ОАО «Сейсмотехника» (г. Гомель, Белоруссия), на территории ООО «Сервис-Мастер» (дочернее общество АО «Башнефтегеофизика») приступило к производству

Рис. 1. Вибрационный источник Батыр и его технические характеристики.



1.1. Тип возбудителя вибраций	СВ-30
1.2. Номинальное толкающее усилие	264,8 кН (27 тс)
1.3. Максимальное рабочее усилие	300,6 кН (30 тс)
1.4. Рабочий диапазон частот	от 4 до 200 Гц.
1.5. Реактивная масса	4800 кг.
1.6. Максимальная амплитуда перемещения реактивной массы	110 мм.
1.7. Усилие прижима опорной плиты	274, 4 кН (28000 кг)
1.8. Опорная плита: масса площадь	1970 кг; 2,5 м^2.
1.9. Тип сервоклапана	ATLAS-240H.
1.10. Тип блока управления	ГДС-1+ либо VE432 ,VE464
1.11. Номинальное давление рабочей жидкости: в линии нагнетания возбудителя вибраций в линии низкого давления	210 бар; 14 бар.
1.12. Номинальная частота вращения двигателя привода насоса при номинальном давлении в гидросистеме	35 с$^{-1}$(2100 об/мин).
1.13. Максимальная подача гидронасоса источника	7,5·10-3 м^3/с (450 л/мин).
1.14. Номинальное давление воздуха в пневмоопорах: изоляционных компенсационных	0,7$^{+0,03}$ МПа (7,0$^{+0,3}$ кгс/см^2); 0,45$^{+0,05}$ МПа (4,5$^{+0,5}$ кгс/см^2).

и сборке сейсмовибраторов под брендом «Батыр». Первыми, серийно, начали выпускать источники, с аббревиатурой СВС-30/150 на двух гусеницах с давлением на грунт до 30 тонн (рис. 1).

Большое внимание было уделено тестированию первого прототипа источника. 26 сентября 2017 года на территории, прилегающей к производственной базе ОАО "Башнефтегеофизика", г. Уфа, с участием эксперта по виброисточникам, Циммермана В.В. была проведена проверка характеристик излучения первого изготовленного вибратора СВС-30/150 [2].

Исследования характеристик излучения вибратора проводились с использованием аппаратуры "Notebook VCA" (Pelton) по методике ЗАО "СейсЭл". Обработка и графическое представление результатов выполнено с помощью программ "Seismic Source TESTER" (ЗАО "СейсЭл", ЗАО НПЦ "ГеоСейсКонтроль"), "VibQC" (Pelton Co.,Inc, USA) и "Testif-I Instrument and Source Analysis Programme" (Verif I Ltd.). На время проведения испытаний на вибраторе была установлена отечественная электронная система управления "GDS-I PLUS" (ООО "Геофизические Системы Данных"), совместимая по соединительному интерфейсу с электроникой "VibPro" (Pelton, USA).

Источник СВС-30/150 был испытан в широком диапазоне частот и мощности излучения. Не смотря на далеко не идеальную с точки зрения величины нагрузку, вибратору удавалось обеспечивать задаваемую величину вибрационного усилия в диапазоне частот от 6 до 180 Гц при мощности излучения от 40 до 99% (Рисунок 2). Признаки дефицита мощности едва начали появляться лишь на самом высоком уровне излучения 99% (в районе 30 Гц). Это очень хороший результат. Он свидетельствует о высокой энергоёмкости вибратора.

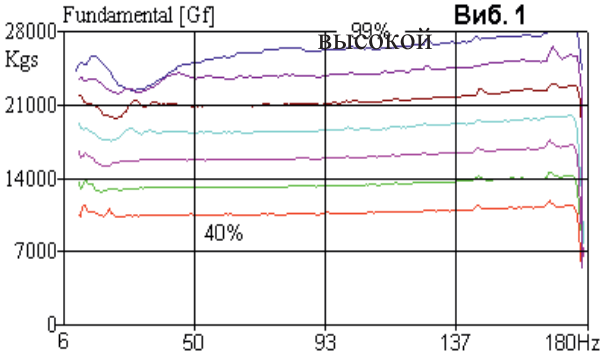
Вибратор продемонстрировал высокие энергетические возможности, позволяющие выдерживать максимальный уровень мощности излучения в диапазоне до 180 Гц практически без признаков ограничений. Работа вибратора и его системы управления была устойчивой во всём диапазоне частот. Уровень чётных гармоник незначительный, даже при максимальной мощности излучения. Это свидетельствует о качественной работе системы прижима плиты к поверхности грунта.

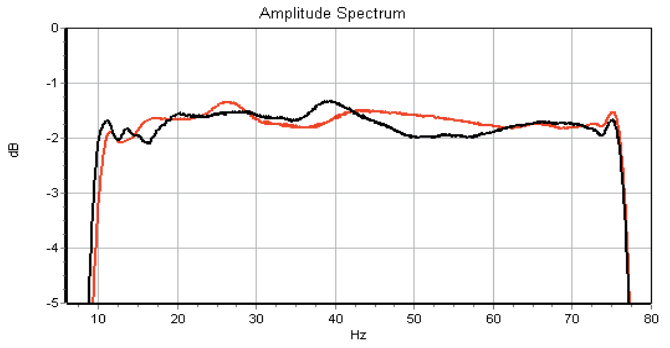
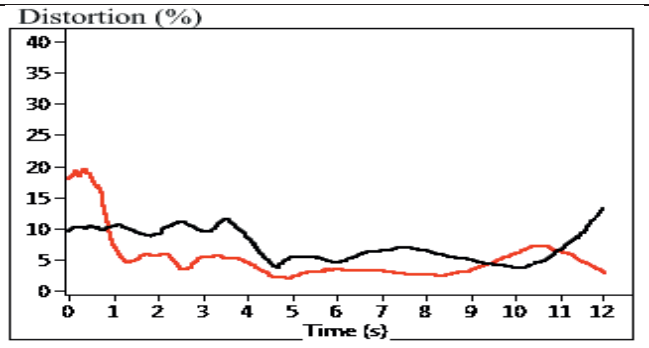
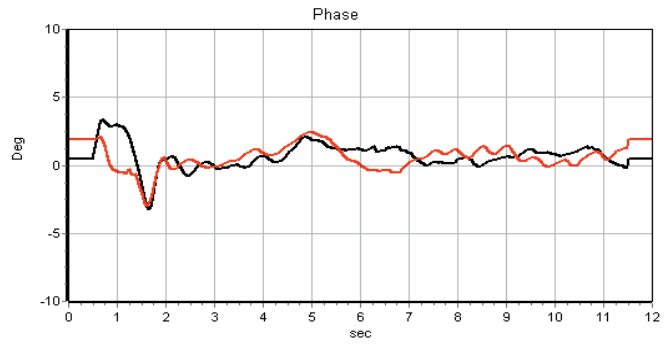
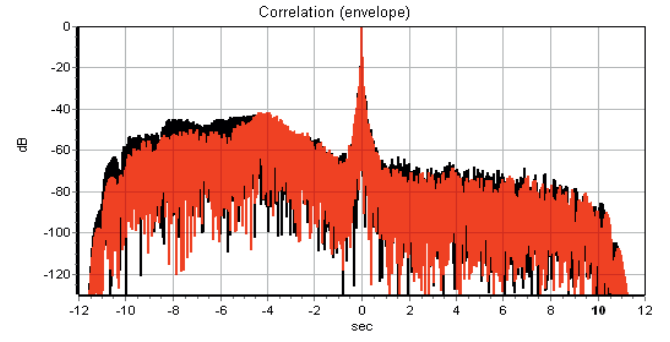
Дальнейшее тестирование нового бренда происходило в производственной партии в Таймырском регионе [3]. При проведении работ были задействованы две различные группы источников: Батыр и Nomad-65. На источниках была установлена электронная система управления VE-432. Выполнены работы по сравнению характеристик сигнала в полевых условиях (рисунок 3). Проведен анализ первичного материала.

Анализ первичного полевого материала

Регистрация данных выполнялась телеметрической системой «SERCEL 428 XL». Прием сейсмических колебаний осуществлялся группами сейсмоприемников GS-20DX. База группирования 25 м,

Рис. 2. Характеристики мощности излучения сейсмовибратора «Батыр».



	Амплитудно-частотный спектр: Различий в мощности у Nomad-65 (**красный** график) и у БАТЫРа (**черный** график) не наблюдается. Получены стабильные АЧХ.
	Нелинейные искажения: По нелинейным искажениям оба вибратора излучают сигнал, в среднем, не превышая 20%. Это хороший показатель.
	Фазово-частотная характеристика: Оба источника показывают стабильную ФЧХ во всём диапазоне частот с отклонением не более 3^0.
	Функция взаимной корреляции: ФВК обоих вибраторов показывает, что уровень паразитных гармоник находится на низком уровне («хвосты» ФВК обоих графиков не превышают уровня -40дБ)

▲ *Рис. 3. Результаты кабельной сверки источников NOMAD-65 и «Батыр».*

расстояние между ПП 50 м. выбранные пункты возбуждения отрабатывались с приемной расстановкой 24 линии по 144 канала, Рисунок 4, обзорная схема участка проведения тестирований. Возбуждение колебаний осуществлялось группами вибраторов NOMAD-65 и «БАТЫР».

Количественный атрибутный анализ сейсмических данных был проведен на базе программного обеспечения «Geovecteur v3100», расчет атрибутов проводился с редакцией шумящих трасс.

На Рисунках 5 и 6 приведены примеры типичных сейсмограмм и полученные атрибуты сейсмической записи. По сейсмограммам визуально разница не

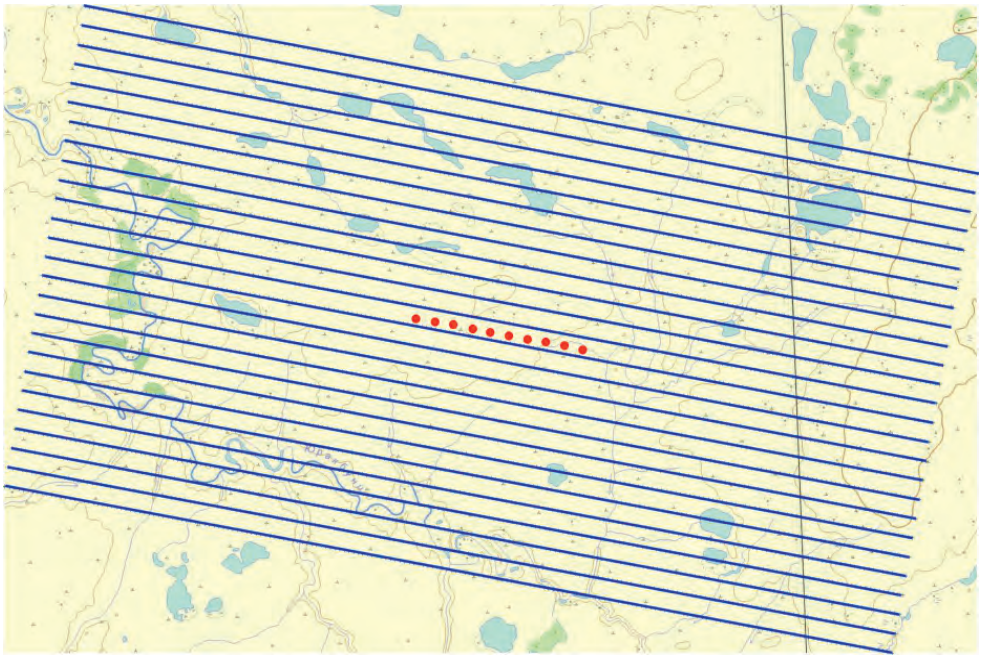
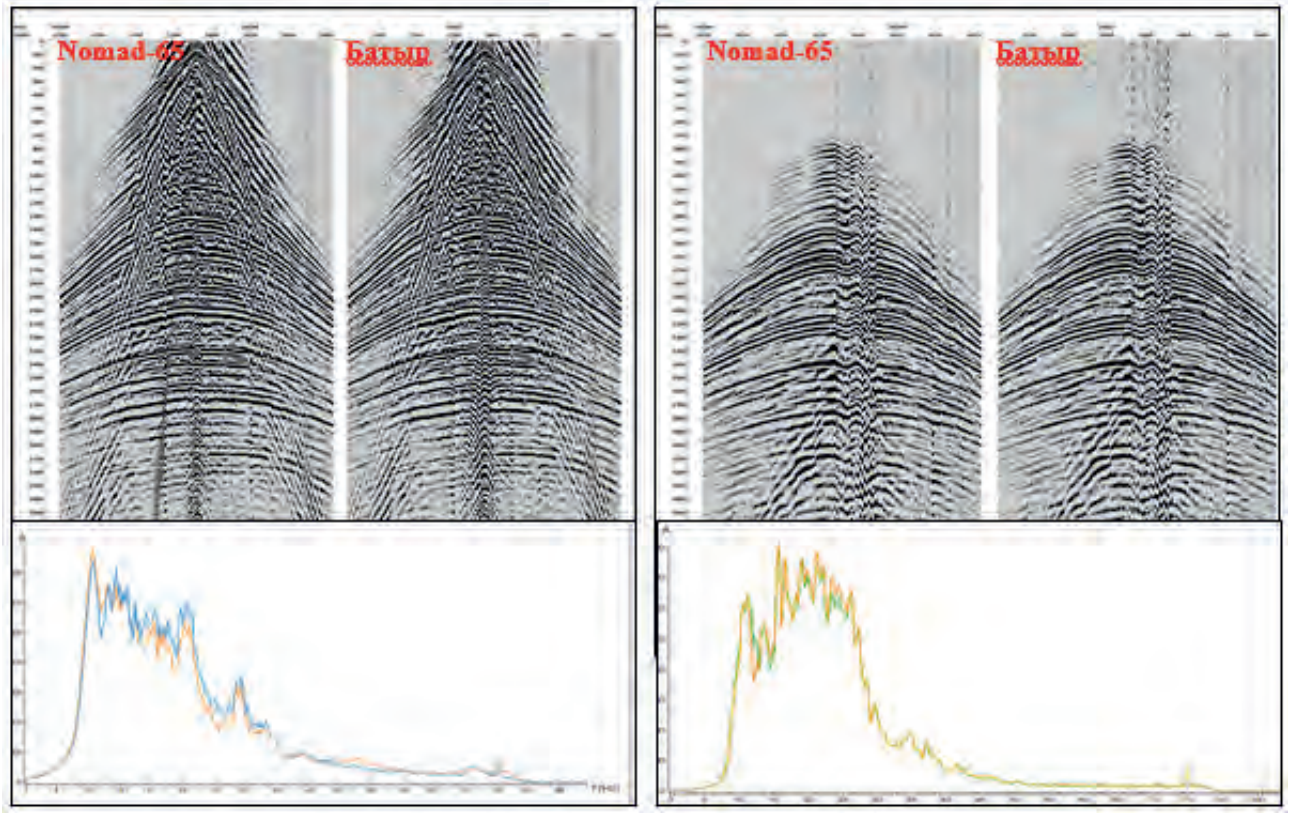


Рис. 4. Обзорная схема участка проведения тестирований.

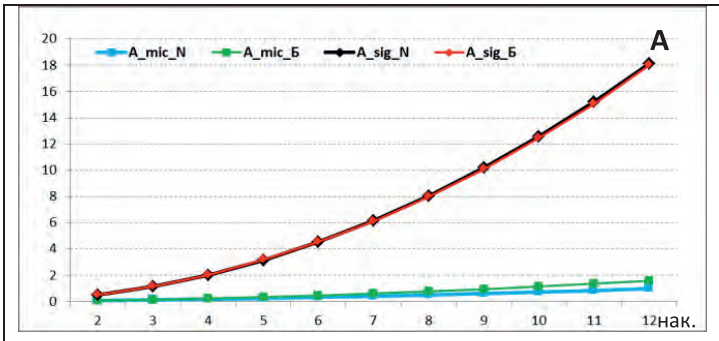
Рис. 5. Сейсмограммы и АЧХ, ближняя и дальняя линия приема.

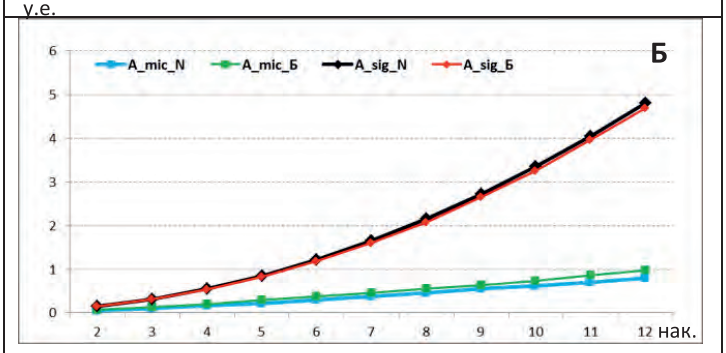


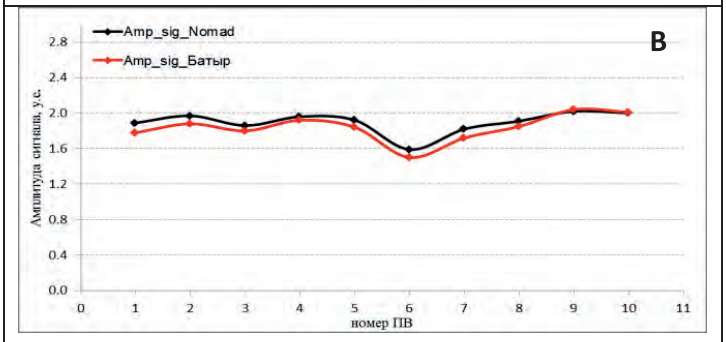
заметна. По АЧХ выделить существенные различия сложно. В целом уровень амплитуд сигнала очень близкий, незначительную разницу можно объяснить разницей толкающего усилия: у Nomad – 276кН, у БАТЫР – 264,8 кН, т.е. при 70% усилия разница в 7,84кН ~ 800кг.

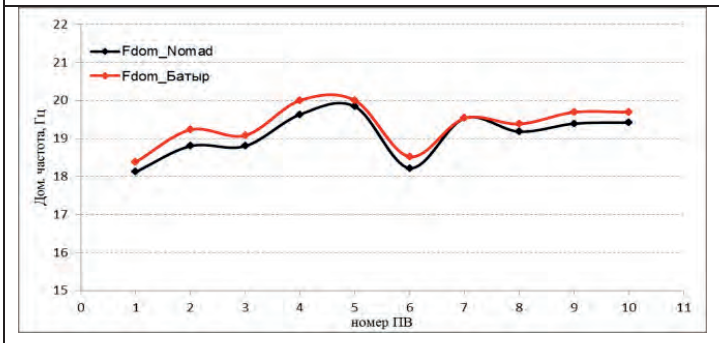
Дальнейшее развитие бренда. Новые модификации

Полученные при тестировании технические характеристики и дальнейшее опробование в полевых условиях побудили производителей к дальнейшему развитию бренда. Следующей модифи-









Анализ амплитуд сигнала и микросейсм:

А – группа из 4 источников, 12 накоплений

Б – одиночный источник, 12 накоплений

В - группа из 4 источников на разных ПВ

Полученный полевые данные характеризуется близкими либо идентичными значениями амплитуд сигнала для любого количества накоплении.

Различие в амплитудах сигнала объясняется разницей толкающего усилия: у Nomad – 276кН, у БАТЫР – 264,8 кН.

Разница в амплитудах микросейсм обусловлена изменением погодных условий, увеличением ветровой помехи.

Частотные характеристики:

На всех зарегистрированных данных отмечается, что на сейсмограммах, полученных источниками Батыр, доминантная частота выше в среднем на 0,4Гц.

▲ *Рис. 6. Атрибуты полученных сейсмограмм.*

кацией, в 2019 году, стал источник с аббревиатурой СВ 30-150М на шасси багги для производства полевых работ в Уральском регионе и Поволжье. Изменения претерпела, не только транспортная база, но и возбудитель вибрации – масса плиты увеличилась до 5 000 килограмм, расчётное толкающее усилие поднялось до 305,1 kN. А начиная с 2021 года, эта модификация получила шасси на четырёх гусеницах с аббревиатурой СВ 30-150МТ (рисунок 7).

Современное состояние и производительность

АО «Башнефтегеофизика» поставило целью полностью обновить парк сейсмовибраторов, заменяя стареющие зарубежные источники NOMAD. На сегодняшний день выпущено и находится в работе 20



▲ *Рис. 7. Модифицированная версия «БАТЫР» в колёсном и гусеничном вариантах.*

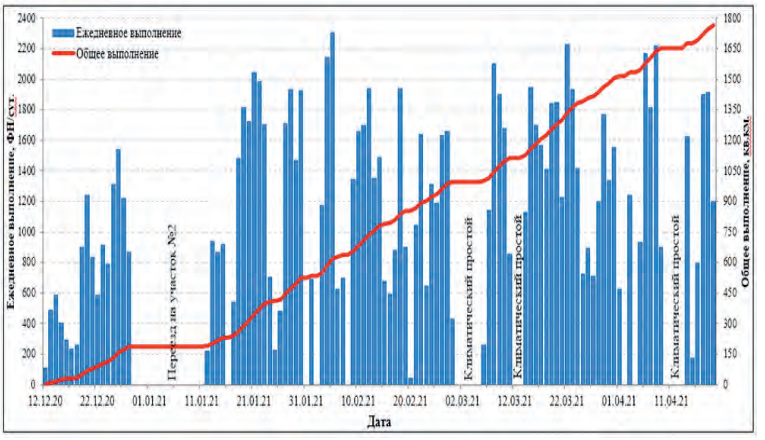
групп по 5 источников «БАТЫР», в основном в модифицированном варианте.

Без преувеличения, огромный парк современных, «молодых» источников позволяет производить работы любого объёма и сложности. Наличие новых сейсмовибраторов позволило АО «Башнефтегеофизика», начиная с 2018 года успешно проводить масштабные сейсморазведочные работы по методике slip-sweep в Арктической зоне. На данный момент, наибольший объем выполненных работ составляет 2100 км2 (более 140 000 физических наблюдений) за полевой сезон одной сейсмопартией (Рис.8). Наибольшая производительность за время полевого сезона составила 2300 физических наблюдений в сутки, средняя 1033 ФН/сутки. Среднее время регистрации в сутки 10,8 часов, максимальная – 20,7 часов.

Но и это ещё не предел. В настоящий момент, в зимнем полевом сезоне 2023-24 гг. в Арктическом регионе одновременно работают четыре сейсморазведочные партии, общий объём работ которых составляет более 5 600 км². В пересчёте на физические наблюдения, за один сезон будет отработано 498 000 ПВ. В составе каждой партии имеется, минимум по 20 сейсмовибраторов, и в подавляющем большинстве, это «БАТЫР». Стоит отдельно упомянуть о том, что методикой данных работ предусматривается возбуждение низкочастотно-модулированного (с 2 Гц) свип-сигнала, в связи с чем заказчик настоял на замене имеющейся в партии группы NOMAD-65,

▼ *Рис. 8. Объёмы работ за последние годы и достигнутая производительность при выполнении полевых сейсморазведочных работ силами одной партии.*





которая не обеспечивала необходимых параметров возбуждения, группу источников «БАТЫР». На момент написания статьи, все партии осуществляют полевые работы в соответствии с плановыми показателями.

Заключение

1. Виброисточник «БАТЫР» по праву занимает лидирующие позиции на рынке источников сейсмических сигналов при проведении полевых сейсморазведочных работ;
2. Сейсмовибраторы «БАТЫР», по техническим характеристикам, превосходит общепризнанный зарубежный источник NOMAD-65 и наравне соперничает с его новой модификацией NOMAD-65 NEO;
3. АО «Башнефтегеофизика» поставило на поток производство полевых работ по высокопроизводительной методике Slip Sweep. На очереди рекорд – полмиллиона физических наблюдений четырьмя полевыми партиями за один полевой сезон.

Литература

1. Ахметшин И.Н., Сираев И.А., Гафаров Р.М. Сейсморазведка. Испытание временем. Геофизика №3 – 2017.
2. Циммерман В.В. ОТЧЕТ о проведении инструментального контроля вибратора "СВС-30/150". Москва, 2017.
3. Идиятов Р.Х., Сираев И.А., Гафаров Р.М., Ахтямов Р.А. Опыт проведения сейсморазведочных работ высокопроизводительным методом slip-sweep в Арктическом регионе. Геофизика №4 – 2022.

ГЕОТОМ

СЕЙСМОРЕГИСТРИРУЮЩАЯ
БЕСКАБЕЛЬНАЯ СИСТЕМА

СОЧЕТАЕТ ПЛЮСЫ КАБЕЛЬНЫХ И БЕСКАБЕЛЬНЫХ СИСТЕМ:



КАБЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

- Удалённый контроль состояния каждого блока
- Работа со любым видом геофонов
- Стабильная работа от -40°С д о +70°С
- Управление регистрацией в режиме реального времени



- Самопозиционирование оборудования
- Длительный период автономной работы
- Легкий вес

БЕСКАБЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ



- Простота в эксплуатации
- Снижение энергопотребления партии
- Увеличение производительности за счет минимизации наладки и снижения технологических операций

РАЗРАБОТАНО И ПРОИЗВОДИТСЯ В РОССИИ

Будущее начинается вчера

Российская сейсморазведка – вчера, сегодня, завтра

- Жужель В.С., ФГБУ «ВНИГНИ»
- Жужель А.С., к.т.н., АО «Башнефтегеофизика»
- Натеганова (Жужель) Т.С.

Введение

Настоящему, чтобы обернуться будущим, требуется вчера.
(И. Бродский).

Чем примечателен 1986 год? Многим сразу вспоминается целый ряд ключевых событий, в том числе драматических, определивших дальнейший ход истории не только нашей страны. Это и начало отвода войск из Афганистана, авария на Чернобыльской АЭС - трагедии, после которой во всем мире были кардинально пересмотрены требования к безопасности и перспективам развития ядерной энергетики, запуск космической станции «Мир», покорение южного полюса женской лыжной командой, и многое другое. Но геофизики, скорее всего, начнут с того, что вспомнят принятие новой редакции «Инструкции по сейсморазведке», поскольку и по сей день это рабочий документ, к которому обращаются многие действующие отраслевые стандарты.

Необходимость радикальной переработки, существовавшей 14 лет Инструкции, в то время была обусловлена начавшимся в 80-х годах широким внедрением в производство новых технологий – прежде всего переход от аналоговой к цифровой регистрации и обработке.

К 1986 году удалось выработать четкий и ясный документ, отвечающий новым реалиям геологоразведки, дающий ответы на вопросы геофизиков, как, когда, чем и почему надо проводить сейсморазведочные работы, как к ним готовиться и как отчитываться. Регламент


МИНИСТЕРСТВО ГЕОЛОГИИ СССР

УТВЕРЖДАЮ:
ЗАМЕСТИТЕЛЬ МИНИСТРА
ГЕОЛОГИИ СССР
Р. А. СУМБАТОВ

ИНСТРУКЦИЯ
ПО СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ

СОГЛАСОВАНО:
НАЧАЛЬНИК УПРАВЛЕНИЯ
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ МИНИСТЕРСТВА
ГЕОЛОГИИ СССР
В. Ю. ЗАЙЧЕНКО

МОСКВА 1986

▲ *Рис. 1. Титульный лист Инструкции по сейсморазведке 1986 г.*

был утвержден Приказом Министерства Геологии СССР, став таким образом, законом для советской сейсморазведки.

Прошло 37 лет. Инструкция по сейсморазведке 1986, ее понятия и терминология, остаются азбукой, на которую по сей день ссылаются выполняемые договора на сейсмические исследования, локальные стандарты многих компаний-заказчиков. Однако, надо констатировать, что учиться только по Азбуке можно лишь в начальной школе, а дальше – нужно использовать другие учебники. Инструкция 86-го актуальная на проектах с малым числом каналов, сейчас не отвечает требованиям современной сейсморазведки.

Действующие локальные требования,

нормы, наряду с действующим Российским законодательством в новой Эре сейсморазведке служат труднопреодолимым барьером в развитии отрасли, применения лучших мировых практик и технологий.

Отрасль вошла в новую эру, в которой развитие технологий настолько стремительное, что инструкцию можно переиздавать каждые 2-3 года. При этом, понятно, что абсолютно невозможно предусмотреть современную вариативность съемок и то разнообразие используемого оборудования в одном универсальном документе.

Попытаемся разобраться, какой документ сегодня нужен для качественного взаимодействия между заказчиком сейсморазведочных работ и исполнителем, что нужно менять срочно, и в том числе на сколько актуальна инструкция по сейсморазведочным работам далекого 1986 года. Нужно ли ее переиздание, которое в разные годы пытались реализовать коллективы наших геологоразведочных предприятий. Важно отметить, что речь идет о ключевой отрасли экономики страны. Без сейсморазведки не нужны будут, например, соглашения с ОПЕК, так как без поиска и разведки новых запасов нефти и газа добыча начнет неизбежно падать и без внешнего регулирования.

В §1, абзац 2 Инструкции написано: *«Сейсморазведка является важнейшим геофизическим методом при поиске и разведке полезных ископаемых, инженерных изысканий, изучения глубинного строения Земли и может применяться как самостоятельно, так и в комплексе с другими геофизическими, геологическими и геохимическими исследованиями земных недр».*

Этот абзац «Азбуки» не устареет никогда.

Вызовы сейсморазведки 21 века.

Инструкция 1986 года была крайне необходима в связи с появлением новых возможностей регистрации данных, их обработки и интерпретации. Это был первый этап цифровизации в сейсморазведке. Необходимость пересмотра Инструкции стало очевидной в начале 2000-х годов, когда появились телеметрические системы, и начался рост канальности регистрирующего оборудования при проведении работ МОГТ-2D, и в особенности МОГТ-3D. Вместе с тем, увеличивались и объемы выполняемых работ, состав партии, составные элементы производственного процесса. В 21 веке сейсморазведочные оборудование и технологии меняются столь быстро, что гнаться за этими изменениями в нормативных документах просто невозможно.

Новые вызовы, вставшие перед сейсморазведчиками, определяют направления развития в проведении и модернизации работ:

1. Стремительно возрастающий запрос на экологичность всех без исключения производственных процессов является определяющим фактором развития технологий и аппаратуры. Для сейсморазведки, как самого тяжелого геофизического метода, это очень серьезный вызов.

2. Изменчивая мировая конъюнктура спроса на природные ресурсы потребует увеличения гибкости и расширения диапазона функциональности производства. Иными словами, сегодняшняя сейсморазведочная партия, должна стать универсальным геологоразведочным «трансформером», способным переформатироваться, перенастраиваться и решать максимально широкий спектр геологических задач в зависимости от времени и места их постановки.

3. Необходимость повышения экономической эффективности работ – рост производительности и снижение удельной себестоимости исследований. Этого можно достичь инновационным подходом ко всем производственным процессам ГРР при безусловном сокращении сроков исследований при получении геологических результатов. Для России, в свете глобальных климатических изменений, усиливающих сезонность выполнения полевых работ, этот аспект становится особенно актуален.

Все перечисленное определяет потребность сейсморазведки в инновационных технологиях, их поддержании и развитии на долгосрочную перспективу.

Современные задачи – сложные и интересные

Перед сейсморазведкой сегодня ставятся задачи как по значительно более детальному изучению среды, так и выходу на решение совершенно нового класса задач – непрерывному мониторингу разработки месторождений. Все это требует кратного повышения плотности наблюдений. При этом, современное стремительное развитие компьютерных систем обеспечивает обработку огромного объема информации, десятков миллионов сейсмических трасс, в приемлемое время. Появляются все более сложные и затратные камеральные процедуры такие как: как полноволновая инверсия, технологии, связанные с Искусственным Интеллектом и пр.

Можно вспомнить, что в соответствии с эмпирическим законом Мура количество транзисторов, размещаемых на кристалле интегральной схемы, удваивается каждые 24 месяца. То есть возможности компьютерной техники растут в геометрической прогрессии. И если в 1986 году сейсморазведка была одним из главных потребителей мировых вычислительных ресурсов, то сегодня для обработки и интерпретации данных требуется гораздо меньше ресурсов, чем при обработке «Больших Данных», в Интернет технологиях и майнинге криптовалюты. Можно констатировать, что технических ограничений по вычислительным мощностям сегодня для сейсморазведчиков более не существует.

Особое место при проведении работ занимает экологичность. Ведь за последние десятилетия, значительно вырос интерес к «зеленым» возобновляющимся источникам энергии, а за ним следуют призывы уйти от «ископаемого топлива». Зачастую, такие призывы носят более популистский характер. Но при этом вносят и положительную динамику в изменение подходов к проведению сейсморазведочных работ.

Таким образом, на первый план выходят задачи обеспечить эффективную регистрацию высокоплотных наблюдений с минимальным нанесением ущерба окружающей среде, а также их последующую обработку без существенного увеличения стоимости и времени на выполнение работ.

Что же может сейсморазведка настоящего времени предложить в современных реалиях?

Разнообразие возможностей

Сегодня самый распространенный тип регистрационного напольного оборудования при проведении сейсморазведочных работ в России - традиционная кабельная система. Безусловно трудно поспорить с тем, что современные телеметрические кабельные системы чрезвычайно надежны в эксплуатации. При их применении в совокупности со сложившейся практикой контроля качества, риски получения некондиционных

данных при минимальном (по современным меркам!) числе активных каналов в расстановке, в очень широком диапазоне климатических условий, очень малы. Обращаясь к зарубежному опыту проведения сейсморазведочных работ мегапартями, с использованием, как кабельных, так и бескабельных систем на 80-100 тыс. каналов, можно констатировать, что мировая сейсморазведка уверенно идет к высокоплотным сейсмическим наблюдениям. Это позволяет получать высокоразрешающие изображения геологической среды. Тем не менее, массовое проведение таких съемок на территории Российской Федерации едва ли возможно по ряду причин.

В первую очередь – повышение плотности съемки при сохранении существующей технологии приема и возбуждения в залесенных регионах приведет к неприемлемому ущербу для экологии. Во-вторых - в климатических условиях Русского Севера, Западной и Восточной Сибири и арктического шельфа это приведет к существенному удорожанию и увеличению сроков геологоразведочных работ. Применение кабельных систем со столь большим количеством каналов возможно лишь в степных районах страны, где, однако, существенным ограничением становится вопрос компенсации затрат землепользователям. Да, высокая урбанизация южных регионов вносит свои сложности и ограничения. В условиях санкций недружественных стран, выполнение высокоплотных сейсморазведочных работ с использованием кабельных систем и вовсе невозможно, вследствие прекращения импорта такого оборудования от ведущих мировых производителей.

Добывающие компании не готовы к существенному росту стоимости ГРР, неизбежному при простом масштабировании имеющихся технологий для реализации плотных и сверхплотных систем наблюдения.

Перед геофизиками стоит задача, предложить рынку методики проведения высокоплотных работ с увеличением числа каналов в активной расстановке, увеличением максимальных удалений и увеличением количества пунктов возбуждения, с незначительным увеличением стоимости и повышением производительности для сокращения сроков работы.

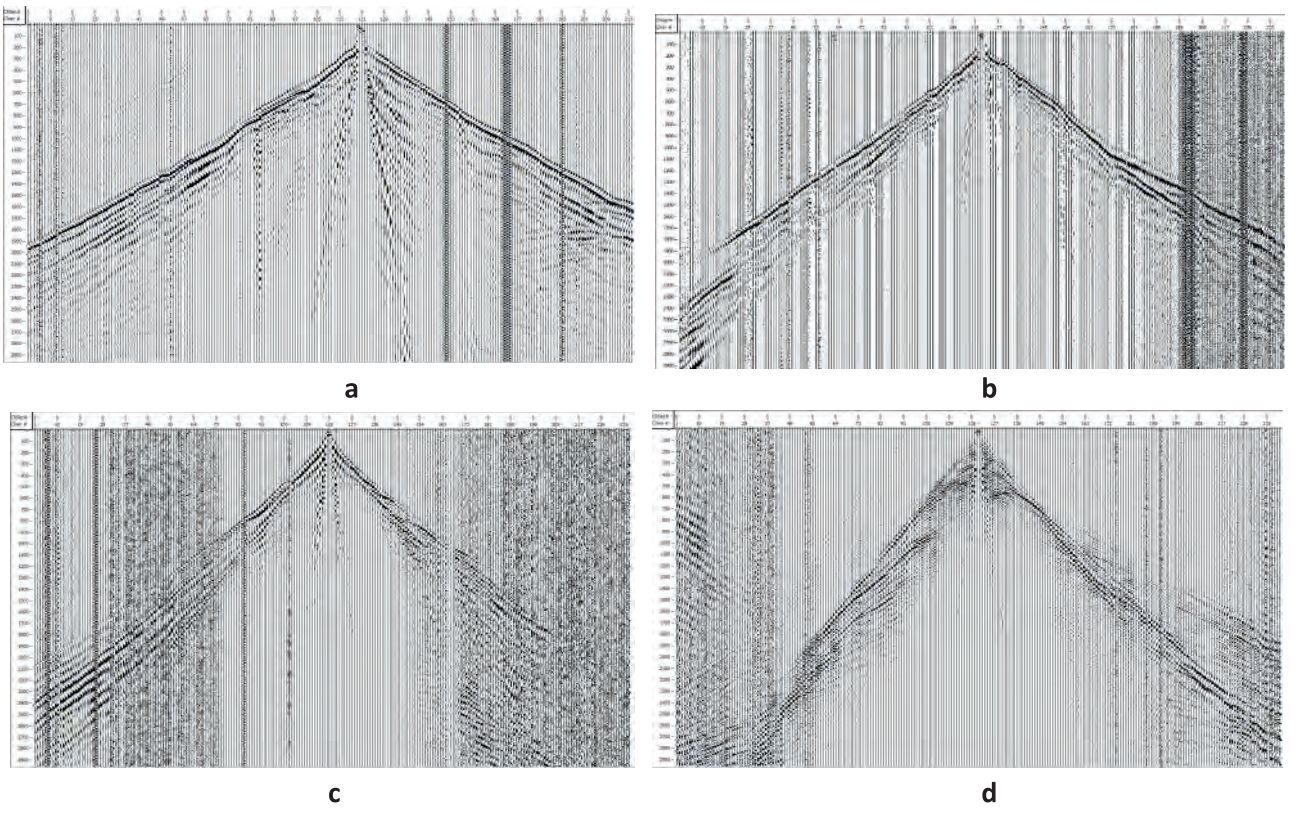
Методики такие есть. Это разработанные за рубежом способы возбуждения *(Свободные вибраторы, flip-flop, slip-sweep, ISS, HFVS, DS3, DS4, xDSS)* и регистрации *(Бескабельные системы)*, о чем достаточно много публикаций в профильных журналах. Можно их видоизменить к Российским условиям.

Почему мы не можем?

Несколько причин системного отставания российской сейсморазведки (как исполнителей, так и заказчиков работ):

- Мы не умеем и не хотим меняться;
- Мы неохотно верим в будущее прогресса;
- Мы мало что делаем, чтобы это изменить;
- Мы боимся неудач.

1. Уже достаточно много написано публикаций, в которых затронуты темы необходимых изменений в подходах при планировании проведения сейсморазведочных работ. Нужно использовать новые технологии, новые методики, необходимо изменить подходы к техническим требованиям при проведении работ, к контролю качества. Но чтобы это осуществить, надо оттолкнуться от застарелых регламентов по сейсморазведке, которые фактически являются производной «Инструкции по сейсморазведке» 1986 года.



▲ *Рис. 2. Фрагменты сейсмограмм с характерными недостатками, согласно Инструкции 86-го.* ***a, b –*** *Отсутствующие подряд каналы по различным причинам* ***c, d –*** *Наличие высокоамплитудных микросейсм, мешающих выделению целевых отражений и первых вступлений*

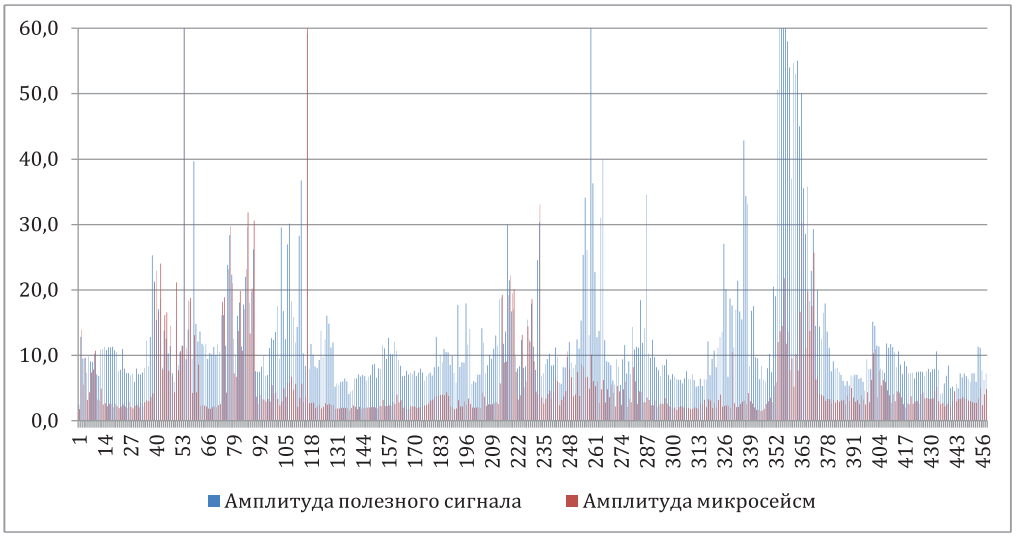
К примеру, сегодня процесс проведения контроля качества полученных данных практически повсеместно осуществляется в два этапа:

- Геофизиками-операторами во время регистрации данных.
- Геофизиком на полевом ВЦ совместно с представителем Заказчика (супервайзером) по всей совокупности полученных за день материалов.

Основным критерием оценки качества сейсмической записи является расчет количественных атрибутов (амплитуда полезного сигнала, доминантная частота полезного сигнала и амплитуды микросейсм в подобранных окнах анализа). В 90% случаях оценка по атрибутам является окончательной. И многие кондиционные данные признаются браком по ряду причин.

Опираясь в работе на **§130 пункты 6, 10, 12, 13 и §131 пункт 3 Инструкции 86-го года,** получить кондиционный материал в современных условиях работ при использовании большого количества каналов в активной расстановке очень сложно. Необходимость сокращать сроки работ для выполнения тех же объемов, порой ставят в тупик исполнителей.

На рисунке 2 приведен ряд фрагментов сейсмограмм с разных участков профиля, полученных при проведении площадных сейсморазведочных работ МОГТ-2D в южных степных регионах России вблизи населенных пунктов. Различные помехи как техногенного характера, так и ветровые, присутствуют на сейсмических записях постоянно. Шаг ПП 25 м, используется 241 канал в активной расстановке. На сейсмограммах (Рис. 2, a, b) можно заметить, что 3 подряд



▲ *Рис. 3. Распределение амплитуды полезного сигнала и микросейсм по профилю.*

канала не работают, тогда было принято решение не заменять их, а продолжать работу, так как находились они в труднодоступном месте. И времени бы понадобилось на наладку этих 3 каналов до самого утра. Уровень микросейсм из-за наличия по соседству автодороги в дневное время увеличивался в разы, что негативно сказывалось на производительности сейсмоотряда, тормозило выполнение работ. Как минимум 6 пог.км. съемки были отработаны без этих каналов. Согласно §130 пункту 10 Инструкции – данные сейсмограммы являются браком.

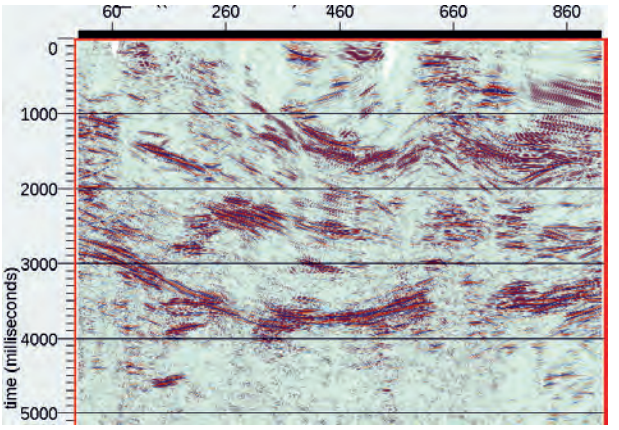
На остальных сейсмограммах (Рис. 2, c, d), которые также являются браком, согласно пунктам Инструкции 86-го года, можно заметить высокоамплитудные микросейсмы, которые препятствуют выделению, как целевых отражений, так и первых вступлений. Из приведенного графика атрибутов на рисунке 3 можно заметить, что уровень амплитуд микросейсм на некоторых участках профиля сопоставим с уровнем амплитуд полезного сигнала. Это довольно часто встречающаяся картина при современных сейсморазведочных работах.

Но технологии обработки сейсмических данных шагнули так далеко вперед, что эти критерии давно перестали быть невосполнимыми, материал можно обработать до кондиционного уровня и решить поставленные геологические задачи.

На рисунке 4 представлен фрагмент временного разреза, полученного по этим данным.

Таким образом, с учетом увеличивающейся из года в год плотности съемки, надежности аппаратуры, мы видим, что требования, прописанные для другого уровня технологического развития регистрирующих систем, избыточны, и только сдерживают рост производительности, увеличивают требуемые ресурсы и, главное, ведут к увеличению стоимости работ.

▼ *Рис. 4. Фрагмент временного разреза, полученного при обработке некондиционных (по условиям Инструкции 86-го) и хорошего качества сейсмограмм*



Наименование параметров применяемых технологий	Значения параметров работ в период	Значения параметров работ в период	Значения параметров работ в период	Значения параметров работ в период
МОГТ-2D/3D	**1965-1986 гг.**	**1992-2001 гг.**	**2003-2011 гг.**	**2014- по наст. вр гг.**
Число используемых приемных каналов	48-96	360 -700	1 800 – 2 500	2 000 - 80 000
Число используемых линий приема	-	4-6	12-16	14-40
Количество активных каналов в линии	24-96	48-72	96-140	96-600
Расстояния между линиями приема	-	350-500	200-300	50-300
Общее число активных каналов в расстановке	-	240-600	1 500-3 500	1 500-30 000
Размер бина, м.	50м.*50 м, 100м.*100м.	50м.*50 м, 100м.*100м.	25м.*50м, 25м.*25м.	3м*6м, 12.5м*12.5м,25м*25м
Количество получаемых сейсмических трассна 1км2.	-	80 000-120 000	200 000-300 000	200 000-50 000 000
Количество используемых пунктов возбуждения колебаний на 1км^2	-	25-40	50-80	50-990
Кратность наблюдений	6-24	24-48	48 -72	60 - 300
Объем получаемой полевой сейсмической информации в Тб	0,1-0,15	0,1-0,15	1,0-2,0	1,0-30,0
Общее количество получаемых физ. наблюдений за зимний сезон (90-120 календарных дней)	5000 - 10 000	12 000 - 18 000	25 000 - 35 000	50 000 - 100 000

2. Еще в начале двухтысячных годов, съемка с использованием 5000 каналов была фантастикой, хоть и ощущалось, что скоро этот момент настанет. Не было соответствующих аппаратурных и вычислительных мощностей. Обязательными атрибутами были кассетные магнитофоны. Иметь Flesh-память на 28 Мб было многим недоступно. Примеров можно привести массу. Мобильные телефоны сейчас мощнее, чем в 2000 году вычислительные стационарные компьютеры в центрах обработки и интерпретации сейсмических данных.

Приведенный ниже график (Рис. 5) лишний раз подтверждает, что технологии развиваются с такой скоростью, что:

- За период в 11 лет (1992-2003 гг), количество используемых каналов увеличилось ~ в 6 раз;
- А в период следующих 11 лет (2003-2014 гг) – уже увеличилось ~ в 9 раз.

На современных проектах в Мексике, Китае, на Ближнем Востоке системы с канальностью до 100 тыс. шт. становятся нормальной практикой.

К большому сожалению, технический прогресс последних десятилетий приходит к нам из-за рубежа. При этом пока технологии и аппаратура появляются в России они успевают устареть.

Если менеджеры нефтяных Компаний будут готовы на определенный риск применения новых современных технологий, геологические задачи будут решаться лучше, оперативнее и дешевле.

Несомненно, появится желание их развивать непосредственно в нашей стране. Очевидно, что отечественные инженеры-геофизики, аппаратурщики и изобретатели - одни из самых талантливых в мире.



Рис. 5. График максимального используемого количества каналов в активной расстановке в течение лет.

Сделано в России!

Отечественные разработки сейсморазведочной аппаратуры недооценены и, как следствие, недофинансированы. И пока преждевременно говорить о готовности их для массового внедрения в производство.

Старейшее предприятие СКБ-СП (г. Саратов). Изготавливает кабельные (Прогресс Т3) и бескабельные (SCOUT). Создана универсальная кабельно-бескабельная система SCOUT-HT. Есть целый ряд других перспективных разработок.

Оборудование, производимое в России, успешно используется за границей (Узбекистан, Туркменистан, Казахстан), где эффективно решает геологические задачи. Однако, в нашей стране, используемые сейсморегистрирующие системы производства СКБ СП, можно посчитать по пальцам одной руки. Сложность массового внедрения заключается в отсутствии больших заказов от сервисных предприятий. Соответственно, при выпуске столь незначительного для рынка России количества каналов, цена его выше ожиданий геофизиков. Добавляет сложности отсутствие элементной базы, которые закупаются за рубежом. Сложности с программным обеспечением, так как дорогой IT-сегмент в стране организовать в геофизике не получается все по той же причине нестабильности производства, отсутствия крупных заказов и как следствие дефицит финансирования разработок. Детальная информация об изготавливаемом оборудовании изложена на официальном сайте производителя. http://skbsp.ru/index.php/ru/

В 2023 году компания «Геосейс» представила рынку бескабельную систему «Геотом», позволяющую удаленно управлять всей расстановкой, контролировать состояние каждого блока, видеть уровень шумов. Если к этому добавить интересное решение в части энергообеспечения блоков «Геотом», позволяющее работать без замены батарей весь сезон, то можно говорить об уникальности именно российской аппаратуры.

Регистрирующая аппаратура «ГЕОТОМ» находится в стадии опытно-промышленной эксплуатации. Это новое на рынке оборудование. Ответ «Почему не можем», поднятый выше, однозначен, - потому что боимся неудач. Первопроходцы всегда несут основное бремя рисков



▲ *Рис. 6. Геотом – сделано в России!*

внедрения новаций. Проще пользоваться чьим-то опытом, а не нарабатывать свой. АО «Башнефтегеофизика» выгодно отличается от многих участников рынка, стараясь выработать свое мнение к новым технологиям и оборудованию, видя в том серьезное конкурентное преимущество. Компания уже провела тестирование системы «Геотом» на Таймыре, сделав следующие выводы [3]:

1. Система «Геотом» работоспособна!
2. Данные, зарегистрированные «SERCEL» и «ГЕОТОМ», идентичны!

И… добавляет, что необходима доработка в части тестов, контроля. И внедрение возможно только после этого. По сути, опять попадаем в шоры Инструкции 1986 г. в части контроля аппаратуры и материала.

Далее, при внедрении в производство, все риски возложат на производителя и исполнителя. Появятся пункты договора, что если не нравится, заменить на SERCEL. Если не понравится качество, за свой счет все переработать и заплатить штраф.

Готовое решение для геофизиков и нефтяников недооценено и не востребовано в должной мере. Обратиться за поддержкой к Заказчикам, вероятно можно с дальнейшими издержками, поделиться интеллектуальной собственностью, дать эксклюзивные права, как пример. Это тот же «неравный брак» как описано в статье «Смертельные качели для рынка сейсморазведки» [4].

Еще недавно мы только мечтали о бескабельных технологиях, которые сейчас стали реальностью. И если в мире число бескабельных каналов сегодня уже больше количества применяемых кабельных каналов, то в России примеры использования бескабельных систем можно пересчитать по пальцам одной руки. К нодальным системам относятся с недоверием, опасаясь, что из-за средств связи «нодов» может получиться сбой, непишущий канал, и, возвращаясь к «современным» инструкциям, будет получен брак, который на самом деле является кондиционным и информативным материалом.

Многие при проведении сейсморазведочных работ боятся зашумленности сейсмических записей, забывая на сколько ушли сейчас вперед в этом вопросе современные алгоритмы обработки данных. И главное на сколько быстро позволяют провести необходимые процедуры имеющиеся вычислительные мощности. А если добавить к этому высокоплотные данные, шумы на профиле не

играют той роли, которая была при методиках прошлого века (речь идет о высокоплотных съемках, которые пока в России не проводятся).

Цена риска

Все изменения в отрасли, необходимость которых очевидна, не происходят только из-за человеческого фактора, как заказчиков, так и исполнителей работ. Если нефтяные компании начнут планировать на долгосрочный период 10-15-20 лет, риски неудач в краткосрочной перспективе могут увеличиться, но и выгода будет значительно выше в долгосрочной перспективе. Говоря о новых технологиях в сейсморазведке, об увеличении ее роли в поиске нефти и газа, ее точности, о скорости выполнения и экономической чувствительности для каждого отдельного проекта, можно спроецировать этот бизнес на простые, отработанные десятилетиями стратегии получения доходов от вложения в бизнес.

В статье [4] уже описывалось предложение механизма оценки доходности геологоразведочных работ. Рисунок 7 лишь доказывает, что при оценке по среднему за 3 года (возможно и больше) поддержание уровня геологоразведочных работ на постоянном или периодически увеличивающемся уровне, прирост запасов постоянно повышается. В свою очередь, за промежутки в несколько лет (3-4-5 лет и более) проходит уточнение по категорийности запасов, сейсморазведочные данные попадают под переработку, уточнение и переинтерпретацию. Это все дает многократную эффективность сейсморазведки в долгосрочной перспективе не только для компании, но и для экономики и ресурсной базы страны.

В разные периоды времени сейсморазведка будет в любом случае необходимой и прибыльной для недропользователя, так как именно она восполняет и увеличивает ресурсы относительно накопленной добычи. А применение новых технологий, которые так необходимы, будут повышать ее эффективность.

Ну и, конечно, главным тормозом внедрения технологий остается страх потерпеть неудачу, получить сейсмические данные, не соответствующие ожиданиям. И это опасение понятно. Специфика бизнеса в России такова, что порой бьют даже победителей.

Выводы:

Пусть «Инструкция по сейсморазведке» 1986 года останется Азбукой. Новые «учебники» надо писать под задачи и технологические возможности сегодняшнего дня. Необходимо каждый проект рассматривать индивидуально, под геологические задачи в конкретном регионе работ, исходя из условий ведения работ, технологической и организационной готовности потенциальных исполнителей. Техническое задание проекта должно стать главным документом, в котором определятся все требования к

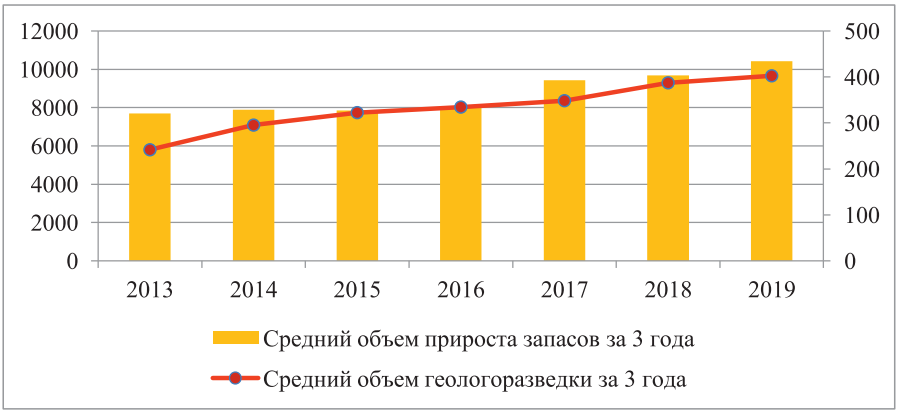


Рис. 7. График сопоставления прироста запасов с объемами проводимой геологоразведки (МОГТ-3D).

(Данные взяты из открытых источников ПАО «НК «Роснефть». Из анализа данных был исключен кластер «Восток Ойл»).

технологиям и контролю качества ведения работ.

Внедрять альтернативные методики оценки полевых сейсмограмм, одним из примеров которых может служить расчёт «Спектрально-взвешенного соотношения сигнал/микросейсмы», разработанный и запатентованный в АО «Башнефтегеофизика» [5].

Заказчику необходимо тщательно готовить техническое задание на проведение работ, оценивая имеющееся оборудование на рынке, с точки зрения вариативности возможных предложений Исполнителей.

Необходимо качественно подходить к определению рисков при проведении СРР новыми методами, определяя достаточный минимум задач, которые будут решены в любом случае.

Поддержать производителей сейсморазведочного оборудования на Государственном уровне или во взаимовыгодном партнерстве с крупными Заказчиками, финансово и гарантиями заказов.

До проведения тендера, по каждому проекту, проводить с потенциальными исполнителями круглые столы по обсуждению методики проведения работ и способах их исполнения.

Необходимо разработать физическую величину, которая будет определять эффективность сейсморазведочных работ, что существенно упростит задачу геологам по обоснованию постановки работ и определению величины их финансирования.

Ни в коем случае нельзя снижать темпы изучения территорий Российской Федерации сейсморазведочным методом, остающимся наиболее эффективным методом восполнения и прироста ресурсного потенциала страны!

«Лучший способ предсказать будущее — создать его сегодня». (Авраам Линкольн).

Литература:

1. Инструкция по сейсморазведке. Л, 1986, Министерство Геологии СССР.

2. Тиссен А. А., «Революция сейсморазведки в эпоху «ГЕОТОМ», «Приборы и системы разведочной геофизики», №2 (77), 2023 г.

3. Гафаров Р.М., Сибгатуллин А. А., «Геотом» вызывает Таймыр – об испытаниях российского оборудования в компании «Башнефтегеофизика», «Приборы и системы разведочной геофизики», №2 (77), 2023 г.

4. Жужель В.С., «Смертельные качели для рынка сейсморазведки», «Приборы и системы разведочной геофизики», № 2 (65), 2020 г.

5. Гафаров Р.М. Методика оценки полевых сейсмических данных на основе атрибута «Спектрально взвешенное отношение сигнал/микросейсмы», доклад на II Международной научно-практической конференции 13-14 октября 2022г, г.Уфа.

Подробнее об авторах



Жужель
Виктор Сергеевич

ФГБУ «ВНИГНИ»



Жужель
Андрей Сергеевич

АО «Башнефтегеофизика»
к.т.н.



Натеганова (Жужель)
Татьяна Сергеевна

геофизик

Компания «Геоспейс» – как стать флагманом импортозамещения в российской геофизике

Воронцов В.В., Компания «Геоспейс Технолоджис Евразия», г. Уфа.



Компания «Геоспейс Технолоджис Евразия» занимается производством сейсмоприемников (геофонов), секций телеметрического кабеля, разъемов и аксессуаров для полевых сейсморазведочных работ. Ее приборы используются в наземной и морской сейсморазведке, в том числе и в новейших отечественных донных станциях «Краб», а также в сейсморазведке месторождений нефти и газа, геофизических исследованиях. Продукция компании имеет заключение Минпромторга о российском происхождении и включена в единый реестр Российской радиоэлектронной продукции.

ООО «Геоспейс Технолоджис Евразия», представляет в России международную корпорацию Geospace Technologies Corporation специализирующуюся на выпуске пассивного оборудования для геофизических работ.

Основная продукция предприятия:

- сейсмоприемники (геофоны);
- секции телеметрического кабеля;
- разъемы и аксессуары для полевых сейсморазведочных работ.

Вся продукция компании проходит строгий контроль качества и соответствует самым высоким стандартам. Компания постоянно совершенствует свои технологии и разрабатывает новые продукты, чтобы удовлетворить потребности клиентов и быть на передовой индустрии. Предприятие обладает полным циклом производства, а именно: цехами механической обработки, производства кабеля, литья пластика и резиновых изделий, цеха по производству пружин для сейсмоприемников, цехов по сборке геофонов и готовых изделий (групп, кос, разъемов).

Основные преимущества продукции компании «Геоспейс Технолоджис Евразия»:

- высокая надежность и долговечность сейсмоприемников и другого оборудования;
- простота в использовании и обслуживании;
- широкий ассортимент продукции для различных видов сейсморазведочных работ;
- конкурентоспособные цены;
- оперативная и квалифицированная техническая поддержка.

Сотрудничество с «Геоспейс Технолоджис Евразия» позволяет клиентам получить качественное оборудование и профессиональную поддержку при проведении геофизических исследований.

В первую очередь это сейсмоприемники, но ассортимент продукции не ограничивается только ими. «Геоспейс» выпускает линейные, телеметрические и электроразведочные косы, геофизический кабель в полиуретановой оболочке, качественные и надежные разъемы для оборудования.

Благодаря статусу прямого российско-

го производителя, компания «Геоспейс Технолоджис Евразия» обладает не только высоким уровнем контроля качества продукции, но и предлагает широкий спектр компетенций, которые могут быть востребованы на рынке геофизических исследований. Некоторые из ключевых компетенций компании включают в себя:

1. Инженерно-техническое консультирование: Компания предоставляет консультации по выбору оптимального оборудования и методов для различных видов геофизических исследований.

2. Разработка и производство оборудования: Компания разрабатывает и производит сейсмоприемники, геофизическое оборудование, программное обеспечение и другие инструменты для проведения сейсморазведочных работ.

3. Техническая поддержка: Компания предоставляет услуги по обучению пользователей, технической поддержке, ремонту и калибровке оборудования, а также консультации по его эксплуатации.

4. Инновационное развитие: Компания постоянно работает над усовершенствованием своей продукции, разработкой новых технологий и методов исследований, чтобы быть в лидирующей позиции на рынке и удовлетворять потребности клиентов.

Благодаря такому широкому спектру компетенций, компания способна предложить комплексные решения для геофизических исследований и быть надёжным и профессиональным партнёром для своих клиентов.

Продукция предприятия «Геоспейс»

Бескабельное сейсморегистрирующее оборудование, производимое в России, является важным инструментом для сейсморазведочных исследований, мониторинга и изучения сейсмической активности. Оно обеспечивает непрерывную запись сейсмических событий.

Такое оборудование может быть использовано в различных сферах, включая геологию, строительство, геофизику. Оно состоит из сейсмических сенсоров, цифровых регистраторов данных и программного обеспечения для анализа и интерпретации полученных данных.

Бескабельное оборудование имеет преимущество перед традиционными кабельными системами, так как не требует проводов для передачи данных, что обеспечивает большую гибкость и мобильность при его установке и эксплуатации. Такое оборудование обычно имеет высокую точность и надежность, что позволяет успешно проводить наблюдения и исследования в области сейсмологии.

Донный сейсмический регистратор используется для мониторинга сейсмической активности на дне океана или моря. Устанавливаются на морском дне с

Рис. 1. Автономный регистратор GCL, производства Geospace Technologies Corporation (используется геофон GS-ONE или GS-ONE LF с частотой 4.5, 5 или 10 Гц).



помощью специального оборудования. Эти устройства имеют прочный корпус, способный выдерживать давление воды на больших глубинах, а также встроенные сенсоры для регистрации сейсмических колебаний. Полученные данные могут быть сохранены на внутреннем накопителе или передаваться по беспроводным или проводным каналам связи на специальные наземные станции для дальнейшего анализа.



▲ *Рис. 2. Донный регистратор Mariner, производства Geospace Technologies Corporation (используются три геофона GS-ONE OMNI 15 Гц).*

Предприятие производит геофоны с различными характеристиками и назначением.

• Геофон GS-20DX – классическая модель, разработанная несколько десятилетий назад, до сих пор являющаяся де-факто стандартом отрасли. С небольшими изменениями, геофон выпускается всеми производителями, повторяя или приближаясь к характеристикам эталона, но именно в Уфе выпускается оригинальная модель геофона по документации



▲ *Рис. 3. Сейсмоприемники GS-14-L3 производства «Геоспейс» установлены в морских косах, используемых компанией PGS.*



▲ *Рис. 4. Широкий модельный ряд сейсмоприемников от компании «Геоспейс».*

разработчика. Технологии производства были переданы в Уфу еще в 90-х годах. Несмотря на «американские» корни, именно эта модель геофона стала пробным камнем программы импортозамещения на предприятии. Еще в 2020 году уровень локализации производства этого геофона позволил получить для него сертификат СТ-1, подтверждающий статус российской продукции;

• Геофоны GS-ONE / GS-ONE LF – эта линейка геофонов была разработана для замены GS-20DX и удешевления оборудования для заказчиков. Чувствительность геофонов GS-ONE в 3-4 раза выше чувствительности GS-20DX, что позволяет использовать их как одиночные или в группах из 2-3 приборов (вместо традиционных 6-12). Это существенно снижает объем и вес оборудования, облегчает полевые работы для заказчиков. Геофоны выпускаются с частотой 4.5, 5 и 10 ГЦ;

• Геофоны GS-ONE OMNI – всенаправленные геофоны, разработанные для морской сейсморазведки, используются в донных станциях производства Geospace и отечественных разработках (как в серийно выпускаемых, так и в прототипах новых изделий);

• Группы геофонов и одиночные геофоны – серийно выпускаются группы по 6 или 12 сейсмоприемников на базе 55 или 27.5 метров, группы по 3 или 6 приборов на пластине для установки в точке, одиночные геофоны, маршфоны (от 1 до 6 приборов в герметичном вертикальном корпусе), трехкомпонентные геофоны в полевом корпусе (пластик) или в арктическом исполнении (алюминиевый корпус повышенной прочности);

• Телеметрические кабели. Серийно выпускаются кабели звена для сейсмостанций Sercel 428, длиной 220 и 110 метров, корпуса FDU, а также для системы Aram Aries;

• Кабель для ремонта групп и кабельных телеметрических секций (в том числе, аналоги кабеля ST+, WPSR, SPSRF для сейсмостанций Sercel)

• Разъемы KCK и LCK с отводами по 1.5 метра.

Серийно выпускаемая продукция имеет заключение Минпромторга РФ о российском происхождении и включена в Единый реестр радиоэлектронной продукции, информация размещена на сайте Государственной информационной системы промышленности ГИСП.

«Геоспейс» - компания, работающая в России и для российского производителя

Наверное, необходимость замещения импортного геофизического оборудования отечественным стала очевидной после начала применения санкций со стороны западных стран в 2014 году. Со стороны правительства начали появляться первые законодательные меры, которые предусматривали поддержку российских производителей.

В 2019 году в компании «Геоспейс» началась масштабная трансформация производства, имеющая цель повысить уровень локализации выпускаемой продукции, замене ряда импортных материалов на отечественные, что позволило подтвердить статус российского происхождения для наиболее массовой продукции: групп геофонов и кабелей звена 220 метров.

Важным фактором данной трансформации является сотрудничество с Холдингом «Росгеология», который стал первой геологоразведочной компанией России, поддержавшей российское производство на стратегическом уровне, не ограничиваясь только закупочными процедурами. Партнерство с «Росгеологией» и поддержка со стороны государства, позволили «Геоспейсу» нарастить мощности и поставлять продукцию в требуемые сроки по ценам, сопоставимым с ценой китайских производителей.

После 2022 года геофизическая отрасль оказалась практически отрезанной от зарубежных поставок из западных стран, а наличие на рынке отечественного оборудования стало острой жизненной необходимостью.

Для коллектива «Геоспейса» стало очевидным, насколько правильной была выбранная политика по локализации производства. Уже к маю 2022 года был завершен переход на использование в производстве исключительно отечественных материалов и материалов из дружественных стран.

На сегодня, в составе продукции нет ни одного проблемного материала, попадающего под санкционные ограничения Запада, «Геоспейс» уверенно принимает крупные заказы, не боясь нарушения в цепочке поставок.

Следствием этой политики стало и то, что цена на продукцию практически не зависит от обменного курса рубля, в то время как импортируемая продукция вслед за курсом автоматически выросла в цене на 25-50%.

В марте 2023 года в рамках открытого научно-технического совета «Импортозамещение в Геологоразведке» было прописано соглашение о сотрудничестве в области разработки и внедрения оборудования для сухопутных сейсморазведочных работ. В рамках этого партнерства был запущен проект по разработке сейсмокабелей (телеметрических кабелей звена) для отечественных и зарубежных сейсмостанций, финансирование которого осуществляется в рамках государственной поддержки. Проект успешно реализуется и в конце текущего года планируется начало серийного выпуска кабелей. Это позволит снять зависимость от поставок из недружественных стран.

27 января 2024 г. в рамках Дня энергетики на выставке-форуме Россия Минэнерго, Минпромторг РФ, Росгеология, Башнефтегеофизика, Морская арктическая геологоразведочная экспедиция (МАГЭ) подписали дорожную карту до 2030 г. по развитию производства российского оборудования для геологоразведочных работ.

В рамках этой дорожной карты, ООО «Геоспейс Технолоджис Евразия» выступает в качестве разработчика и производителя трех видов оборудования:

1. Сейсмоприемники для наземных работ;
2. Сейсмоприемники для морских работ;
3. Сейсмоприемники для скважинных работ.

Перед предприятием поставлена задача, перейти от локализации производства зарубежного оборудования, к разработке отечественной линейки сейсмоприемников, выпускаемых с учетом технологических возможностей отечественных производителей, существующих ГОСТов и стандартов. Для выполнения задачи потребуются масштабные НИОКРы, сотрудничество с институтами и лабораториями, закрепление результатов разработок в отраслевых стандартах (в первую очередь, в ИНТИ - Институте нефтегазовых технологических инициатив), международная сертификация продукции.

Для геологоразведочных компаний, использование разработанного в рамках Дорожной карты оборудования будет означать снижение затрат на его приобретение и облегчение процедур согласования с недропользователями. Исключаются также риски, связанные с надежностью поставок зарубежного оборудования, так как уже сейчас все сложнее становится осуществить оплату импортируемой продукции даже в дружественные страны.

В настоящее время находится на стадии согласования Постановление Правительства о внедрении инновационного механизма "кэшбэк", предусматривающего возможность получения государственной компенсации разницы в стоимости между отечественным и импортным оборудованием.

Данный шаг направлен на поощрение выбора отечественной продукции и стимулирование граждан к покупке российских товаров.

В случае, если потребитель приобретет отечественное оборудование, дороже импортного аналога, он будет иметь возможность получить компенсацию из государственного бюджета. Это призвано способствовать росту локального производства, укреплению национальной экономики и поддержке местных производителей.

Горизонты развития компании «Геоспейс»

- Санкции в отношении Российской Федерации заставили перейти от слов к делу в выполнении задачи по импортозамещению;
- ООО «Геоспейс Технолоджис Евразия» локализовало и серийно выпускает сейсмоприемники для наземных и морских работ и телеметрические сейсмокабели для сейсмостанций;
- Продукция имеет официальное подтверждение российского происхождения со стороны Минпромторга РФ;
- Исключена зависимость производства на уровне материалов от проблемного импорта;
- Уровень цены на продукцию сопоставим с импортными аналогами;
- Производственные возможности позволяют удовлетворить спрос отечественного рынка геофизических приборов.

Основная цель компании, закрепленная в утвержденном плане действий - создать уникальную линейку сейсмических приемников отечественного производства, которые станут стандартом для геологоразведочных работ в России.

Переход от импортного оборудования к разработке собственной продукции несомненно важен не только для компании, но и для всей отрасли, так как это способствует развитию отечественного производства, укреплению экономической и технологической безопасности страны.

Подробнее об авторе



Воронцов
Владимир Викторович

Генеральный директор
Компании «Геоспейс
Технолоджис Евразия».

GEOSPACE Technologies Eurasia



ГЕОФОНЫ БЕЗ КОРПУСА

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

ГРУППЫ ГЕОФОНОВ



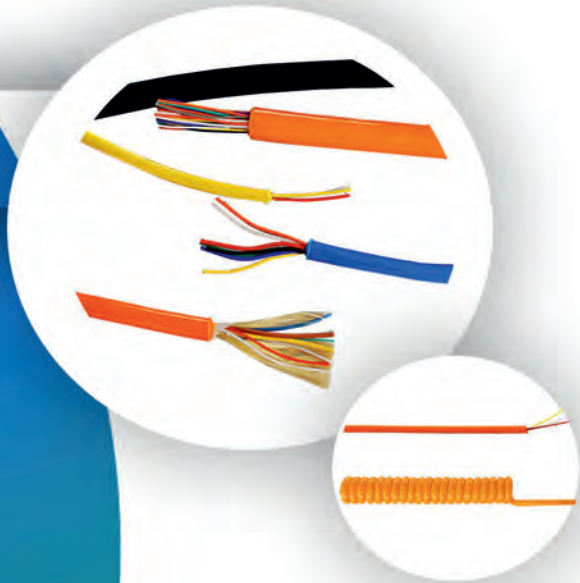
- Полевые;
- Трёхкомпонентные;
- Болотные.



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

Надежные российские контакты

Самойлов А.В., АО «Соединитель», г. Миасс.

АО «Соединитель» *(г. Миасс) - ведущее российское предприятие по разработке и производству электрических и оптических соединителей и кабельных сборок специального назначения. Компания основана в 1993 г. и в четвертый десяток лет своей истории вошла на фоне растущего спроса на производимую продукцию.*

Основное конкурентное преимущество предприятия - возможность самостоятельно разрабатывать новые виды продукции, отвечающие требованиям заказчика. Производство соединителей, основанное на передовых технологиях, включает в себя полный цикл операций - от проектирования и разработки изделий до испытаний готовой продукции. Серьезный подход к научной составляющей производственной деятельности обеспечивает развитие инновационного направления работы предприятия. Разрабатываются уникальные конструкции, которые затем регистрируются в Реестре изобретений промышленных образцов и полезных моделей РФ.

Качество и технический уровень продукции предприятия соответствуют мировым и государственным стандартам. На предприятии действует система менеджмента качества, имеются лицензии на производство военной и космической техники. Изделия разрабатываются с учетом применения отечественных материалов и комплектующих.

Вопрос импортозамещения встал не сегодня

После дефолта 1998 г. перед российскими геофизическими предприятиями встал вопрос сокращения затрат и сроков на приобретение импортных комплектующих для геофизических станций. Запросы на импортозамещение элементов оборудовании появились в компаниях «Ханты-мансийскгеофизика», «Тюменьгеофизика», «Башнефтегеофика» и др.

АО «Соединитель» активно откликнулся на такую потребность рынка. И уже в 1999 г. на предприятии стали серийно поставляться соединители для станций I/O, а с 2000 г. соединители для станций Sercel, геофизические косы для I/O и Sercel 388.

В дальнейшем, с появлением новых версий импортного полевого геофизического оборудования (SN 408, SN 428 и пр.) АО «Соединитель» оперативно осваивал аналоги соединителей, кабельной продукции и других комплектующих. Параллельно с импортозамещением в полевой геофизике, АО «Соединитель» проводил разработку аналогов импортных элементов и для каротажного оборудования. Многие аналоги соединителей продукции фирм Schlumberger и Halliburton сегодня можно приобрести в г. Миасс.

Арктические нефтегазовые проекты нуждаются в надежных контактах

Для освоения и разработки нефтегазовых месторождений Арктики необходимо оборудование, способное работать под водой в сложных природно-климатических условиях при аномально низких температурах и высоком давлении. Работа подводных компрессоров и насосов, электродвигателей, механизмов автоматического управления, оборудования для подогрева углеводородной продукции при ее транспортировке основана на подключении к источникам, передающим большой объем энергии с помощью специальных кабелей. Применение соединителей особой конструк-

ции при этом играет важную роль, так как именно они позволяют не только упростить и ускорить трудоемкий процесс монтажа систем энергоснабжения, но и обеспечивают герметичность соединений, а также безаварийность работы оборудования, что существенно экономит время и средства.

АО «Соединитель» разработало и производит линейку герметичных коррозионно-стойких соединителей, предназначенных для работы в условиях гидростатического давления до 600 кгс/с м2 (аналог SubConn) (рис. 1), которые активно используются различными компаниями для реализации арктических проектов, в том числе базовой организацией по выполнению задач межведомственной комплексной целевой программы «Арктические технологии» (МКЦП)- МГТУ им. Баумана, а так же международной межправительственной организацией «Объединенный институт ядерных исследований» по обеспечению глубоководного нетринного телескопа «Байкал-GVD» оптико-электрическими линиями связи.

Номенклатура представлена соединителями с количеством контактов 2, 3, 4, 5, 8, 12, 16, в том числе предназначенные для высокоскоростной передачи данных Ethernet. Исполнения соединителей различаются материалом корпуса (титан, нержавеющая сталь, бронза), длиной кабелей и проводов. Данные изделия активно применяются в беспилотных подводных аппаратах, водолазном оборудовании, системах гидрометеообеспечения.

Сфера деятельности компании включает также разработку и изготовление токовыводов на кабельные изделиях, обеспечивающие надежную коммутацию кабеля с внешними устройствами при температуре окружающего воздуха от -60 до +70°С, которые способны работать на глубине до 6 км.

Соединители для ГИС

Надежность и безопасность необходимы при добыче углеводородов как на море, так и на суше. Предприятие выпускает большую номенклатуру соединителей для скважинных приборов и аппаратуры, в том числе аналоги соединителей фирм Schlumberger и Haliberton.

Компактные коррозионностойкие соединители предназначены для использования в составе спускаемого в скважины оборудования, работающего в агрессивных средах при повышенных температурах до 150 °С и гидростатическом давлении до 150 МПа с различным количеством контактов. Соединители используются для передачи управляющих сигналов, данных и питания оборудования.

Из-за большого количества объектов с повышенным риском возгорания для нефтегазовой отрасли чрезвычайно актуален вопрос обеспечения пожарной безопасности.

Линейка изделий АО «Соединитель» учитывает эту проблему. В перечне продукции предприятия имеется ряд взрывозащищенных и искробезопасных соединителей, предназначенных для работы во взрывоопасных средах.

Передача информации без потерь

Передача оцифрованных данных, автоматизация и роботизация объектов разведки, добычи, транспортировки, хранения и сбыта углеводородной продукции требует стабильной работы устройств, позволяющих передавать информацию без потерь на большие



▲ *Рис. 1. Оптические соединители.*



▲ *Рис. 2. Радиочастотные соединители.*

расстояния и с большой скоростью – важнейшие задачи, стоящие перед предприятиями нефтегазового комплекса.

Одним из приоритетных направлений деятельности АО «Соединитель» является производство соединителей, обеспечивающих устойчивую высокоскоростную передачу данных.

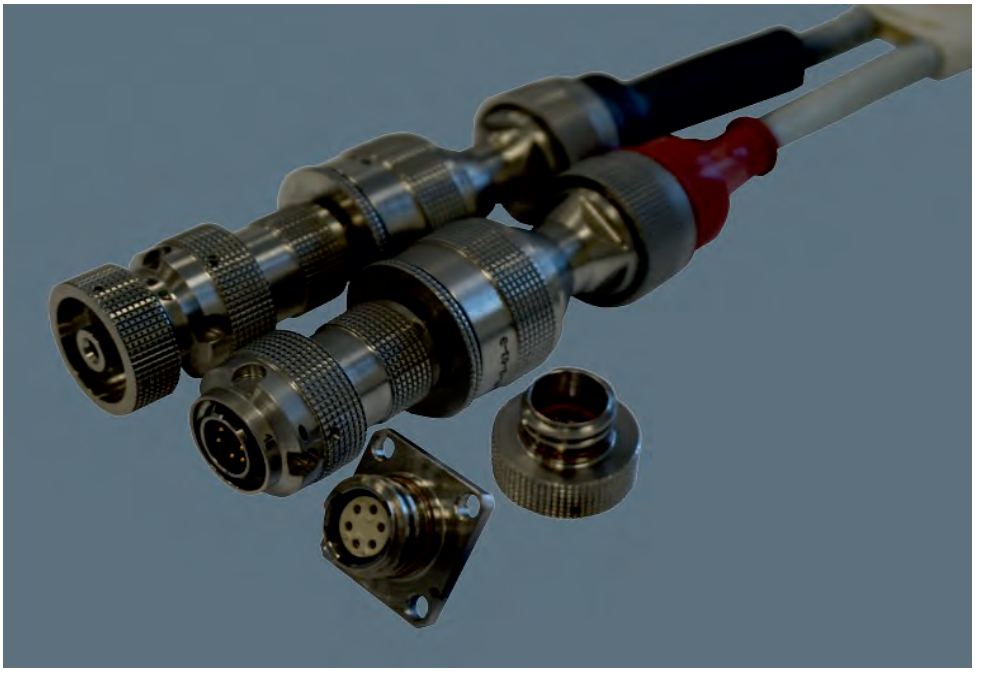
В 2019 г. АО «Соединитель» успешно освоило серийное производство высокочастотных соединителей СВЦ-215 для кабельных сборок категории 5, 5е, 6, 6е. Эти соединители являются отечественными аналогами 80 - Mighty Mouse Series 801 (Glenair, USA) с улучшенными эксплуатационными характеристиками к внешним воздействующим факторам.

В 2019 г. АО «Соединитель» успешно освоило серийное производство радиочастотных соединителей СР-50 для изготовления фазостабильных радиочастотных кабельных сборок до 40 ГГц.

Эти соединители являются отечественными аналогами зарубежных соединителей фирм «Rosenberger», «Radial», «Molex», «Huber+Suhner».

В 2020 г. АО «Соединитель» успешно освоило серийное производство оптических контактов КО-18 - аналоги с ELIO серии III по стандарту MIL-38999 и соединителей ОС-Р-230, ОС-Р-232, ОС-РБ, FC/PC по стандарту MIL-DTL -38999. Количество

▶ *Рис. 3. Высокочастотные соединители.*



оптических контактов: 2, 4, 8, 24 (рис. 3).

Кроме того, разработаны оптические и оптико-электрические соединители для работы в условиях избыточных давлений до 100 кгс/с м2 (9,8 МПа) в коррозионно-активных средах и температурном диапазоне от -60 до +70 °С.

Новаторство, креативность, технологичность

Применение надежной инновационной продукции АО «Соединитель» - одного из ведущих специализированных предприятий России по разработке и изготовлению соединителей и кабельных сборок специального назначения позволяет в кратчайшие сроки и с минимальными затратами решать сложные производственные задачи по вводу в эксплуатацию объектов нефтегазового комплекса.

АО «Соединитель» готово к сотрудничеству с организациями и предприятиями любых отраслей промышленности, обеспечивая надежные контакты российскому оборудованию и компаниям.

Подробнее об авторе



Самойлов
Алексей Валерьевич

Первый заместитель
Генерального директора
АО «Соединитель»

Каталог оборудования:

www.soedinitel.com

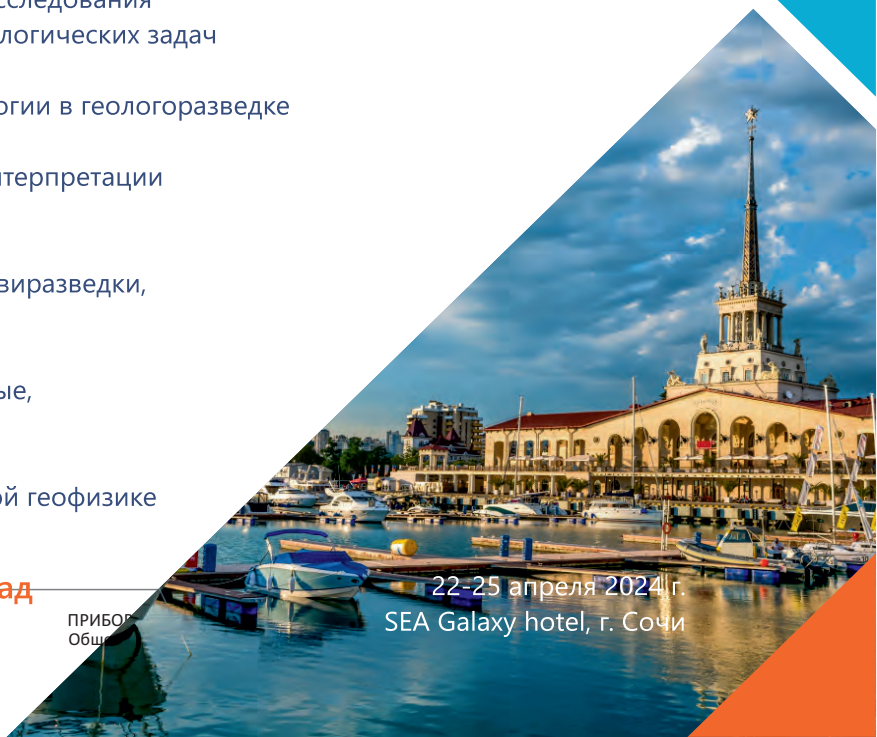
ГЕО 2024 Сочи
www.gece.moscow

Научно-практическая конференция
ГЕОСОЧИ-2024
НОВЫЕ ИДЕИ И ТЕХНОЛОГИИ РАЗВЕДОЧНОЙ
И ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

ГЕОЕВРАЗИЯ GEOEURASIA

Направления программы:

- Региональные геолого-геофизические исследования для решения нефтегазовых и рудных геологических задач
- Современные интеллектуальные технологии в геологоразведке
- Инновационные методы обработки и интерпретации геофизических данных
- Инновационные решения в методах гравиразведки, магниторазведки и электроразведки
- Инновационные геофизические наземные, морские и аэро технологии
- Современные технологии в промысловой геофизике



Успейте зарегистрироваться и подать доклад
www.gece.mosco /

22-25 апреля 2024 г.
SEA Galaxy hotel, г. Сочи

Возможности вибрационной сейсморазведки в повышении эффективности инженерных изысканий

- Жуков А.П., Коротков И.П., Соловьев А.О., ООО "НПП "Спецгеофизика", г. Москва.
- Кузнецов В.М., Серебряков В.С., РУДН, г. Москва.

Введение

Часто при обсуждении со специалистами по инженерной сейсморазведке возможностей применения вибрационных сейсмоисточников в инженерных изысканиях приходится слышать от них вопрос: «А зачем? У нас есть кувалда — дешевый и хорошо зарекомендовавший себя инструмент. А ваши виброисточники тяжелые и дорогие, требуют специально подготовленных кадров»

В данной статье мы постараемся дать ответ на вопросы «Зачем?» и «Чем?», а также поделимся результатами, полученными нами в инженерных изысканиях с помощью нашего варианта вибрационного источника для многоволновой малоглубинной сейсморазведки.

«Зачем?»

Ответ на этот вопрос лежит в плоскости возможностей управления параметрами зондирующего сигнала. Особенно это важно при изысканиях в областях с осложненными геологическими условиями (например, оползневые или карстовые области). Традиционно используемая в инженерных изысканиях кувалда не дает возможности управления параметрами зондирующего импульса (частотный спектр сигнала и его фазовые характеристики). Также кувалда имеет достаточно высокий разброс амплитуды импульса даже в процессе выполнения накоплений на одном пункте возбуждения из-за накопления усталости «молотобойца». Также использование человека в качестве «привода» кувалды накладывает определенные ограничения на работы в сложных погодных условиях.

Механизированные импульсные источники типа «Геотон» лишены части из указанных недостатков. В частности они позволяют обеспечить хорошую повторяемость амплитуды сигнала и её регулирование в ограниченных пределах. Но как правило такие источники неспособны генерировать наиболее востребованные в инженерной сейсморазведке поперечные волны.

Источники типа «сейсмическое ружье», электроискровые источники и пневмопушки мы не рассматриваем в силу их экзотичности для сухопутной инженерной сейсморазведки.

Наиболее полными возможностями в управлении характеристиками зондирующего сигнала обладают именно вибрационные источники, которые помимо амплитуды позволяют управлять частотным диапазоном и фазовыми характеристиками сигнала, а также в реальном масштабе времени корректировать их в зависимости от условий возбуждения (в том числе характеристик контакта «плита-грунт»), что позволяет повысить точность и релевантность получаемого сейсмического разреза.

Кроме того виброисточники позволяют в разы повысить производительность работ, что особенно важно при проведении инженерных изысканий на протяженных линейных объектах (дороги, трубопроводы и т. д.), а также внедрять трехмерную сейсморазведку на больших площадках, например, в зонах распространения вечной мерзлоты, где требуется картирование кровли ММП и мониторинг состояния ММП.

И тут сразу возникает второй вопрос:

«Чем?»

Очевидно, что использование классических виброисточников с гидравлическим приводом в инженерных изысканиях подобен стрельбе из пушки по воробьям. Такие виброисточники имеют явно избыточную мощность, а также являются слишком дорогими, тяжелыми и неповоротливыми для применения на стройплощадках. Даже появление в последнее время так называемых «легких» виброисточников не решает проблемы, т.к. их стоимость всё равно непомерно высока, а сами источники требуют для своего обслуживания привлечения высококвалифицированного персонала, имеющего допуск для работы на устройствах с элементами, находящимися под высоким давлением. Также подобные виброисточники не предназначены для возбуждения поперечных волн.

Следовательно, для массового внедрения вибрационной сейсморазведки в инженерные изыскания по методике МОВ ОГТ требуется наличие недорогого компактного и легкого многоволнового виброисточника. Решить проблему получилось с помощью виброисточников, построенных на электроприводе. В частности, сотрудники Института нефтегазовой геологии имени Трофимука совместно со студентами геологического факультета Новосибирского государственного университета, разработали и изготовили работающий макет виброисточника на базе сабвуферов для кинотеатров полного погружения (так называемые 5D кинотеатры). О результатах своей работы они доложили на конференции «Инженерная сейсморазведка» в октябре 2023 года [3]. Полученная с помощью данного виброисточника глубинность в 100 метров считается достаточной для проведения инженерных изысканий. Однако, как отметили сами разработчики, пока непонятно, как поведет себя виброисточник в зимнее время, т.к. неизвестны температурные характеристики используемой в сабвуфере демпфирующей жидкости. Кроме того из-за герметичной конструкции сабвуфера невозможно снять характеристику движения реактивной массы для организации обратной связи и расчета реальной силы воздействия на грунт, что важно в вибрационной сейсморазведке. Впрочем, работы над данным типом виброисточника продолжаются.

Ещё один из вариантов виброисточника был реализован специалистами ООО «НПП «Спецгеофизика» в содружестве с Лабораторией вибрационной многоволновой сейсморазведки Российского университета дружбы народов в период с 2018 по 2023 год в рамках разработки системы VIBROPS [1]. Информация об этом была опубликована [2] и неоднократно докладывалась на профильных конференциях («Инженерная и рудная геофизика», «Инженерная сейсморазведка», «Геофест», «Перспективы развития инженерных изысканий в строительстве в РФ»). Более детальную информацию об этом виброисточнике изложим в следующем разделе.

Малый электромеханический виброисточник

Малый электромеханический виброисточник, входящий в состав системы многоволновой вибрационной сейсморазведки VIBROPS создан на базе виброузла Lightning производства нидерландской компании Seismic Mechatronics. Вся система детально описана в публикации [2]. Здесь мы вкратце повторим характеристики самого виброузла. Он создан на основе линейного электродвигателя и промышленной системы позиционирования для станков с ЧПУ. Разработчики

Вес виброисточника	90 кг
Реактивная масса	50 кг
Максимальная сила воздействия В режиме возбуждения продольных волн P В режиме возбуждения поперечных волн S	 1200Н (270lbs) 1700Н (400lbs)
Диапазон частот	1 – 1000 Гц
Диапазон частот работы источника с максимальной силой	8 – 400 Гц
Длительность свип-сигнала	Теоретически не ограничена
Тип свип-сигнала	Моночастотный, ЛЧМ, пользовательский
Источник питания	Аккумулятор 48В
Время работы от одной зарядки	От 3 до 8 часов в зависимости от режима

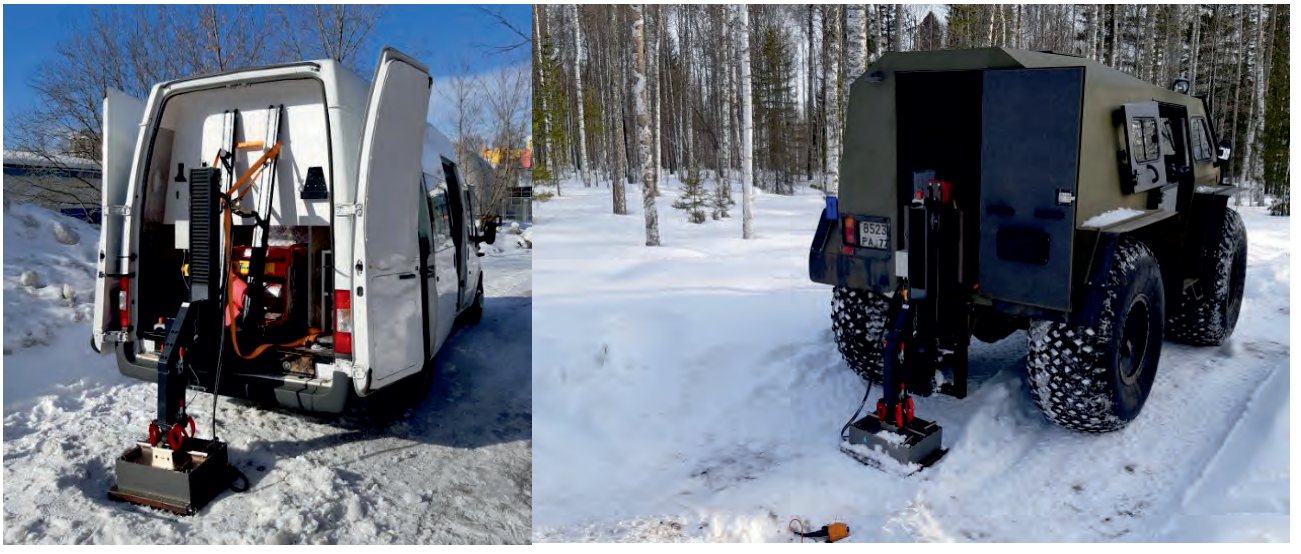
▲ *Табл. 1. Основные технические характеристики виброузла «Lighting».*

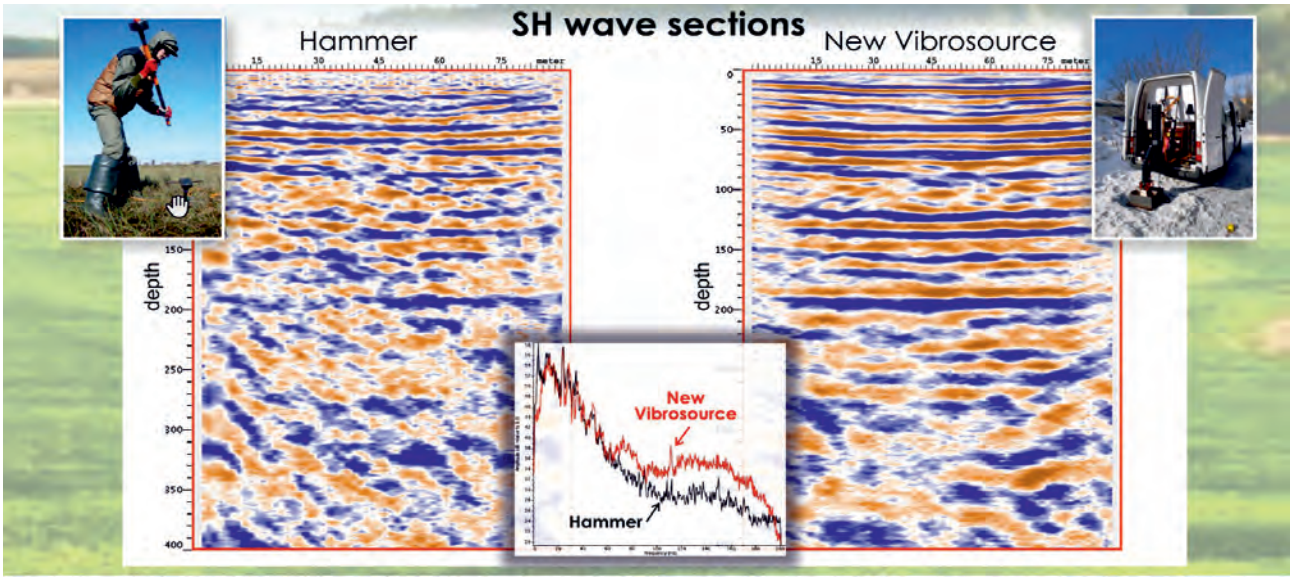
виброузла анонсировали его для проведения малоглубинных сейсмических работ для исследования ВЧР и инженерных изысканий до глубин 200 метров. В процессе проведенных испытаний выяснилось, что потенциал виброузла по глубинности на порядок выше (до 2 км), но в случае инженерных изысканий это, скорее, приятный бонус, чем необходимость. Основные характеристики виброузла указаны в таблице 1.

Система управления виброузла позволяет регистрировать пилот-сигнал, ускорение плиты и ускорение реактивной массы как в аналоговом, так и в цифровом формате. Само управление осуществляется с помощью ноутбука, подключенного к блоку управления по интерфейсу Ethernet.

Виброузел может устанавливаться на различные мобильные шасси (Рис. 1). Вопрос его сертификации (как и сертифи-

▼ *Рис. 1. Виброузел Lightning, смонтированный на грузопассажирский фургон «Ford Transit» (слева) и на снегоболотоход «Лесник Профи» (справа).*





▲ *Рис. 2. Сравнение глубинного разреза, полученного с помощью кувалды (слева) и виброузла (справа).*

кации самой вибросейсморазведки для инженерных изысканий) в госорганах оставим за рамками данной статьи.

В качестве регистрирующего комплекса может быть использована любая система, способная записывать виброграммы длиной от 20 до 60 секунд с частотой дискретизации до 0,25 мс. Исследования, описанные в данной статье, выполнялись с помощью бескабельной системы SCOUT (АО «СКБ СП», г.Саратов) в трехканальном исполнении и трехкомпонентных сейсмоприемников GS-3C, т.к. именно бескабельные системы наиболее удобны для размещения в зонах промышленной и гражданской застройки. Однако, виброузел при необходимости несложно синхронизировать и с кабельными системами, что подтвердилось при полевых испытаниях совместно с кабельной сейсмостанцией Sercel 428.

Уже первые испытания виброузла, проведенные в 2019 году, и сравнение результатов его работы с традиционной кувалдой показали его преимущество, выразившееся в большей глубинности и детальности полученного результата. Объясняется это как бОльшей энергетикой вибрационного сигнала, так и бОльшей амплитудой в области высоких частот (см. рис.2).

В дальнейшем были выполнены работы по инженерной сейсморазведке на двух объектах. Первым объектом являлся склон Воробьевых гор в г. Москва, который известен своими оползневыми процессами. Вторым объектом была зона карстовых проявлений на северо-западе г.Москва. Важный момент состоит в том, что все работы проводились в городе в условиях высокого уровня техногенных помех.

Результаты работы в оползневой зоне

Задача состояла в выявлении оползневых блоков, глубины залегания зеркала скольжения и кровли стабильных слагающих пород. И хотя две последние задачи можно было решить с помощью бурения, решение первой задачи требовало выполнение непрерывного сейсмического профилирования. Результат проведенных в 2020 году работ показан на рис. 3.

Отчетливо видно, что сейсмический разрез, полученный с помощью продольных волн, не позволяет сделать никаких выводов о строении ВЧР ввиду его тонкослоистой структуры. Однако разрез,

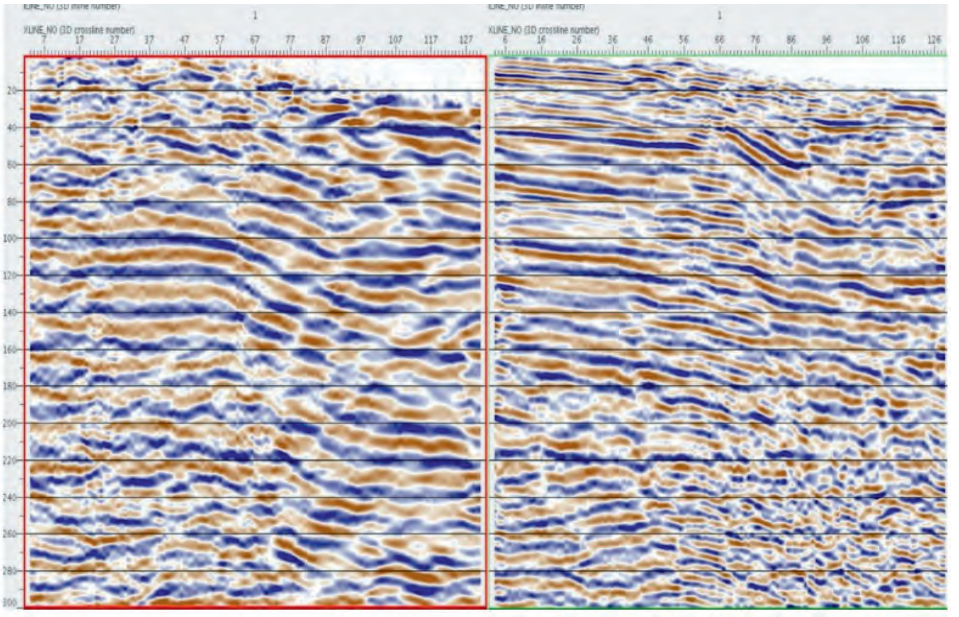


Рис. 3. Глубинный разрез, полученный в оползневой зоне Воробьевых гор (г. Москва). Слева – на продольных волнах, справа – на поперечных волнах.

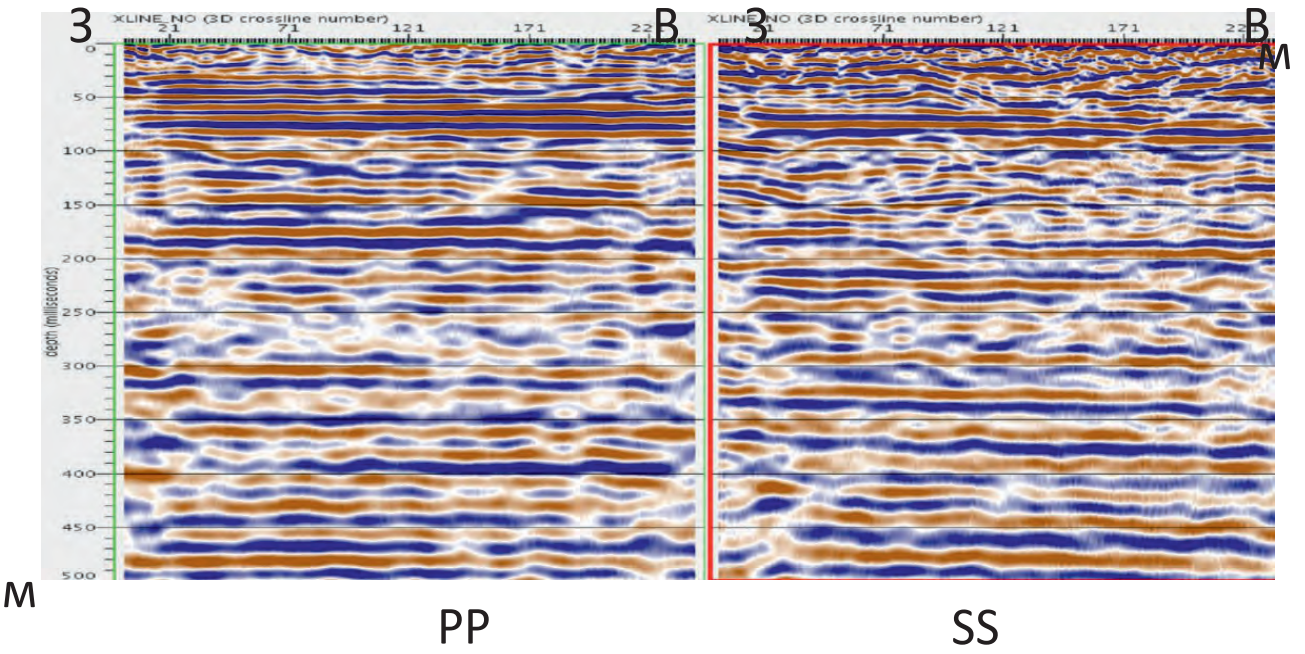
полученный с помощью поперечных волн, дает гораздо более детальную картинку, которая позволяет опознать 4 оползневых блока, зеркало скольжения и кровлю устойчивых к оползню известняков. Полученные результаты хорошо коррелируются как с ранее проводимыми в этом районе исследованиями [4], так и с данными бурения, выполненного летом 2020 года.

Результаты работы в карстово-опасной зоне

Работы на северо-западе Москвы проводились в 2023 году в рамках исследования возможности обнаружения карстовых нарушений методом вибрационной сейсморазведки. В качестве объекта была выбрана одна из площадок, запроектированных под строительство станции на новой ветке московского метрополитена. Задачи, которые предстояло решить, представляли из себя определение мощности юрских глин и глубины залегания кровли карбона, а также выявление и локализация карстовых нарушений. Полученный глубинный разрез показан на Рис. 4.

Результаты интерпретации с привязкой к известной в районе работ литологии показали, что на глубине 40 метров имеется водоносный горизонт (Vp=1500 м/с), который хорошо виден на разрезе продольных волн и практически отсутствует на разрезе поперечных волн. Мощность юрских глин составляет не менее 20 метров, а кровля известняков располагается на глубине порядка 70-75 метров (Рис.5).

На первый взгляд в представленных разрезах ничего особенного не видно, кроме перемятости первых 20-30 метров, которую можно объяснить техногенными нарушениями (в данной зоне ранее велось активное строительство). Однако, при более детальном изучении водоносного горизонта на разрезе продольных волн можно обнаружить прогиб уровня грунтовых вод в районе 130-190 CDP. В этом же районе на разрезе поперечных волн можно заметить ухудшение прослеживаемости оси синфазности, соответствующей кровле известняков (особенно хорошо это заметно на рис.4, правая часть). Если исходить из выводов, приведенных в [5], то данные признаки позволяют с некоторой осторожностью сделать вывод о возможном наличии в данном районе начальных признаков возникновения суффозионной воронки. Подтверждением данного вывода может также служить заметный

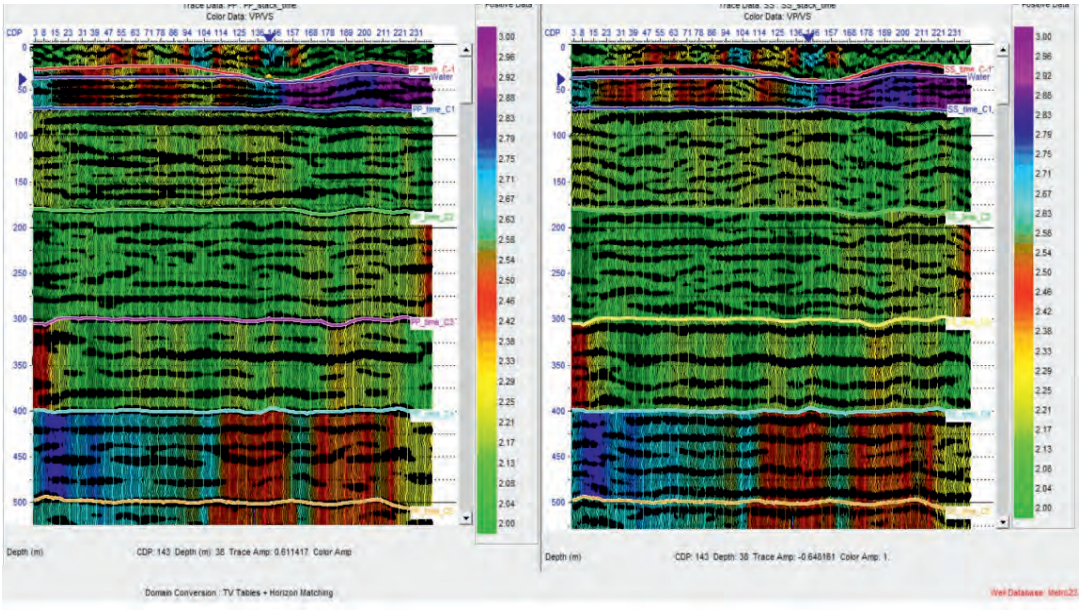


▲ *Рис. 4. Глубинный разрез, полученный с помощью продольных (слева) и поперечных (справа) волн.*

скачок соотношения Vp к Vs от 2,5 до 3,0, что говорит об изменении литологических характеристик юрских глин в этом месте. Однако для более точного определения требуется бурение скважины или выполнение 3D съемки методом МОВ ОГТ в месте предполагаемого карстового нарушения.

Заключение

Проведенные работы показали, что вибрационная сейсморазведка, выполняемая с помощью малого электромеханического виброисточника, вполне может применяться в инженерной сейсморазведке вместо традиционной кувалды. Особенно в районах со сложными приповерхностными геологическими условиями и в тяжелых погодных условиях. Получаемые результаты как правило превосходят по качеству, глубинности и детальности результаты, получаемые с помощью традиционных средств возбуждения сейсмического сигнала. Также преимущес-



◀ *Рис. 5. Результат привязки литологии и соотношения Vp к Vs.*

тво использования вибрационной сейсморазведки выражается в меньшей трудоемкости и потенциально более высокой производительности, т.к. для получения сопоставимого результата не требуется использовать накопления даже в условиях высокого уровня помех.

Однако используемый виброузел имеет ряд недостатков, главный из которых состоит в том, что компания Seismic Mechatronics отказалась от поставок этого оборудования в Россию из-за опасения попасть под санкции. Данный факт повышает актуальность разработки отечественного аналога. И данные работы уже ведутся, о чем говорилось в [3]. Также ведется разработка аналога виброузла Lightning с использованием российских комплектующих с целью устранения обнаруженных в нидерландском источнике конструкторских недоработок.

Литература

1. Жуков А.П. и др. Отчет о научно-исследовательской работе «Разработка элементов технологии изучения верхней части разреза (ВЧР) на основе применения мобильной сейсморазведочной системы и электроразведочной системы ускоренного электропрофилирования». РУДН, Москва, 2018, 2019 и 2020

2. Серебряков В.С., Жуков А.П., Соловьев А.О. Программно-аппаратный комплекс VIBROPS для малоглубинных исследований на основе электромеханического вибрационного источника. Приборы и системы разведочной геофизики №1, 2021, стр. 27-35

3. Дергач П.А., Яблоков А.В., Зобнин Г.Ю. Результаты полевого тестирования портативного вибрационного источника поперечных волн. Доклад на конференции «Инженерная сейсморазведка и сейсмология 2023».

4. Лукашов А.А. Геолого-геоморфологическое строение и морфодинамика Воробьевых гор (г.Москва). Вестник Московского Университета, серия 5, География, № 5, 2008, стр.68-73.

5. Гинодман А.Г., Гранит Б.А. Инженерно-геофизические исследования карста на территории Москвы и Московского региона методом многоволновой сейсморазведки. Вестник МГСУ №4, 2010 г. стр.120-127.

Новейший российский аппаратурно – программный комплекс для магнитотеллурических зондирований «SMT-32»

Куклина Ф.Р.[1], к.г-м.н. Семинский И.К.[1,2], Немцева Д.Б. [1], Гомульский В.В.[1], Давыденко С.А.[1,2], Шарлов М.В.[3], к.т.н. Агафонов Ю.А.[1]
[1] – ООО «СИГМА-ГЕО», г. Иркутск,
[2] – ИСЗФ СО РАН, г. Иркутск,
[3] – ООО «СИГМА-ЭЛЕКТРОНИКА», г. Иркутск

Методы электроразведки позволяют решать широкий спектр геологических задач в диапазоне глубин от первых метров до десятков километров, при глубинных исследованиях (более ≈ 8 км) наиболее эффективным считается метод магнитотеллурического зондирования (МТЗ). МТЗ позволяет получать геолого-геофизическую информацию не только в пределах земной коры, но и исследовать мантию и ядро планеты, а также вести мониторинг напряженно-деформированного состояния горных пород. МТЗ – метод естественного переменного электромагнитного поля, является разновидностью индукционного частотного зондирования [Дмитриев и др., 1944].

Несмотря на высокий уровень электроразведки, исследования многих перспективных участков пока ограничивались региональной стадией изучения [Pospeev, Seminskiy, Nemtseva, 2021]. Предполагается, что одним из факторов, снижающих популярность применения магнитотеллурических исследований, является узкий рынок приборной базы геофизического оборудования. Наиболее известными производителями магнитотеллурических программно-аппаратурных комплексов на мировом рынке являются: Phoenix Geophysics (Канада), Metronix (Германия) и LEMI (Украина). Среди отечественных приборов известна МТ-станция NORD (ООО «Северо-Запад»). В связи со сложившимися геополитическими условиями, импортное оборудование стало труднодоступным и, не смотря на наличие отечественных аналогов, остается дефицит доступных и удобных в использовании приборов. Также, ввиду актуальности изучения напряжённо-деформированного состояния горных пород сейсмически активных регионов, ощущается нехватка модифицированного для мониторинговых наблюдений магнитотеллурического оборудования. Иными словами, расширение отечественного рынка геофизического оборудования для МТЗ является актуальной задачей геофизической отрасли страны.

Аппаратурно-программный комплекс SMT-32 для МТЗ

С 2000-ых годов коллектив компании «СИГМА-ЭЛЕКТРОНИКА» (г. Иркутск, Россия) занимается производством геофизического оборудования для электроразведки. Наиболее известны аппаратурно-программные продукты для ЗСБ (зондирование становлением поля в ближней зоне): SGS-TEM (диапазон исследуемых глубин - от 200 м до 7 км) и FastSnap (диапазон исследуемых глубин - от 2 м до 1 км). В 2021 году «СИГМА-ЭЛЕКТРОНИКОЙ» в рамках импортозамещения создан новый аппаратурно-программный комплекс для магнитотеллурических измерений – SMT-32. Данный комплекс производит регистрацию магнитных (Hx, Hy, Hz) и электрических (Ex, Ey, для мониторинговых измерений оснащается шестым каналом – Ez) компонент естественного поля Земли. Прибор позволяет проводить измерения не только в пределах частот, типичных для глубинного магнитотеллурического зондирования



▲ *Рис . 1. Комплект аппаратурно-программного комплекса SMT-32: А – цифровой регистратор МТ-поля SMT-32; Б – кабель питания; В – антенна GPS/GLONASS с разъемом BNC; Г – кабель-удлинитель для подключения индукционного датчика; Д – электрические линии; Е – кабель-разветвитель для подключения до трех индукционных датчиков; Ж – батарея 12 В; З – Wi-Fi-антенна; И – неполяризующийся электрод для заземления электрических линий; К – индукционные датчики [Паспорт на …, 2022].*

(0.0001 – 400 Гц), но и в аудио диапазоне (АМТЗ) (1 – 10000 Гц) (Таблица 1) [Паспорт на …, 2022], что расширяет спектр решаемых задач на всех этапах геологоразведочных работ: региональном, поисково-оценочном, а также разведочном.

В комплект SMT-32 входят: измеритель, три индукционных датчика для регистрации магнитных компонентов, две электрические линии, неполяризующиеся электроды для регистрации электрических компонентов, аккумулятор 12 В, обеспечивающий питание станции, внешняя GNSS-антенна (GPS/GLONASS), предназначенная для определения точного времени (необходимо для синхронизации наблюдений) и координат. Все перечисленные выше устройства подключаются непосредственно к измерителю (Рис. 1).

Конструктивно, измеритель SMT-32 представляет собой автономный прибор, комбинирующий измерительные каналы на базе прецизионных 32-разрядных АЦП и управляющий мини-компьютер. Это позволяет просматривать и контролировать измеряемые сигналы в период регламентных или полевых работ. Для удобства работы и настройки измеритель позволяет подключать периферийные устройства, такие как монитор, внешний USB накопитель, мышь и клавиатура. Также возможно подключение к измерителю удаленно, через Wi-Fi соединение.

Цифровой регистратор SMT-32 обладает упрощенным файлообменом, который реализуется посредством подключения и автоматической записи полученного

№	Параметр	Величина
1	Тип регистрирующей станции (измерителя)	цифровая, 32-х разрядная;
2	Частотный диапазон измерителя	10000-0,0001Гц;
3	Измеряемые параметры	E_x, E_y, E_z, H_x, H_y, H_z;
4	Рабочий диапазон температур	от –40 °С … +60 °С;
5	Рабочая влажность	0 – 95% (при отсутствии сплошной пленки воды);
6	Входное сопротивление станции для электрических каналов составляет	20 МОм;
7	Частота дискретизации сигнала	Гц – 24000, 2400, 150, 15 (возможен режим сохранения недецимированного поля на частоте 24000 и 2400 Гц);
8	Фильтрация	Настраиваемые цифровые децимирующие ФНЧ; режекторные фильтры 50/60 Гц;
9	Память для сохранения данных	128 Гб;
10	Подключение к измерителю, управление, передача данных	Wi-Fi; высокоскоростной USB разъём; подключение HDMI;
11	Габариты	22×25,5×9,5 см;
12	Масса	2 кг;
Электрические каналы		
13	Форм-фактор	Совмещены с регистратором;
14	Входное сопротивление	Не менее 20 МОм;
15	Усиление	1-64;
Магнитные каналы		
16	Форм-фактор	Совмещены с регистратором;
17	Усиление	1-64.

▲ *Табл. 1. Ключевые технические характеристики аппаратуры SMT-32.*

материала на USB-накопитель, а также возможности Wi-Fi подключения. Удобная световая индикация статуса станции (процесс регистрации, режим ожидания или скачивание данных с прибора) упрощает работу с ней в поле. Ещё одним из преимуществ является возможность работы в различных климатических условиях – от арктических до субтропических, а компактные размеры приборов позволяют повысить мобильность полевых подразделений.

Аппаратурный комплекс оснащен программой регистрации SMT32, которая позволяет задавать параметры измерительных каналов (частотный диапазон, коэффициент усиления, аппаратные и децимирующие фильтры и др.) и осуществлять сбор данных в широком временном диапазоне (максимальное время записи ограничено размером подключенного накопителя). За счет интуитивно понятного интерфейса обеспечивается быстрое обучение операторов-геофизиков работе со станцией.

Пылевлагозащищенный корпус обеспечивает оптимальный режим работы встроенных электронных компонентов и служит для защиты от внешних воздействий окружающей среды. Станция позволяет удаленно производить сбор и контроль данных при наличии Интернет-соединения. Описываемая аппаратура имеет конструкцию, компоненты которой не оказывают вредного влияния на окружающую среду.

Выходными данными регистрации является пакет файлов с расширением: «.xml» (информационный файл о параметрах регистрации), «.txt» (информация о состояния станции в процессе регистрации) «.ini» (копия файла STARTUP с параметрами запуска станции) и бинарные файлы (полевые записи). Для обработки МТ-данных возможно использование программного обеспечения Epi-KIT [Епишкин, Яковлев, Андреев, 2015] и MT-Corrector, в результате конвертируется файл формата «.edi». Количественная интерпретация кривых зондирования может осуществляться в любом, предназначенном для этого, программном комплексе.

Сопоставление результатов регистрации магнитотеллурическими станциями SMT-32 и Phoenix Geophysics MTU-5

Ключевым этапом проверки работоспособности и соответствия аппаратуры заявленным требованиям и характеристикам является проверка на идентичность работы станции с эталоном.

Проверка аппаратурно-программного комплекса SMT-32 осуществлялась путем оценки идентичности работы вышеуказанной станции с эталоном, в данном случае – с канадской станцией Phoenix Geophysics MTU-5. Испытания проводились в геологических условиях Прибайкалья, на территории с низким уровнем промышленных помех.

Опытно-методические работы выполнялись в соответствии с «Инструкцией по электроразведке» [Инструкция по электроразведке, 1984] и инструктивно-методическими материалами к электроразведочным станциям SMT-32 и Phoenix Geophysics MTU-5. Измерение компонента магнитотеллурического поля производилось по методике точечных зондирований с использованием пятиканальной установки (Рис. 2).

Для оценки идентичности работы станций SMT-32 и Phoenix Geophysics MTU-5 велась одновременная регистрация МТ-поля в течение 24 часов (диапазон частот 200-0,001 Гц), длина электрических диполей по 50 м.

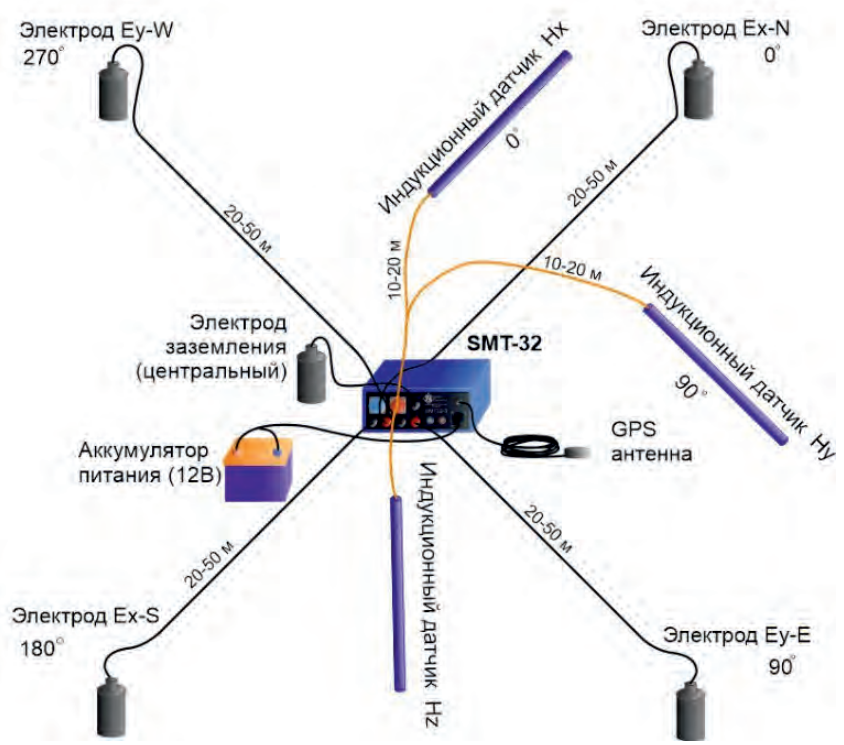


Рис. 2. Схема установки МТЗ SMT-32.

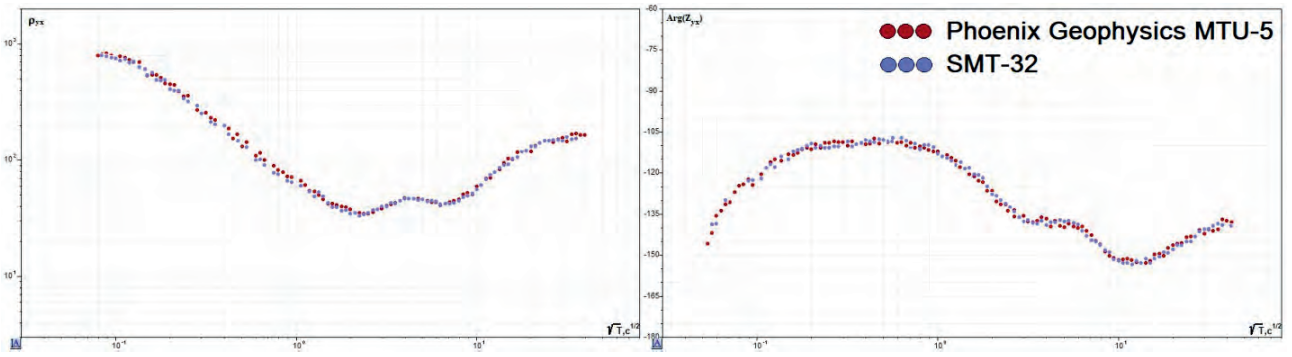


Рис. 3. Кривые МТЗ, полученные в результате оценки идентичности работы станций SMT-32 и Phoenix Geophysics MTU-5 на территории Прибайкалья: слева – кажущееся сопротивление; справа – фазовая составляющая.

Результаты обработки и анализ полученных данных показали хорошее качество, которое соответствовало требованиям инструкции. Кривые зондирования сходились как по амплитудной, так и по фазовой составляющей. Дисперсия, наблюдаемая на поздних и средних временах, считается типичной для оцениваемого временного диапазона (Рис. 3). Среднее квадратическое расхождение амплитудных (5%) и фазовых (1-5°) кривых не превышает допуска, предусмотренного «Инструкцией по электроразведке» [Инструкция по электроразведке, 1984].

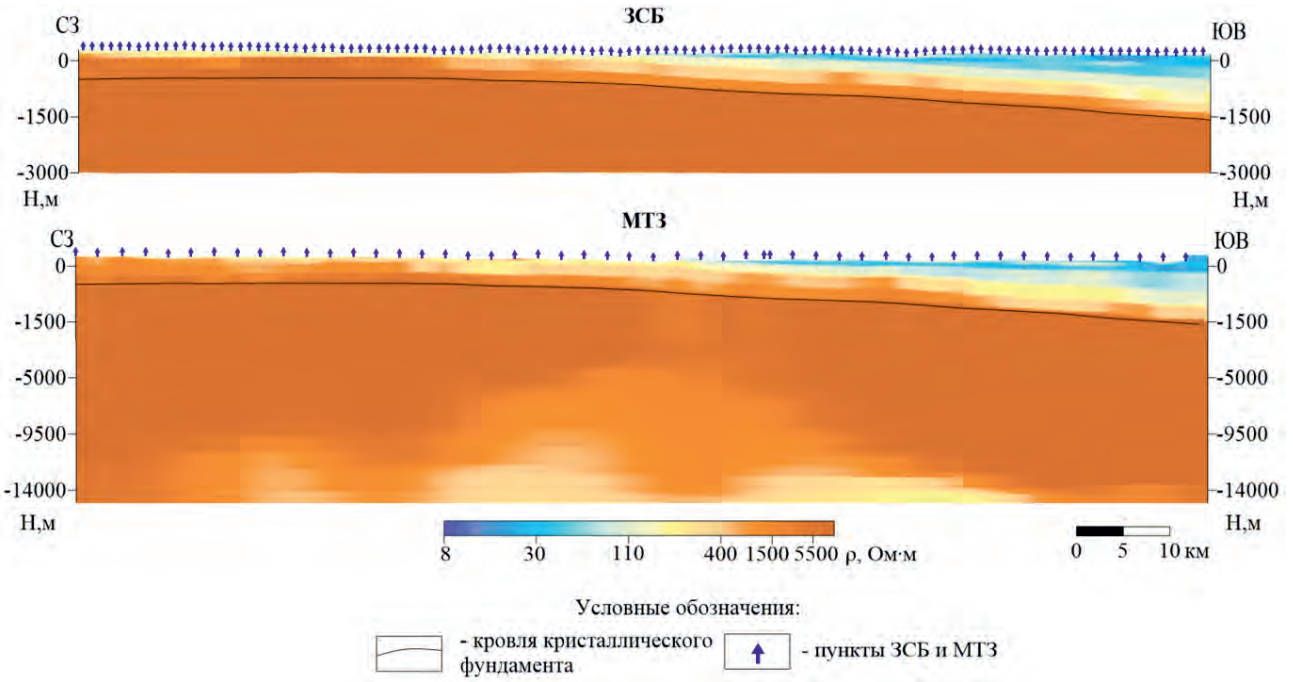
Применение аппаратурно-программного комплекса SMT-32 при региональных электромагнитных исследованиях в северо-восточной части Сибирской платформы

Ещё одним показательным примером работы станции является сравнение результатов, полученных при выполнении комплекса электроразведочных работ методами зондирования становлением поля в ближней зоне и магнитотеллурического зондирования.

Исследования проводились на этапе регионального изучения Мунского свода Анабарской антеклизы в области сочленения с Вилюйской синеклизой. Изучаемый район характеризуется малой степенью изученности методами электроразведки, вследствие чего не имеет априорной геоэлектрической модели. Актуальность исследования данной территории обусловлена вероятной нефтегазоностностью венд-кембрийского комплекса. Работы методом МТЗ проводились совместно с исследованиями ЗСБ. Шаг наблюдений МТЗ по профилю составлял 2500 м, ЗСБ - 500 м. В результате работ МТЗ и ЗСБ были получены разрезы удельного электрического сопротивления (УЭС), представленные на рисунке 4.

В ходе сопоставления результатов МТЗ и ЗСБ отмечается принципиальная схожесть геоэлектрических моделей. На разрезах прослеживаются области увеличения мощности осадочного чехла в южном направлении. По результатам интерпретации видно, что метод ЗСБ обладает повышенной чувствительностью к изменению геоэлектрических параметров разреза и позволяет дифференцировать более тонкие и менее контрастные слои. В свою очередь МТЗ не обладает такой разрешающей способностью, однако оно эффективнее в глубинной части, в частности при изучении строения кристаллического фундамента.

Таким образом, проведенные исследования позволяют не только просле-



▲ *Рис. 4. Геоэлектрические разрезы УЭС по результатам ЗСБ и МТЗ.*

дить геолого-геоэлектрическое строение исследуемого участка, но и судить об эффективности работы аппаратуры SMT-32 путем сопоставления результатов, полученных посредством МТЗ и ЗСБ.

Мониторинговые (непрерывные) магнитотеллурические наблюдения

Особенностью станции SMT-32 является возможность оснащения её дополнительными измерительными каналами и настройкой непрерывных мониторинговых измерений естественного магнитотеллурического поля с целью оценки изменений напряженно-деформированного состояния пород сейсмически активных районов. Применительно к мониторинговым наблюдениям, прибор оснащается шестым каналом для регистрации вертикальной компоненты Ez, которая чувствительна к неоднородности геоэлектрического разреза. Также существует возможность добавления дополнительных каналов для подключения к станции сейсмоприёмников, что позволит одновременно регистрировать сейсмическое и магнитотеллурическое поле.

С помощью магнитотеллурического мониторинга решаются следующие задачи:

1. Выявление среднесрочных предвестников землетрясений – посредством измерения электропроводности в пределах сейсмогенерирующего слоя. Активизация флюидодинамической системы вероятна в пределах глубин залегания корового проводящего слоя, вследствие увеличения горного давления в процессе подготовки землетрясения.

2. Выявление краткосрочных предвестников землетрясений – изменений характера поведения вертикальной компоненты электротеллурического поля, которая чувствительна к проявлению пикового напряжения в виде пьезоэлектрических, электрокинетических и прочих эффектов.

Модифицированная для мониторинга напряженно-деформированного состояния горных пород МТ-станция успешно испытывалась на территории Прибайкалья в области пересечения Приморского и Морского разломов. Показательным результатом работы станции было выяв-

ление изменения электропроводности в пределах сейсмогенерирующего слоя (10-20 км), произошедшее вследствие сейсмической активизации. Последующее сейсмическое событие повлекло завершение этой активизации, а возросшая электропроводность постепенно вернулась к исходному уровню [Семинский, Поспеев, 2022].

Заключение

Показаны применимость и преимущества отечественного аппаратурно-программного комплекса SMT-32 для магнитотеллурических зондирований, разработанного компанией «СИГМА-ЭЛЕКТРОНИКА», в области изучения глубинного строения и вариаций магнитотеллурического поля Земли.

Проведённые опытно-методические испытания и тесты на идентичность показали, что работа отечественной станции идентична выбранному эталону (канадской станции Phoenix Geophysics MTU-5), а качество полученного полевого материала соответствует инструктивным требованиям и оценивается как высокое.

Полученные результаты методами ЗСБ и МТЗ на территории Восточной Сибири демонстрируют эффективность применения станции SMT-32 при изучении глубинного геоэлектрического строения осадочных и кристаллических отложений.

Литература

1. Дмитриев В.И., Яковлев А.Г., Голубцова Н. С., Пушкарев П. Ю., Куликов В.А., Хмелевской В.К., Шустов Н.Л. Магнитотеллурический метод и научная школа геофизиков МГУ. I - с. 80-98. 2014 г.

2. Епишкин Д.В., Яковлев Д.В., Андреев М.А. Программа обработки данных магнитотеллурических зондирований EPI-kit. – 2015.

3. Инструкция по электроразведке. Наземная электроразведка, скважинная электроразведка, шахтно-рудничная электроразведка, аэроэлектроразведка, морская электроразведка. Л.: Недра, 1984. -534 с.

4. Паспорт на техническое изделие. Цифровой регистратор МТ- поля 5-канальный SMT 32-5. 14 с. 2022 г.

5. Pospeev A.V., Seminskiy I.K., Nemtseva D.B. First results of soundings for mapping the riphean sediments of The Baikal Foredeep. Geodynamics & Tectonophysics. 2021; 12(3S):769-775. (In Russ.) DOI.org/10.5800/GT-2021-12-3s-0553

6. Семинский И.К., Поспеев А.В. Отражение крупных для Байкальского рифта землетрясений 2020-2021 г. в данных режимных наблюдений магнитотеллурического поля земли // Физика Земли. -2022. №4. с. 46-55. DOI: 10.31857/S0002333722040093

Российское геофизическое оборудование производства АО «СКБ СП», г. Саратов

Тарасов В.Н., АО «СКБ СП», г. Саратов.

В современном мире геофизические исследования играют ключевую роль в решении широкого спектра задач, связанных с изучением земной коры, подземных ресурсов, окружающей среды и других аспектов. Обеспечение качества и эффективности таких исследований во многом зависит от применяемого оборудования, его возможностей и точности. В данной статье мы хотим представить вашему вниманию одну из наиболее широких и передовых линеек геофизического оборудования, разработанного нашей компанией.

АО «СКБ СП» один из ведущих разработчиков и производителей геофизического оборудования на территории РФ. Наша цель - предложить клиентам наиболее эффективные и надежные решения для проведения геофизических исследований любой сложности и масштаба.

Представленная линейка оборудования, включает в себя различные приборы и инструменты, предназначенные для сейсморазведки, электроразведки, изучения ВЧР, а также большое количество вспомогательного оборудования. Эти приборы позволяют проводить исследования на различных глубинах, в разных геологических условиях и в широком диапазоне частот.

Применение данного оборудования обеспечивает высокую точность и качество получаемых данных.

SCOUT

Бескабельная сейсмосистема с использованием одно- или трехканальных полевых модулей с внешней или внутренней антенной. Применяется для геологоразведочных работ в сложных полевых условиях с большим перепадом высот и в труднодоступной болотистой местности.

SCOUT-HT

Комбинированная кабельно-бескабельная сейсмосистема. В расстановке одновременно используются, как бескабельные модули, так и одноканальные кабельные модули. Передача по магистрали идет через оптоволоконный кабель с использованием коммутаторов линии со скоростью 1 Гбит/с. При обрыве межкабельных или межлинейных соединений данные автоматически перенаправляются по обходному маршруту или сохраняются во внутренней памяти коммутаторов.

Одноканальный кабельный полевой модуль.



Коммутатор линии.



Блок БАР системы SCOUT.



SCOUT-MSK

Система предназначена для изучения верхней части разреза (ВЧР) методом как прямого, так и обращенного микросейсмокаротажа (МСК) и вертикального сейсмического профилирования (ВСП) в разведочных и эксплуатационных скважинах на глубинах до 100м при инженерно-геофизических исследованиях.



▲ *Комплекс оборудования SCOUT-MSK*

SCOUT-L

Линейная сейсмостанция для изучения ВЧР.

- От 6 до 96 каналов сбора данных
- Работа без системы синхронизации
- Сейсмическая коса со стандартными отводами РКВ-21 или РКП-2М
- 3 года безусловной гарантии
- Управление комплексом через wi-fi с планшета
- Минимальный интервал квантования 0,03125 мс
- Работа в любых условиях от -40 до +70
- Встроенный GPS/GLONASS приемник, Wi-Fi, Li-Pol аккумуляторы, генератор тестовых сигналов.

▼ *Линейная сейсмостанция для изучения ВЧР*



SCOUT-3C

Бескабельная сейсмосистема для микросейсмического мониторинга с использованием геофонов, 3С геофонов и активных сейсмографов.

Обеспечивает работу с низкочастотными трехкомпонентными датчиками с активным питанием (Lennartz, Р-Сенсор и др.).

- Имеет встроенную мощную батарею.
- Позволяет подключать внешнюю батарею любой емкости.
- Позволяет проводить диагностику датчика.
- Позволяет передавать данные по радиоканалу, в том числе с использованием дронов с Wi-Fi точкой доступа.



▲ *Блок БАР системы SCOUT-3C с сейсмометром*

БИКС

Бесконтактный измеритель кажущегося сопротивления. БИКС разработан для выполнения электроразведочных наблюдений при решении широкого круга задач:

- геологоразведочных (твердые и жидкие полезные ископаемые и т.п.);
- инженерно-геологических (исследования участков, выделенных под строительство трубопроводов и зданий т.п.);
- гидрогеологических (поиск подземных вод);
- экологических (экологическое картирование);
- археологических (поиск и идентификация археологических объектов, особенно не выраженных в рельефе и т.п.);
- агрономических (оценка бонитета почв и концентрации минеральных удобрений и т.п.);
- а также других задач, связанных с изучением поверхностного слоя Земли на глубинах нескольких десятков метров.



Приемник и генератор БИКС.

БИКС-МХ

Многоканальный измеритель кажущегося сопротивления.

Система электропрофилирования «БИКС-МХ» имеет следующие целевые характеристики:

- высокая производительность;
- работа без необходимости заземления;
- получение непрерывной информации о геологическом разрезе;
- неразрушающий метод исследования среды;
- мобильность и легкость оборудования по сравнению с аналогами;
- широкий диапазон климатических условий эксплуатации;
- ударопрочные корпуса блока излучателя и блоков приемников.

В состав системы «БИКС-МХ» (М-мобильный, Х-количество приемников)входят:

- блок излучателя;
- блоки приёмников (от 1 до 5);
- емкостные шлейфы;
- переносной пульт управления.



Полевой модуль БИКС-МХ.

Система синхронизации возбуждений ССВ-3

Система предназначена для работы в сейсморазведке, как с взрывными, так и с невзрывными источниками возбуждения импульсного типа.

Система служит для:

- синхронизации начала запуска сейсморазведочных систем сбора данных (далее – сейсмостанций) и запуска источников возбуждения колебаний;
- инициирования взрывных источников возбуждения колебаний;
- формирования сигналов отметки момента и вертикального времени на пункте возбуждения колебаний;
- передачи сигналов отметки момента и вертикального времени с пункта возбуждения колебаний на сейсмостанцию.



Система синхронизации возбуждений ССВ-3.

Тестер геофонов ТЕСТ-СП

Тестер предназначен для автоматизированного измерения параметров электродинамических сейсмоприемников (геофонов): сопротивления цепи катушки на постоянном токе;

- собственной частоты колебаний;
- коэффициента затухания колебаний СП;
- коэффициента нелинейных искажений
- (коэффициента гармоник);
- коэффициента преобразования амплитуды механических колебаний катушки в электрический сигнал;
- полярности подключения сейсмоприемника в группе.

Тестер может применяться в метрологических и испытательных лабораториях при производстве геофонов и приборов на их основе, а также на предприятиях, занимающихся их эксплуатацией и ремонтом.



Тестер геофонов ТЕСТ-СП.

GALVA

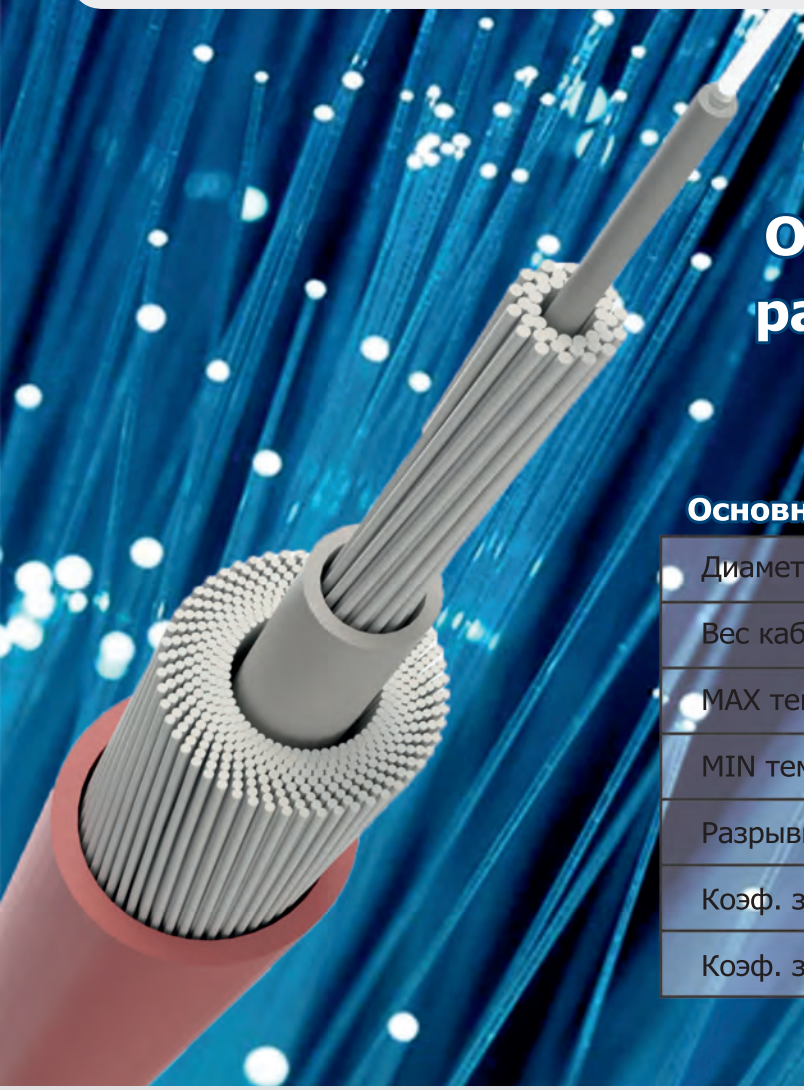
ООО «НПЦ «Гальва»

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ КАБЕЛЯ С МНОГОЛЕТНИМ ОПЫТОМ

СОБСТВЕННЫЙ ПАРК ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

ИСПЫТАТЕЛЬНАЯ ЛАБОРАТОРИЯ

ИЗГОТОВЛЕНИЕ КАБЕЛЯ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ ЗАКАЗЧИКА



Оптический кабель для разведочной геофизики ГП 1хЕ3-200

Основные параметры

Диаметр кабеля	7,2 мм
Вес кабеля	35,9 кг/км
MAX температура эксплуатации:	70°С
MIN температура эксплуатации:	-45°С
Разрывная нагрузка	200 даН
Коэф. затухания на длине волны 1310 нм	0,4 дБ/км
Коэф. затухания на длине волны 1550 нм	0,3 дБ/км

455007, Российская Федерация, Челябинская обл., г.Магнитогорск,
ул.9 мая, д.12, корпус 1, кабинет 1.
Т/ф (3519) 23-48-09. E-mail: galva@galva-mgn.ru, galva1@mail.ru
www.galva-mgn.ru

«ГСК-СЕЙСМОМОДЕЛИРОВАНИЕ» - программа моделирования 3-D сейсмических данных в приближении Кирхгофа

Закариев Ю.Ш., Казаков А.К., Плешкевич А.Л., ЗАО ГСК, г. Москва.

Аннотация. Рассмотрены теоретические основы, алгоритм и результаты моделирования 3-D сейсмограмм и временных разрезов в акустическом приближении Кирхгофа для среднескоростной модели среды. Помимо однократных отражений от границ сложной формы предусмотрено моделирование поверхностных волн и волн первых вступлений. Создана быстродействующая программа с развитым интерфейсом для широкого использования на Windows-PC и ноутбуках.

Ключевые слова: 3-D сейсмическое моделирование, приближение Кирхгофа, быстродействующая программа для PC.

Введение

Популярные алгоритмы моделирования сейсмических данных основаны либо на крайне упрощенной модели, связанной с представлениями об отражении от непрерывных гладких границ и локальном переносе сейсмического сигнала заданной формы вдоль лучей (с возможным учетом геометрического расхождения), либо на затратных в вычислительном отношении сеточных алгоритмах, связанных с решением волновых уравнений в рамках акустической либо упругой моделей земной среды [3, 8, 9]. Основным недостатком алгоритмов первого типа является их неспособность описывать дифракцию, рассеяние и фокусировку волн в областях каустик для сред с нерегулярной и сложной формой отражающих границ, что резко снижает качество и адекватность результатов такого моделирования. Сеточные алгоритмы моделирования на основе решения 3-D скалярного волнового уравнения либо системы уравнений динамической теории упругости связаны с большим объемом расчетов и в случае моделирования 3-D сейсмических данных для систем наблюдений многократных перекрытий требуют использования суперкомпьютерных мощностей. Еще более важным затрудняющим обстоятельством их использования является то, что применение сеточных алгоритмов требует создания подробной сейсмогеологической модели интересующего объекта разведки с привлечением каротажных данных и результатов комплексной геолого-геофизической интерпретации. Это существенно сужает область возможного применения сеточных методов волнового 3-D моделирования или делает его невозможным в тех случаях, когда апробированная сеточная модель среды отсутствует, что характерно для ранних этапов проведения сейсморазведочных работ. В этом случае хорошей альтернативой может стать использование алгоритмов сейсмического моделирования в приближении Кирхгофа [1] для среднескоростной модели земной среды. Такой метод моделирования предъявляет минимальные требования к информации о модели среды, позволяя ограничиться заданием формы интересующих отражающих и рассеивающих сейсмических границ, распределением вдоль этих границ локальных коэффициентов отражения и средних скоростей волн в среде. Результаты такого моделирования адекватно учитывают эффекты геометрического

расхождения, дифракцию, рассеяние и фокусировку волн в областях каустик и, что немаловажно, могут быть оперативно получены при расчетах на обычных персональных компьютерах либо даже на портативных ноутбуках. Результаты моделирования могут использоваться на этапе проектирования сейсморазведочных работ при выборе и оптимизации параметров и методики сбора сейсмических данных, для априорной оценки разрешающей способности сейсмического метода в конкретном регионе проведения работ и возможности решения поставленных геологических задач, а также при тестировании процедур сейсмической обработки и планировании графов обработки и интерпретации. Область его допустимого применения соответствует области возможного применения популярных алгоритмов 3-D временной сейсмической миграции до суммирования, также использующих среднескоростную модель среды.

Основные математические соотношения

В рамках акустического приближения и среднескоростной модели среды запишем Фурье-преобразование по времени зондирующей волны от мгновенного точечного источника в виде модификации сферической волны:

$$G(\mathbf{r}|\mathbf{s};\omega)=\int_{-\infty}^{+\infty}\frac{1}{|\mathbf{r}-\mathbf{s}|}\delta\left(t-\frac{|\mathbf{r}-\mathbf{s}|}{v}\right)e^{-i\omega t}dt=$$
$$=\frac{1}{|\mathbf{r}-\mathbf{s}|}e^{-i\omega\frac{|\mathbf{r}-\mathbf{s}|}{v}}, \quad (1)$$

где $\mathbf{s}$ – положение источника, $\mathbf{r}$ – точка среды, $v=v(\mathbf{r})$ – локальное значение средней скорости, t – время, ω – циклическая временная частота. При падении зондирующей волны (1) от источника на глубинную границу Г: $z=z(x,y)$ с локальным коэффициентом отражения $V=V(\mathbf{r})|_{\Gamma}$ в плоско-волновом приближении отраженная волна на границе Г будет иметь вид: $u_0(\mathbf{r}|\mathbf{s};\omega)|_{\Gamma}=V(\mathbf{r})G(\mathbf{r}|\mathbf{s};\omega)|_{\Gamma}$. Будем интерпретировать ее как приближенное граничное условие Дирихле на границе Г. Чтобы смоделировать отраженные и рассеянные волны, применим далее интегральную формулу волнового продолжения заданного граничного условия Дирихле [5] на поверхность наблюдения $z=0$ в приемники $\mathbf{g}$:

$$u_0(\mathbf{g}|\mathbf{s};\omega)\approx-\frac{1}{4\pi}\int_{\Gamma}u_0(\mathbf{r}|\mathbf{s};\omega)\frac{\partial}{\partial\mathbf{n}}G(\mathbf{g}|\mathbf{r};\omega)dS=$$
$$=-\frac{1}{4\pi}\int_{\Gamma}V(\mathbf{r})G(\mathbf{r}|\mathbf{s};\omega)\frac{\partial}{\partial\mathbf{n}}G(\mathbf{g}|\mathbf{r};\omega)dS, \quad (2)$$

где $\mathbf{n}$ – внешняя нормаль к границе Г. Для моделирования желаемой угловой зависимости коэффициентов отражения можно дополнительно ввести зависимость коэффициента отражения $V=V(\mathbf{r},\varphi)$ от величины угла φ рассеяния волн на элементарной площадке ΔS. Лучевое приближение $\omega\to\infty$ нормальной производной функции Грина имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial\mathbf{n}}G(\mathbf{g}|\mathbf{r};\omega)=(\mathbf{n},\nabla G(\mathbf{g}|\mathbf{r};\omega)=\left(\mathbf{n},\nabla\frac{1}{|\mathbf{r}-\mathbf{g}|}e^{-i\omega\frac{|\mathbf{r}-\mathbf{s}|}{v}}\right)\approx$$
$$\approx\frac{-i\omega}{|\mathbf{r}-\mathbf{g}|}\frac{\cos\varphi}{v}e^{-i\omega\frac{|\mathbf{r}-\mathbf{g}|}{v}}, \quad (3)$$

где φ – угол между единичной нормалью $\mathbf{n}$ к границе Г в точке $\mathbf{r}$ и восходящим лучом к приемнику $\mathbf{g}$. С учетом лучевого приближения (3) перепишем (2) и затем выполним обратное преобразование Фурье для перехода из частотной области во временную. Получим:

$$u(\mathbf{g}|\mathbf{s},t)\approx c\frac{\partial}{\partial t}f(t)*$$
$$*\int_{\Gamma}\frac{V(\mathbf{r},\varphi)}{|\mathbf{r}-\mathbf{s}||\mathbf{r}-\mathbf{g}|}\frac{\cos\varphi}{v(\mathbf{r})}\delta\left(t-\frac{|\mathbf{r}-\mathbf{s}|+|\mathbf{r}-\mathbf{g}|}{v(\mathbf{r})}\right)dS, \quad (4)$$

где c – константа, которую далее можно выбрать произвольной, * – знак операции свертки с заданным в источнике зондирующим сигналом $f(t)$. Интегральную формулу (4) удобно использовать для моделирования сначала «импульсных» сейсмических трасс, используя подходящую сеточную аппроксимацию дельта-функции под знаком интеграла и приближая интеграл суммой вкладов от элементарных площадок ΔS. При использовании в качестве зондирующего сигнала, например, импульса Риккера, выполняется свертка полученных импульсных трасс с заданным импульсоидом $f(t)$ и операция дифференцирования. Использование простейшей квадратурной формулы прямоугольников для вычисления интегралов вида (4) приводит к появлению специфических помех, напоминающих эффекты аляйсинга пространственных частот, механизм появления которых подробно рассмотрен в работе [6] применительно к сейсмической миграции Кирхгофа, имеющей сходную структуру интегрального решения. Чтобы избежать появления этих помех, следует использовать квадратурные схемы с осреднением во временном окне [6]. В простейшем варианте использование этих схем применительно к (4) приводит к «размазыванию» сеточных дельта-функций в прямоугольники определенной ширины. После указанного осреднения выполняется суммирование вкладов от всех элементов ΔS отражающей или рассеивающей поверхности Г в пределах заданной апертуры. Затем выполняется указанная свертка «импульсных» трасс с сигналом заданной формы и дифференцирование полученных сейсмических трасс по времени.

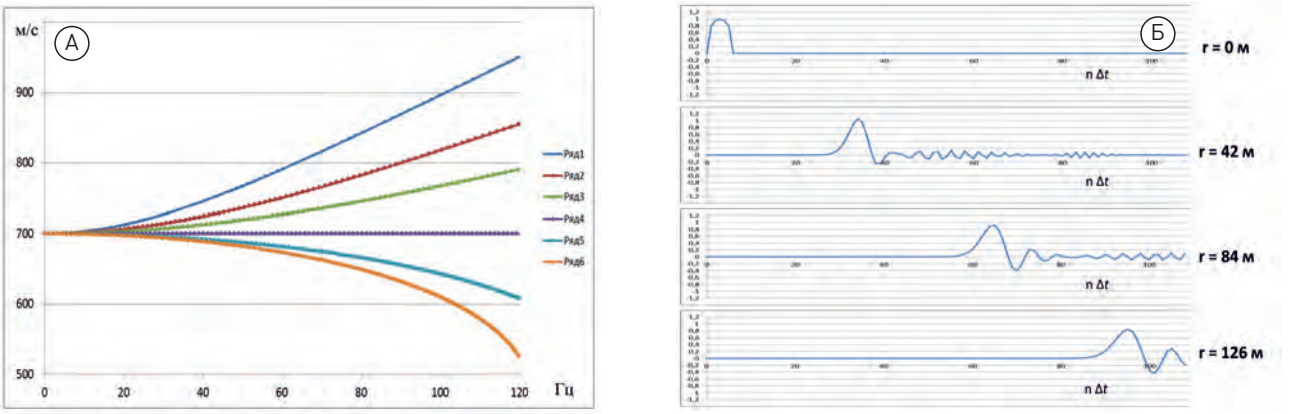
Опция моделирования поверхностных волн и волн первых вступлений

Характерной особенностью результатов полевой регистрации сейсмических волн является присутствие на сейсмограммах интенсивных низкоскоростных и низкочастотных волн-помех, отождествляемых с квази-рэлеевскими поверхностными волнами. Для моделирования этих волн необходимо использовать упругую модель среды и отвечающую ей систему динамических уравнений колебаний Ламе. В рамках акустического приближения и среднескоростной модели среды допустимо эвристическое имитационное моделирование конуса поверхностных волн, включая моделирование наблюдаемых эффектов их частотной дисперсии. Для этой цели было использовано решение дифференциального уравнения в частных производных вида:

$$\frac{\partial u}{\partial t} + v_0 \frac{\partial u}{\partial r} - \varepsilon \frac{\partial^3 u}{\partial r^3} = 0, \qquad (5)$$

где t - время наблюдения, r - расстояние от источника до приемника, v_0 - величина групповой скорости волн, ε - параметр, определяющий вид частотной дисперсии скоростей. На рис.1,а приведен вид зависимости фазовой скорости волн от частоты для набора параметров ε при групповой скорости v_0=700 м/с.

Дифференциальное уравнение (5) представляет собой запись первого дифференциального приближения для симметричной 4-точечной разностной схемы, предназначенной для решения одномерного уравнения переноса [4]. При этом величина параметра ε определяется соотношением шагов сетки Δt, Δr и параметром групповой скорости v_0. Задав краевые условия в виде формы колебания при r=0 и нулевого начального условия, и выбрав желаемые величины



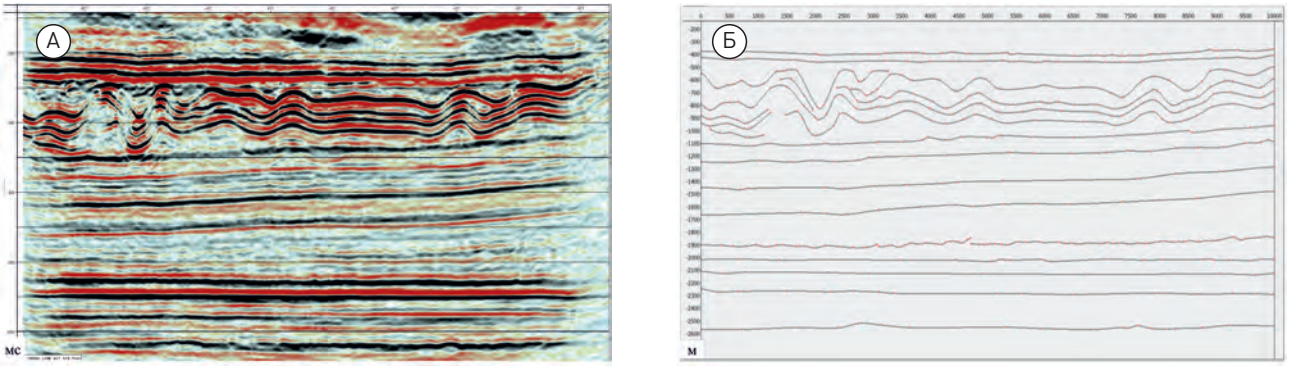
▲ *Рис. 1. Моделирование диспергирующей поверхностной волны:*
а) зависимость фазовой скорости волн от частоты для набора параметров ε:
Ряд 1 - ε =400; Ряд 2 - ε =200; Ряд 3 - ε =100; Ряд 4 - ε =0; Ряд 5 - ε =-60; Ряд 6 - ε =-85;
б) результаты моделирования с параметрами v_0 =700 м/с, ε =-85
для набора удалений источник-приемник 0,42,84,126 (м); Δt=2 мс.

параметров v_0 и ε, а также шаг дискретизации Δt, можно однозначно определить величину шага сетки Δr. Далее, с помощью указанной разностной схемы можно получить решение в виде бегущей диспергирующей волны в заданном диапазоне удалений источник-приемник и времени наблюдения. Результаты моделирования поверхностной волны могут быть затем подсуммированы к результатам предшествующего моделирования сейсмограмм отраженных и рассеянных волн. Приведенный на рис.1,б пример с параметрами v_0=700 м/с, ε =-85 демонстрирует постепенное расплывание заданного при r=0 компактного сигнала в протяженный колебательный процесс с запаздыванием более высокочастотных компонент сигнала относительно низкочастотных.

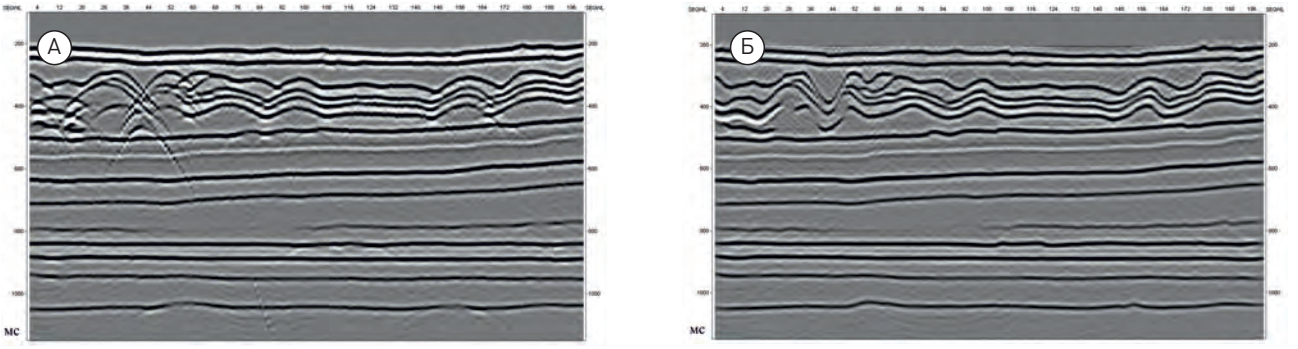
Помимо поверхностных волн в рамках среднескоростной модели среды было также выполнено имитационное моделирование интенсивных волн 1-х вступлений - прямой и рефрагированной, времена вступления которых были определены как минимальные суммарные времена пробега от источника до произвольной глубинной точки среднескоростной модели среды и от глубинной точки до приемника. Для этих волн был использован эвристический закон геометрического расхождения и желаемая величина их интенсивности.

Примеры результатов сейсмического моделирования

На следующих рисунках представлены примеры 3-D сейсмического моделирования для объекта, расположенного в Восточной Сибири. Вначале по имеющемуся реальному мигрированному временному разрезу (см. рис.2,а) были прослежены основные сейсмические горизонты. Используя далее известную зависимость времени пробега волн по вертикали от глубины, были рассчитаны средние скорости волн в среде, оценены глубины отражающих горизонтов и построена структурная глубинная модель, представленная на рис.2,б. Далее, отражающим горизонтам были приписаны локальные коэффициенты отражения, которые позволили на качественном уровне получить соответствие амплитуд синтетического временного разреза (рис.3,а) реальному временному разрезу (рис.2,а). Для проверки соответствия полученных результатов сейсмического моделирования была выполнена временная сейсми-



▲ *Рис. 2. а) исходный временной мигрированный разрез; б) структурная модель.*

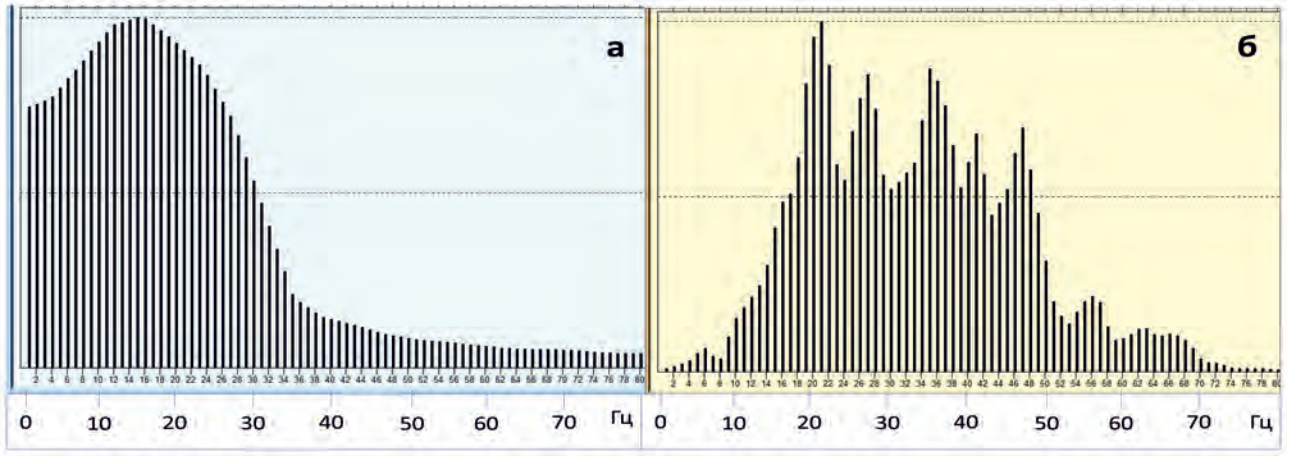


▲ *Рис. 3. а) синтетический временной разрез нулевых удалений; б) результат миграции Кирхгофа синтетического временного разреза.*

ческая миграция Кирхгофа по синтетическому временному разрезу. На рис.3,б представлен полученный результат миграции, который демонстрирует требуемое соответствие, как заданной структурной модели среды, так и реальному временному разрезу.

В продолжение вычислительных экспериментов на площади 100 км² были смоделированы сейсмограммы, содержащие полезные отражения, интенсивные поверхностные волны-помехи, находящиеся в зоне аляйсинга пространственных частот, и волны первых вступлений, для реальной системы крестовых сейсмических наблюдений с формулой кратности 8 х 8 = 64 (16 линий приема в шаблоне расстановки). На рис.4 представлены амплитудные спектры использованных моделей регулярной помехи – поверхностной волны (рис.4,а) и полезных отражений (рис.4,б). Спектр модели поверхностной волны имел максимум на частоте 15 Гц и крутой спад на частоте 30 Гц. Спектр отраженных волн сосредоточен в основном в полосе частот 15-50 Гц.

▼ *Рис. 4. Амплитудные спектры моделей: а) поверхностной волны; б) отражений.*



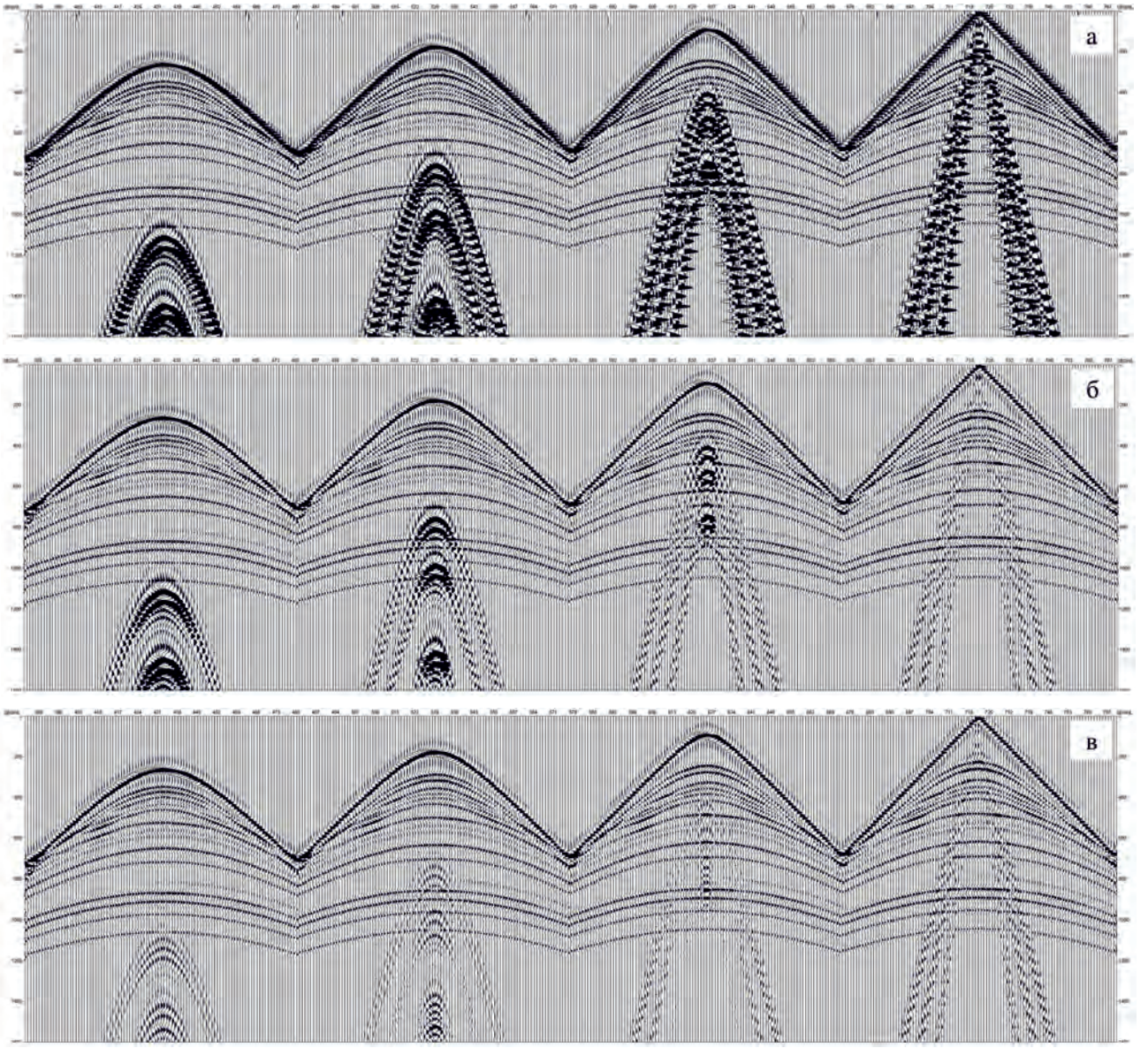
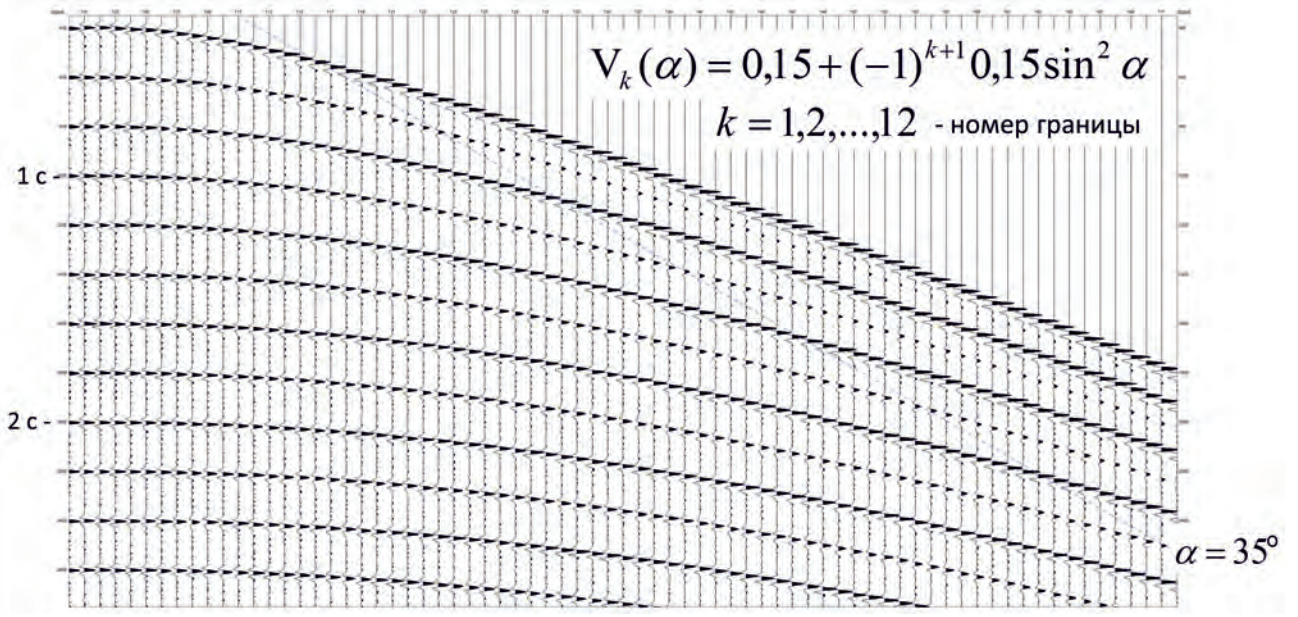


Рис. 5. Сейсмограммы ОПВ на соседних линиях приема шаблона крестовой расстановки после полосой фильтрации [10-15, 100-120] Гц: а) без группирования сейсмоприемников; б) группы из 12 приемников с шагом 5 м; в) группы из 12 приемников с шагом 5 м и группы из 4 источников с шагом 15 м.

На рис.5 представлены сейсмограммы для 4-х соседних линий приема с шагом пунктов приема 50 м, отстоящих друг от друга на 300 м, шаблона крестовой расстановки. Для подавления регулярных помех – поверхностных волн, все представленные сейсмограммы были профильтрованы полосовым трапецеидальным фильтром [10-15, 100-120] Гц. На рис.5,а представлены сейсмограммы, моделирующие регистрацию в отсутствии группирования сейсмоприемников («группа в точке»); на рис.5,б - с использованием линейных групп из 12 сейсмоприемников, расположенных с шагом 5 м; и на рис.5,в – с использованием линейных групп из 12 сейсмоприемников с шагом 5 м и, дополнительно, линейных групп из 4 источников с шагом 15 м, расположенных вдоль линий пунктов возбуждения. Приведенные результаты моделирования призваны продемонстрировать, что группирование, фактически реализующее антиаляйсинговый фильтр пространственных частот [7], позволяет существенно повысить



▲ *Рис.6. Фрагмент сейсмограммы с отражениями от 12 горизонтальных границ с одинаковыми коэффициентами отражения при нормальном падении и градиентами противоположных знаков; синяя пунктирная линия ограничивает диапазон углов падения 35 градусов.*

соотношение сигнал/помеха на полевых сейсмических записях, не приводя к заметному искажению полезных сигналов. Важно подчеркнуть, что отмеченное повышение соотношения сигнал/помеха за счет группирования не достижимо с помощью применения одних лишь процедур сигнальной обработки.

Из геометрических соображений ясно, что эффективность использования линейных групп приемников падает с увеличением бокового смещения линий приема от источника возбуждения, что демонстрирует рис.5,б на боковых линиях приема шаблона крестовой расстановки. Этот недостаток можно преодолеть с помощью дополнительного использования линейных групп источников, расположенных вдоль линий пунктов возбуждения. Рис.5,в демонстрирует, что использование даже не вполне полноценных линейных групп, содержащих 4 источника с шагом 15 м (как это практикуется при вибросейсмических наблюдениях) имеет выраженный положительный эффект. Улучшенный результат можно получить при использовании т.н. «динамических групп», которые позволяют достичь 5-метрового шага воздействий виброисточников в линейной группе, что делает такую группу полноценной. При этом комбинированное использование полноценных линейных групп источников и приемников позволяет достичь азимутально-независимого подавления поверхностных волн-помех в зоне аляйсинга пространственных частот на всех линиях приема крестовой расстановки [7].

Моделирование AVO-эффектов

Для тестирования и демонстрации возможностей моделирования отраженных волн с учетом зависимости локальных коэффициентов отражения от угла падения на рис.6 приведен результат моделирования волн, отраженных от 12 горизонтальных границ раздела, расположенных с равным шагом в диапазоне вертикальных времен от 400 мс до 2600 мс. Для моделирования AVO-эффектов была использована известная теорети-

ческая зависимость коэффициентов отражения $V(\alpha)$ от угла падения α вида:

$$V(\alpha) = V_0 + G\sin^2\alpha, \quad (6)$$

содержащая два независимых параметра: V_0 - коэффициент отражения при нормальном падении, G - градиент. В текущем эксперименте коэффициенты отражения $V_k(\alpha)$ на границах с номерами k=1,…,12 имели одинаковую величину при нормальном падении: $V_k(0)$=0,15 и градиенты $G_k=(-1)^{k+1}0{,}15$ с чередующимися знаками при переходе от одной границы к другой. В соответствии с заданными параметрами результаты моделирования отраженных волн, представленные на рис.6, демонстрируют попеременное увеличение и уменьшение амплитуд отраженных волн с ростом угла падения или увеличением удаления источник-приемник. На рис.6 отмечена линия, ограничивающая диапазон удалений источник-приемник, соответствующая диапазону углов падения в пределах 35 градусов, в пределах которого допустимо использование приближенного соотношения (6).

Отметим, что использованный в программе сейсмического моделирования [2] алгоритм позволяет адекватно моделировать эффекты AVO для границ достаточно произвольной формы.

Заключение

Разработаны экономичный алгоритм и программа [2] для оперативного моделирования на PC или ноутбуке сейсмических временных разрезов и 3-D сейсмограмм для систем полевых наблюдений крестового типа. Моделирование отраженных и рассеянных волн основано на приближении Кирхгофа и выполняется в рамках 2,5-D среднескоростной акустической модели среды, свойства которой не меняются в ортогональном направлении относительно плоскости глубинного разреза. Результаты моделирования адекватно учитывают дифракцию, рассеяние и фокусировку волн в областях каустик для сред со сложной и нерегулярной формой отражающих границ. Доступны опция имитационного моделирования диспергирующих поверхностных волн-помех, а также прямой и рефрагированных волн первых вступлений. Предусмотрена возможность учета угловой зависимости коэффициентов отражения для моделирования AVO-эффектов, а также частотно-зависимого поглощения в среде с заданной величиной параметра добротности. Доступно моделирование действия линейных групп приемников и источников с заданными параметрами. Приведен результат моделирования временного разреза и сейсмограмм для объекта, расположенного в Восточной Сибири в условиях высокоскоростной среды со сложным строением. Продемонстрирован положительный эффект группирования приемников и источников, реализующего антиаляйсинговый фильтр пространственных частот и позволяющего значительно повысить отношение сигнал/помеха, не достижимое применением одних лишь процедур сигнальной обработки. Созданная в ЗАО ГСК версия программы 3-D сейсмического моделирования [2] имеет развитый интерфейс, облегчающий построение модели среды, и доступна для широкого использования. В числе возможных опций планируется реализация моделирования отраженных PS-волн от границ раздела сложной формы. Визуализация сейсмических данных выполнена средствами утилиты SeiSee (разработка ДНМГ).

Литература

1. Бьерно Л., Сан Ш. Применение приближения Кирхгофа к задачам рассеяния на упругих неровных поверхностях // Акустический журнал. – 1995. – т. 41, № 5. – С. 725 – 736.

2. Закариев Ю.Ш., Казаков А.К., Плешкевич А.Л. ГСК-Сейсмомоделирование / Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024614475. Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ 26.02.2024 г.

3. Закиров А.В., Левченко В.Д., Иванов А.В. и др. Высокопроизводительное 3D моделирование полноволнового сейсмического поля для задач сейсморазведки // Геоинформатика. – 2017. – №3. – С. 34-45.

4. Калиткин, Н. Н. Численные методы / М.: Наука, 1978. – 512 с.

5. Морс Ф.М., Фешбах Г. Методы теоретической физики, т.1 / М.: ИЛ, 1958. – 931 с.

6. Плешкевич А.Л., Турчанинов В.И. Экономичные квадратурные схемы с осреднением в окне и их приложение к сейсмической миграции Кирхгофа // Геофизика. – 2012. – № S (спец. выпуск). – С. 57–65.

7. Плешкевич А.Л. Актуальные вопросы группирования источников и приемников при наземных 3D сейсмических наблюдениях // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 93–102.

8. Lisitsa V., Vishnevskiy D. Lebedev scheme for the numerical simulation of wave propagation in 3D anisotropic elasticity // Geophysical Prospecting. – 2010. – т. 5, № 4 – С. 619-635.

9. Petrov I.B., Khokhlov N.I. Modeling 3D seismic problems using high-performance computing systems // Mathematical Models and Computer Simulations. – 2014. – V.6, № 4. – P. 342–350.

Разработка высокоточного относительного гравиметра «ПЕШЕХОД»

Донченко С. И., Фатеев В. Ф., Акпанбетов С. Б., Бобров Д. С., Давлатов Р. А.,
ФГУП «ВНИИФТРИ», Московская область, г. Солнечногорск.

Введение

Как известно, гравиметры находят широкое применение в различных областях науки, промышленности и техники, например:

• **в области геологии:** поиск, обнаружение и оконтуривание подземных неоднородностей плотности, например, месторождений углеводородов, рудных месторождений, разломов земной коры и т.д., контроль динамики разработки месторождений углеводородов;

• **в области инженерно-изыскательных работ:** контроль за наличием активных разломов, скрытых карстовых полостей и разуплотнений на площади строительства высокоскоростных Ж/Д магистралей, гидросооружений, атомных электростанций и других объектов особой важности;

• **в области навигации:** создание навигационных гравиметрических карт для систем автономной навигации подвижных средств по гравитационному полю Земли.

В России и за рубежом широко используются несколько типов высокоточных гравиметров. Характерными представителями иностранных приборов являются гравиметры фирм Micro-g LaCoste [1] и Scintrex Ltd [2]. Самое широкое распространение в мире и в России получили канадские гравиметры Scintrex CG-6(5) Autograv. Однако в настоящее время приобретение гравиметра Scintrex CG-6(5) Autograv невозможно из-за санкций и более того - невозможен ремонт уже поставленных гравиметров.

Вместе с тем, в соответствии с целями развития системы обеспечения единства измерений, установленными Стратегией обеспечения единства измерений в Российской Федерации до 2025 года [3], развитие средств измерений должно осуществляться преимущественно с использованием отечественных импортонезависимых технологий и приборной базы. Именно поэтому импортозамещение и восстановление отечественного парка гравиметров является приоритетной целью.

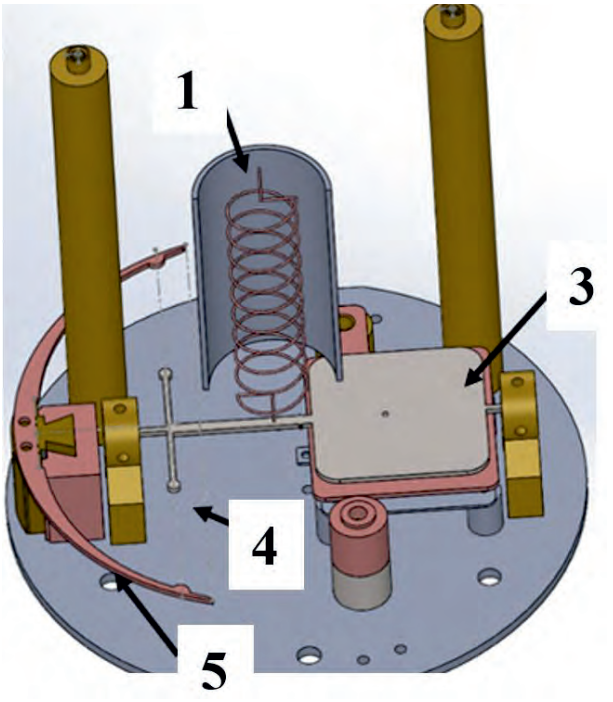
На текущий момент времени коллективом НТЦ №82 ФГУП «ВНИИФТРИ» ведутся работы по созданию действующего образца гравиметра «Пешеход». В качестве ориентира по массо-габаритным и точностным характеристикам взят канадский гравиметр Scintrex CG-6 Autograv.

Наиболее значимыми блоками разрабатываемого гравиметра являются:

- чувствительная система;
- система термостатирования;
- система регистрации измерений и управления гравиметром.

Чувствительная система гравиметра

По аналогии с Scintrex CG-6 Autograv принцип действия гравиметра «Пешеход» основан на использовании прецизионных пружинных весов. Измерение силы тяжести определяется путем измерения величины растяжения пружины. Для оценки изменения длины пружины 1 (рисунок 1) под воздействием изменения гравитационного поля используется емкостная система съема перемещений, основанная на трехпластинчатом конденсаторе. Конденсатор имеет три пластины, две стационарные и третья

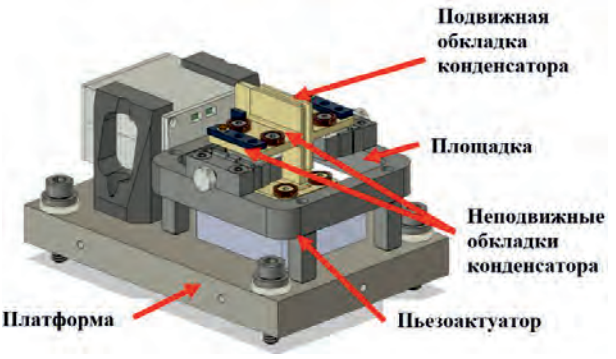


▲ *Рис. 1. Общий вид чувствительной системы гравиметра.*

подвижная между ними (она же – чувствительный элемент 3). Плоский чувствительный элемент 3 имеет специальный горизонтальный подвес на нити 4, натянутой между плечами специально термообработанного натяжителя 5.

При разработке чувствительной системы гравиметра много внимания уделялось материалам, из которых должны быть изготовлены элементы системы. Металлическую пружину и натяжитель необходимо изготовить из материала, который обеспечит высокие пружинные свойства. Кроме того, материал должен быть немагнитным для исключения влияния изменения магнитного поля при выполнении измерений гравиметром. Всем этим качествам соответствует сплав БрБ2 - бериллиевая бронза.

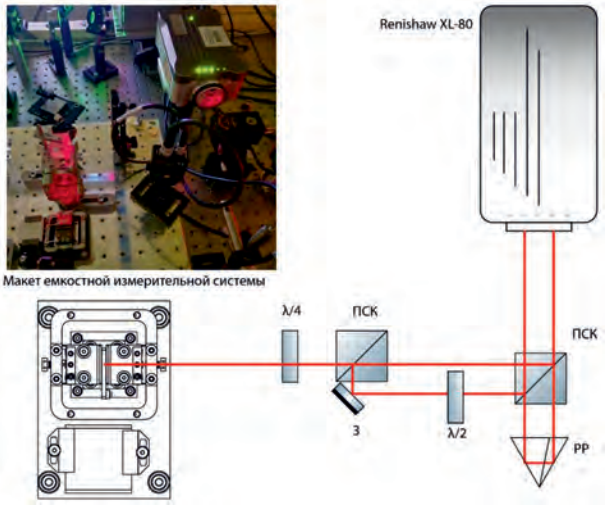
Предварительные расчеты параметров чувствительной системы гравиметра показали, что изменению гравитационного поля в 1 мкГал соответствует изменение положения чувствительного элемента на 0,65 нм. Для экспериментальной проверки чувствительности емкостной системы съема был разработан измерительный стенд, внешний вид которого представлен на рисунке 2.

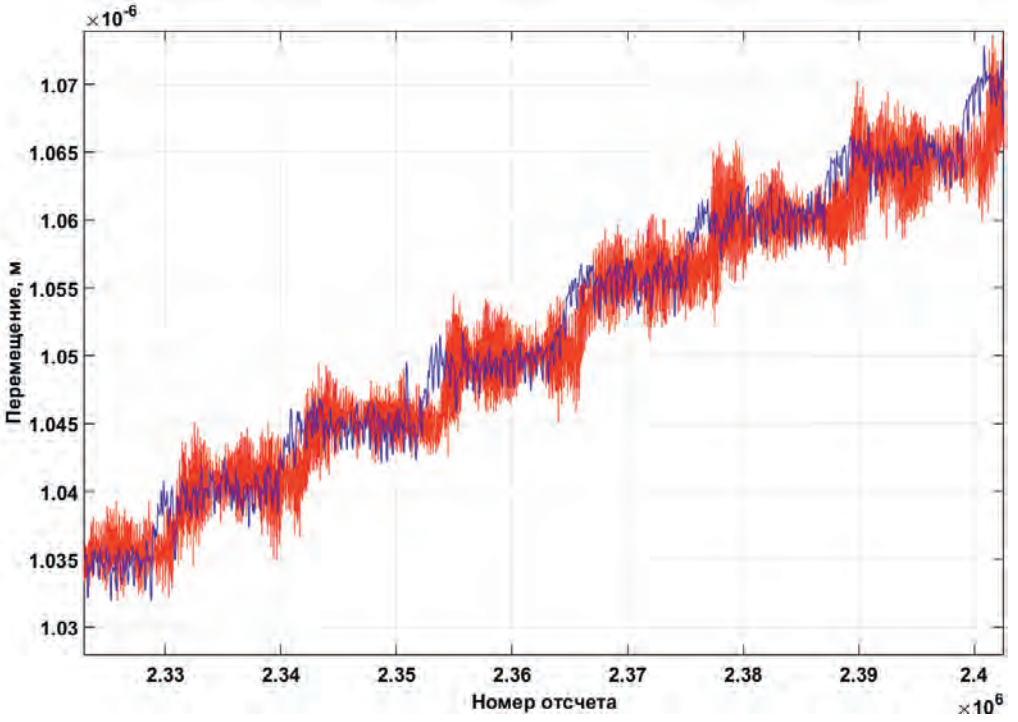


▲ *Рис. 2. Общий вид измерительного стенда.*

Стационарные обкладки размещены на площадке, которая неподвижно закреплена на платформе. Подвижная обкладка конденсатора установлена на пьезоактуаторе P-620.1 компании Physik Instrumente с помощью которого существует возможность перемещать среднюю обкладку конденсатора в диапазоне до 50 мкм с шагом 0,1 нм без удержания положения и с шагом 1 нм в режиме удержания положения. В качестве контрольной измерительной системы использовался интерферометр Renishaw XL-80, обладающий погрешностью измерений на уровне 0,1 нм при измерении перемещений в диапазоне первых нано метров. Измерительная схема

▼ *Рис. 3. Измерительная схема.*





▲ *Рис. 4. Результат измерений при перемещении с шагом 5 нм.*

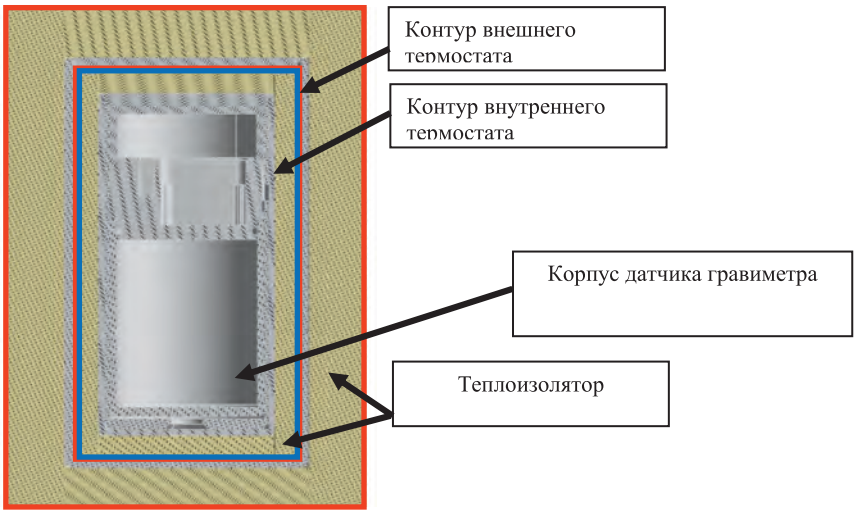
представлена на рисунке 3.

В качестве примера на рисунке 4 представлен результат измерений емкостной системы (красная кривая) и интерферометра Renishaw XL-80 при перемещении подвижной обкладки с шагом 5 нм.

Согласно полученным результатам, можно сделать вывод о том, что погрешность разработанной емкостной системы не превышает 0,63 нм, что соответствует расчетным требованиям к её чувствительности.

Система термостатирования

При изменении температуры среды вокруг чувствительной системы гравиметра, будет происходить кажущееся изменение силы тяжести, что, по сути, выражается в погрешности прибора. Кроме того, и используемые в плате гравиметра электронные компоненты также подвержены влиянию изменения температуры, что приводит к увеличению погрешности прибора. Для снижения температурного влияния разработана система двухконтурного термостати-



▶ *Рис. 5. Схема системы термостирования.*

Материал	Легкость, кг/м^3	Прочность	Теплопроводность, Вт/м °С
Пенополистирол	22	Низкая	0,034
Пеностекло	100	Высокая	0,050
Пенополиуретан	100	Средняя	0,020

▲ *Табл. 1. Сравнительная характеристика материалов для утеплителя.*

рования с точностью поддержания температуры внутри датчика гравиметра до 0,001°С. Общий вид системы термостатирования представлен на рисунке 5.

Отдельной немаловажной задачей при проектировании системы термостатирования была задача выбора теплоизоляционного материала. Предварительные исследования показали, что существует 3 вида теплоизоляторов пригодных для использования, их характеристики представлены в таблице 1.

Окончательный выбор в пользу пенополиуретана был сделан после проведения экспериментальных исследований. Для этого в центр цилиндров, выполненных из пеностекла, пенополистирола и пенополиуретана, помещался терморезистор. Для измерения температуры использовался рабочий эталон МИТ 8.30. Цилиндры помещались в камеру тепла-холода, в которой температура изменялась от 25°С до 50°С. Результаты эксперимента представлены на рисунке 6.

Анализируя полученные результаты можно заключить, что пенополиуретан обеспечивает наиболее плавное изменение температуры внутри цилиндра. На рисунке 7 представлены испытания всей системы термостатирования.

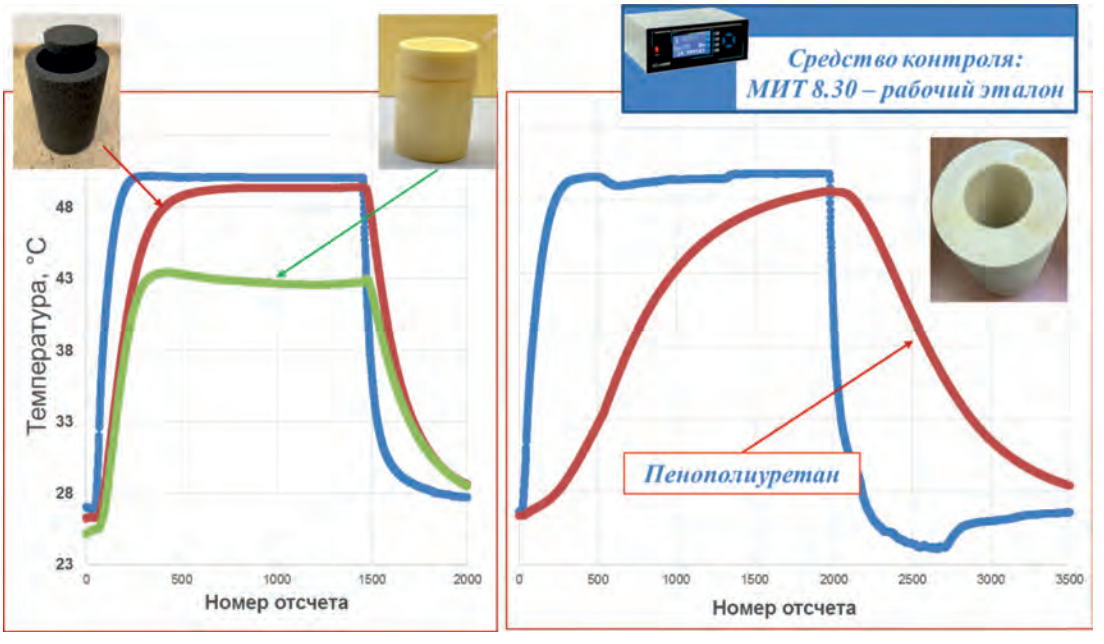
Достигнутая стабильность поддержания температуры внутри объема датчика гравиметра составила ±0,001°С.

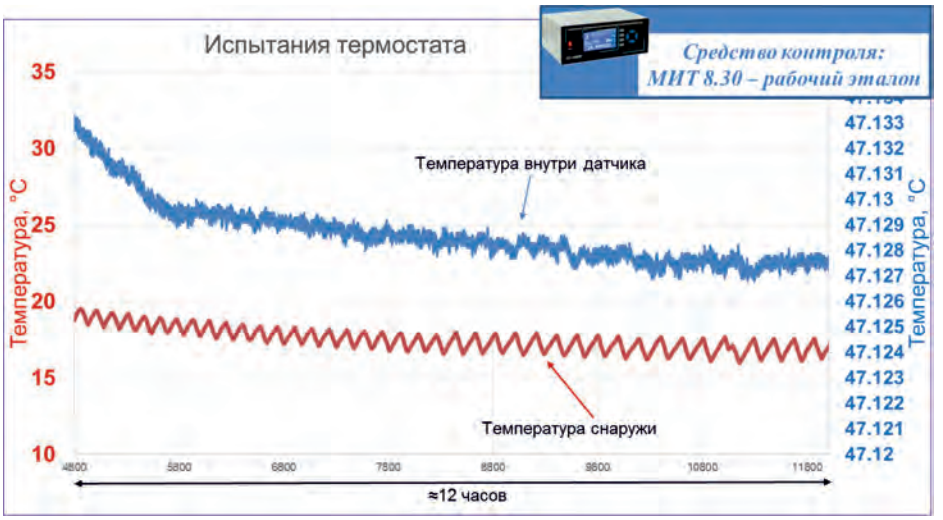
Система регистрации измерений и управления гравиметром

Одним из важнейших элементов гравиметра является специальное программное обеспечение, необходимое для выполнения следующих функций:

- формирование потока данных на Bluetooth;

▼ *Рис. 6. Результаты экспериментальных исследований теплоизоляционных свойств материалов.*





▲ *Рис. 7. Результаты испытаний системы двухконтурного термостатирования гравиметра.*



▲ *Рис. 8. Пример СПО, установленного на разные операционные системы, а) - планшет MIG T8X на Linux; б) - планшет на Android.*

- статистическая обработка результатов измерений;

- формирование и учет поправок на влияние температуры, воздействия лунно-солнечных приливов, микросейсмических колебаний, наклона инклинометров, а также учет дрейфа гравиметра;

- визуализация, сохранение в базе данных и запись результатов измерений.

Специальное программное обеспечение (СПО) разрабатывается одновременно на двух операционных системах - на Android и Linux (рисунок 8), устанавливаемых на планшет или смартфон. Пример основного окна СПО представлен на рисунке 9.

Предварительные испытания гравиметра

В настоящее время проводятся испытания и отладка гравиметра «Пешеход». К концу 2023 года точность гравиметра методом наклона оценивалась на уровне 4 мкГал. Сейчас отладочные работы направлены на повышение долговременной стабильности гравиметра. К концу 2024 года запланировано завершение разработки гравиметра и выход на испытания в целях утверждения типа.

Заключение

Гравиметр «Пешеход» будет аналогом зарубежного гравиметра Scintrex CG-6



▲ *Рис. 9. Основное окно СПО на базе Android.*

Autograv по точности и эксплуатационным свойствам.

Вместе с тем, по сравнению с ним, он будет обладать следующими преимуществами:

1. Более высокой ударостойкостью в полевых условиях, поскольку используется металлический чувствительный элемент.

2. Возможностью серийного конвейерного изготовления всех элементов прибора, включая чувствительный элемент, что повысит повторяемость характеристик и снизит стоимость изготовления.

Литература

1. https://microglacoste.com/product-category/land/

2. https://microglacoste.com/product/cg-6-autograv-gravity-meter/

3. http://static.government.ru/media/files/JZrtqXCDWoE02JAU1OSXkdi0OIXNB21B.pdf

Sk Участник

Сейсмотек

Развитие отечественного ПО Prime: новый этап в промышленной обработке данных сейсморазведки

Анисимов Р.Г., Кунченко Д.С., Овчинников К.Р., Силаенков О.А., Шалашников А.В., ООО «Сейсмотек», г. Москва

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

Введение

Компания «Сейсмотек» занимается разработкой программного обеспечения (ПО) Prime, предназначенного для обработки сейсмических данных, а также выполняет сервисные работы на разрабатываемом ПО. Подобный прикладной формат работы определяет стратегию развития компании в направлении решения актуальных задач, постоянного развития и усовершенствования существующих программ и алгоритмов. Актуальное состояние ПО Prime описано в публикации [1].

Наша компания никогда не занималась копированием технологий, реализованных в западных системах обработки, а всегда развивалась самостоятельно в соответствии с продвигаемой нами концепцией «глубинной интерпретационной обработки», опирающейся на пластовую глубинно-скоростную модель среды. Это далеко не всегда находит понимание отечественных геофизиков, привыкших к работе в импортных аналогах программного обеспечения и, зачастую, придерживающихся концепции так называемой «временной обработки» (или обработки, основанной на модели средних скоростей). Однако стоит отметить, что последнее десятилетие западные компании также развивают свои продукты именно в направлении «глубинной обработки», которое стало основным, и принципиально отличается от «временной обработки». Отечественный же рынок геофизики только в последние годы начал осознавать преимущества такого подхода и активно внедрять данную технологию.

Хотя промышленная обработка данных сейсморазведки довольно консервативна, можно констатировать, что в настоящее время она вступает в новый этап. Наряду с расширением использования «глубинной обработки» всё больше внимания уделяется вопросам сохранения динамических параметров сейсмических сигналов в ходе построения глубинных изображений среды. Эти задачи требуют более содержательных преобразований данных, опирающихся на все более адекватные модели реальных сред. Это означает, что в процесс обработки должны вовлекаться процедуры динамического моделирования волновых полей. При этом сами способы моделирования должны соответствовать решаемым задачам, быть достаточно быстрыми и технологичными. Сегодня обработка всё больше включает в себя процедуры, которые переплетаются с интерпретацией. Продвигаемые ранее подходы раздельной обработки и интерпретации данных, хоть и являются удобными с точки зрения выполнения работ, но постепенно отходят в прошлое. Для получения качественно новых результатов, необходимых для решения более тонких геологических задач, требуется тесная интеграция этих видов работ, что

предполагает разработку новых подходов к обработке и развитию имеющейся алгоритмической и программной баз. Программная статья, в которой изложена парадигма обработки, лежащая в основе концепции развития ПО Prime опубликована в 2021 году [2], в тезисах [3] описаны основные направления её развития. В данной статье мы попробуем подробнее развернуть эти положения.

Решение всех этих задач для дальнейшего и непрерывного развития отечественного ПО Prime требует значительных ресурсов. Стоит понимать, что имеет значение не только развитие само по себе, но также и его темп. При слишком медленном развитии может оказаться, что к моменту завершения такой работы её результат будет устаревшим на несколько лет. Единственным внешним источником финансирования развития, помимо собственных средств от предоставления сервисных услуг, до недавнего времени была компания Equinor (Statoil), однако в настоящее время эти связи утеряны. Программа импортозамещения, обсуждаемая с 2014 года, могла бы помочь ускорить развитие. Однако, насколько нам известно, на сегодняшний день нет действующих механизмов, применимых к нашей отрасли. Также отметим, что для быстрого и уверенного развития, помимо финансовых ресурсов, необходимо расширение тесного взаимодействия как с участниками отечественного геофизического рынка, так и с ключевыми заказчиками таких работ.

О «временной миграции» и глубинных построениях

Стандартные технические задания на обработку сейсмических данных включают в себя обязательный этап т.н. временной обработки, завершающейся временной миграцией. При этом глубинные построения оказываются «довеском» к стандартному графу даже в тех случаях, когда глубинное изображение среды заявляется основным финальным результатом.

Временная обработка, исключающая построение глубинно-скоростной модели (ГСМ) среды, широко применяется в практике отечественной сейсморазведки. Она имеет своих сторонников и практически всегда фигурирует в технических заданиях, формулируемых заказчиками. У этого есть причины. Такая обработка опирается на модель средних скоростей, которая долгое время служила основой для аппроксимации реальных сред. Недостатки такой модели очевидны и широко известны. Между тем считается, что полученные в результате временной обработки изображения среды обладают определенными достоинствами. Логика временной обработки (и временной миграции) состоит в описании временного поля набором годографов простой аналитической формы (обычно гиперболами в двумерном и гиперболоидами в трехмерном случае) и набором временных подвижек, ответственных за влияние верхней части разреза (ВЧР). Этот набор годографов должен обеспечить хорошее суммирование сейсмограмм, позволяя получить временные разрезы и кубы хорошего качества, которые долгое время являлись конечным результатом деятельности обработчика. Эти данные, подвергнутые временной миграции, являлись приближенным изображением среды. Пересчет в глубинный масштаб осуществлялся на основе весьма приближенных алгоритмов (например, по формулам Дикса) с привлечением скважинной информации. Этот краткий исторический экскурс необходим, поскольку и современная обработка во многом наследует те же тенденции. Не доверяя построен-

ной подобным образом глубинной модели, геофизики рассматривают сейсмику, по сути, как способ интерполяции данных между скважинами.

Помимо простоты и понятности базовых процедур такой обработки считается, что она позволяет получить изображения лучшего качества по ряду традиционно используемых параметров (отношение сигнал/помеха, прослеживаемость синфазностей, динамическая выразительность, разрешенность и т.п.). Так ли это? Очевидно, что нельзя привести модельный пример, подтверждающий этот тезис, поскольку нет такой неоднородной среды, в которой волны распространяются в соответствии с моделью средних скоростей. Если провести обработку синтетических сейсмограмм, опираясь на точно известную глубинно-скоростную модель, результат будет заведомо лучше, чем результат обработки в неадекватной модели. Значит, главная проблема заключается в том, что при так называемой глубинной обработке модели не бывают точными. А вот когда речь идёт о сопоставлении результатов обработки в двух неправильных моделях - уже нельзя однозначно сказать, какой из результатов будет лучше. И вот здесь, по-видимому, одна из главных причин востребованности обработки в модели средних скоростей.

Перечислим «достоинства» временной обработки:

- Бытует мнение, что задача построения модели средних скоростей отличается устойчивостью, поскольку избегает этапа решения некорректной обратной кинематической задачи сейсморазведки.

- Могут различаться критерии качества решения такой задачи, поскольку правильного решения, имеющего отношение к реальности, она не имеет, но, вооружившись тем или иным критерием качества, всегда получают единственное решение. На самом деле и это неверно, если вспомнить о некорректности задачи определения статических поправок. Правда, следует признать, что хорошо сформулированных критериев качества в сейсморазведке немного, и на разных этапах обработки и интерпретации они различны. Причины устойчивости обработки в модели средних скоростей хорошо объясняются в работах академика С.В. Гольдина (например, [4]). Однако там же на стр.74 отмечается, что динамика сигнала при такой обработке может существенно искажаться. Вообще, нелишне отметить, что важнейшим достижением сейсморазведки в прошлом столетии С.В. Гольдин считал принципиальную возможность получения оценки истинного коэффициента отражения. В модели средних скоростей об этом речи быть не может, если среда выше отражающей границы неоднородна.

- Несомненным достоинством временной обработки является простота описания годографа отраженной волны. Малое число параметров, описывающих волновое поле, позволяет получать их устойчивые оценки по многочисленным, пусть и ненадежным, измерениям, обеспечивающим хорошую статистику. Добавление параметров, «обобщающих» модель на случай, например, анизотропии, несущественно ослабляют это замечательное свойство. Уязвимость подхода проявляется в тех случаях, когда истинный годограф далёк от гиперболического или описываемого какой-либо другой аналитической несложной функцией.

- Наконец, самое главное достоинство модели средних скоростей состоит в огромном опыте её использования поколениями квалифицированных геофизиков-обработчиков и геофизиков-интерпретаторов. Правильных моделей

сред, как известно, не бывает, и искусство геофизика состоит в значительной степени в том, чтобы отличить артефакты обработки от геологически обоснованных аномалий. Усложненные графы обработки, насыщенные новыми, пусть и эффективными процедурами, неизбежно порождают и новые незнакомые артефакты. Распознать их бывает непросто, и это подрывает доверие к современным тенденциям обработки.

Всё же, думается, самый упорный апологет применения методик, основанных на модели средних скоростей, вынужден признать, что для решения тонких динамических задач, да и для достаточно сложных структурных построений, временная обработка не пригодна. Здесь наступает глубокое противоречие между теорией и практикой. Обработка, ориентированная на модель средних скоростей, и глубинная обработка, опирающаяся на более приближенные к реальным средам модели – это совершенно разные обработки. В первом случае кинематические характеристики данных в процессе различных трансформаций приводятся к гиперболической форме, во втором случае необходимо сохранить кинематические и динамические особенности сигналов. В первом случае главным критерием качества становится временной разрез, во втором – глубинное изображение среды. Данные, подготовленные для временной обработки, часто бывают совершенно непригодными для глубинной обработки. Это, вероятно, часто приводит к неудачам в глубинных построениях, т.к. временная обработка обычно фигурирует на первых этапах технического задания, а какая-либо специальная обработка техническим заданием не предусмотрена.

Часто звучат возражения, что в условиях определённого региона глубинные построения неэффективны, а возможна и целесообразна лишь временная обработка. Эти соображения кажутся надуманными. Если есть поле времен, значит возможна и его интерпретация. Если полученным временам верить нельзя, то никакая обработка не имеет смысла.

Следует признать, что сейсморазведка всё же обладает некоторыми «предсказательными» возможностями в глубинных построениях, а не сводится только к интерполяции скважинных измерений. Если скважин мало, то сейсмика – единственный инструмент, позволяющий более-менее достоверно экстраполировать скудную информацию, а если их много, то она же позволяет верифицировать эти далеко не всегда точные измерения. К тому же инструментарий глубинных построений постоянно развивается, и его развитие в значительной степени осложнено указанными выше причинами.

Таким образом, обработка, нацеленная на построение глубинных изображений среды, требует специального графа, который не перечеркивает достижения традиционных технологий, но учитывает современные представления о подготовке данных к глубинной миграции.

Обобщённый граф обработки

Приведём шаги обобщённого графа обработки сейсмических данных на концептуальном уровне.

1. Стандартная предобработка данных

Включает применение шумоподавления и коррекцию за поверхностные условия. Особенностью этого этапа для целей глубинной обработки является минимизация искажений, вносимых в кинематические характеристики полезных сигналов. При этом допускаются искажения и некоторые потери в динамических характеристиках сигналов, поскольку далее будет выполнена сиг-

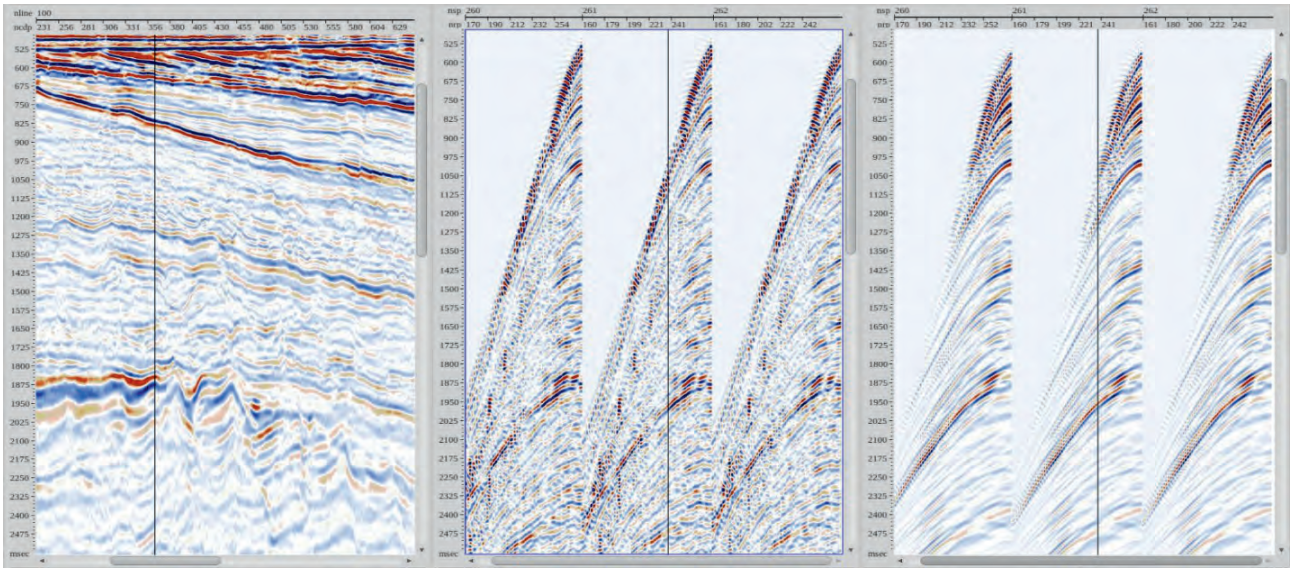


Рис. 1. Результат глубинной миграции (слева), фрагмент реальной сейсмограммы ОПВ (в центре) и синтетическая сейсмограмма, смоделированная методом демиграции (справа).

нальная обработка с опорой на ГСМ. Для подавления регулярных помех предпочтение отдаётся их моделированию и последующему адаптивному вычитанию. При этом важно отметить, что и этот «стандартный» этап обработки содержит в себе алгоритмы, требующие развития.

2. Построение глубинно-скоростной модели среды

На данном этапе выполняется построение предварительной глубинно-скоростной модели среды. Из-за недостаточной сигнальной обработки глубинные изображения на данном этапе могут иметь не самое высокое качество, но, тем не менее, многие вопросы определения скоростных параметров среды могут быть решены вполне удовлетворительно. Поэтому ГСМ на данном этапе может быть очень близкой к финальной.

Отметим, что построение глубинно-скоростной модели является ядром в системе Prime, а в качестве ГСМ используется обобщённая пластовая модель среды [5,6,7,8]. Она представляет собой пластовую модель с возможностью расширенной параметризации слоёв и специальными алгоритмами её построения [9,10]. Зачастую пластовая модель воспринимается как менее общая, чем принятое во многих системах сеточное описание, что совсем неверно. На самом деле, обобщённая пластовая модель – это гибридное описание среды, в которой отдельные пласты могут использовать в том числе и сеточное описание.

3. Обращенное миграционное преобразование (демиграция)

Демиграция – это способ моделирования волнового поля на основе построенной ГСМ и глубинного мигрированного изображения, полученного миграцией исходных данных в этой ГСМ. Поле, как правило, рассчитывается на геометрию исходных данных [11]. Так как миграция сама по себе является мощным фильтром, подавляющим большое количество помех, то смоделированное таким способом сейсмическое поле будет существенно чище исходного.

4. Новый этап предобработки и последующей обработки, включающий в себя коррекцию высокочастотной статики, подавление разного рода помех, регуляризацию и т.п.

Имея построенную предварительную

ГСМ и результат моделирования сейсмического поля в этой модели при помощи демиграции, сигнальная обработка может быть выполнена заново с опорой на эту информацию. Такой подход в ряде случаев может значительно улучшать качество сигнальной обработки, так как в него не закладываются базовые ограничения модели средних скоростей, которые используются в «стандартной» сигнальной обработке. Иными словами, форма годографов отражённых волн не предполагается гиперболической, а определяется лишь сложностью построенной ГСМ, что позволяет аккуратнее обходиться с сигнальной компонентой сейсмического поля. Это одно из ключевых мест обсуждаемого графа.

На данном этапе могут быть применены различные алгоритмы шумоподавления, в том числе возможно моделирование и вычитание всех видов кратных волн, оценка и учёт частотно-зависимого поглощения. На практике также часто применяется способ выделения и моделирования поля помех с последующей их миграцией и вычитанием в мигрированной области.

5. Уточнение ГСМ (при необходимости) и дополнительная обработка

После сигнальной переобработки данных с опорой на ГСМ последняя может быть при необходимости уточнена.

6. Миграция, атрибутная миграция и постмиграционная обработка [12,13]

На этом этапе производится наиболее сильное подавление регулярных помех, поскольку можно надежнее отделить их от полезных сигналов. Также выполняются процедуры коррекции формы сигнала с контролем сохранения динамики, компенсация искажений динамики с использованием специально рассчитанного результата миграции синтетического поля [10], подавление «шумов расстановки», получение востребованных атрибутов.

Безусловно, это концептуальное описание графа, но из него видно, что моделирование волнового поля и обработка с опорой на ГСМ становятся его основой. Отметим, что для каждого конкретного проекта граф необходимо уточнять для решения поставленных геологических задач.

Основные направления развития системы

1. Развитие пользовательского интерфейса

• *Планируется добавить возможность создания макросов или «супермодулей»*

Под супермодулем понимается возможность средствами программного интерфейса объединить несколько модулей в один, при этом самостоятельно определить конечный список параметров для настройки. Сам процесс создания макросов можно сравнить с zero-кодингом, т.е. созданием новых программных инструментов без непосредственного написания кода.

При разработке Prime авторы старались создавать относительно небольшое количество универсальных модулей, предназначенных для решения широкого круга задач. Комбинация таких модулей в графе требует глубокого понимания их назначения и всех параметров. Наличие образцов с небольшим числом варьируемых параметров существенно облегчит процесс обработки.

Более того, такие возможности на программном уровне практически уже реализованы, но создание библиотеки таких макросов – это большая и планомерная работа геофизиков по аккумуляции накопленного опыта и методических решений. Их набор будет постоянно расширяться, обрастать инструкциями и примерами, в его создании смогут участ-

вовать сторонние пользователи.

• *Понижение порога входа для пользователя*

Необходимо сделать Prime более удобным для пользователя, создать более дружественный интерфейс, обеспечить его наглядность и простоту.

• *Расширение функционала менеджера запуска заданий*

Это позволит обработчикам запускать задания «каскадом» при выполнении заданных условий, что сократит время выполнения рутинных работ.

2. Интерактивный инструмент динамического моделирования

Общая тенденция развития систем обработки состоит во все большей конвергенции их с интерпретационными пакетами. Задачи интерпретации требуют более содержательных преобразований данных, опирающихся на всё более адекватные модели реальных сред. Это означает, что в процесс обработки должны вовлекаться процедуры динамического моделирования волновых полей. При этом сами способы моделирования должны соответствовать решаемым задачам, быть достаточно быстрыми и технологичными. В системе Prime развит конструктор трансформации волновых полей, позволяющий решать многие востребованные в обработке и интерпретации задачи моделирования. Сделать этот инструмент удобным для пользователя – одна из насущных задач развития системы. Сейчас этот пакет используется для сервиса и лишь отдельные опции передаются пользователям.

3. Комплекс инверсионных преобразований

Популярным и перспективным направлением в обработке и интерпретации является т.н. FWI-способ идентификации модели среды, опирающийся на отображение результата решения обратной задачи в исходное волновое поле с точ-

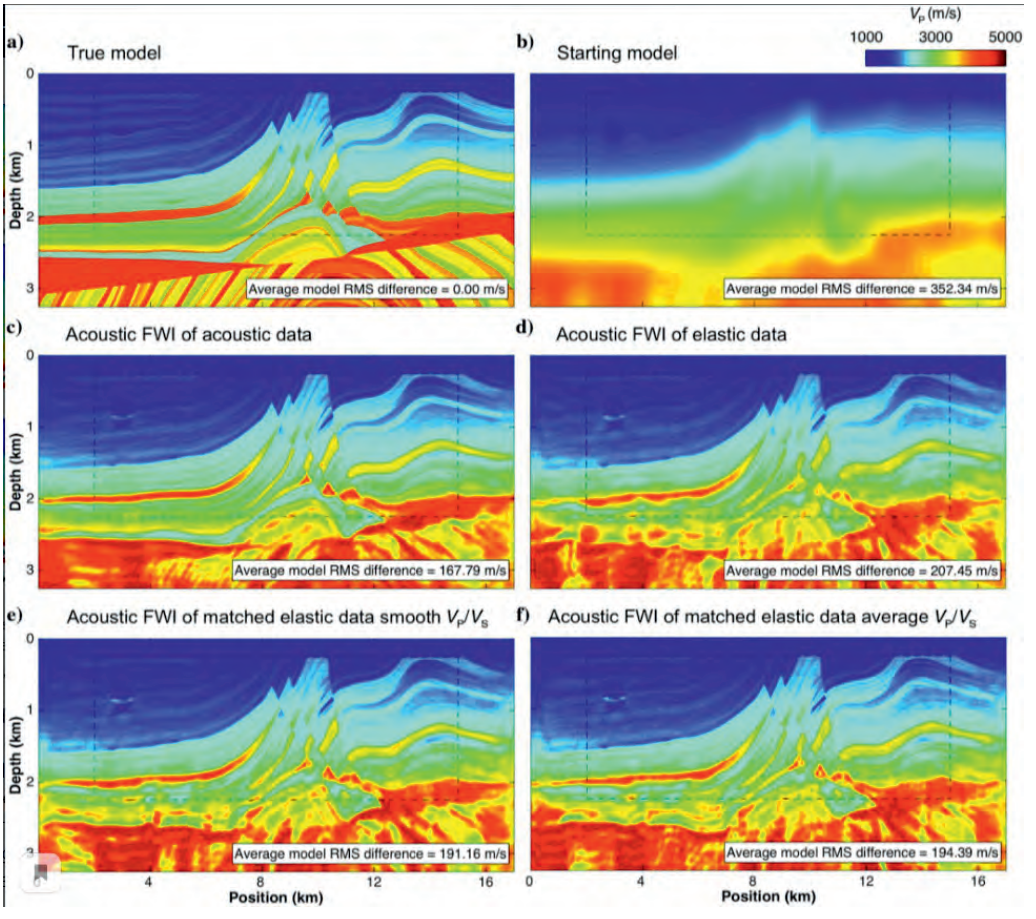


Рис. 2. Пример акустической полноволновой инверсии в упругой среде [15].

ностью до оговариваемых ограничений (в разных алгоритмах эти ограничения отличаются). Общим для всех подходов является итеративное решение обратных и прямых задач.

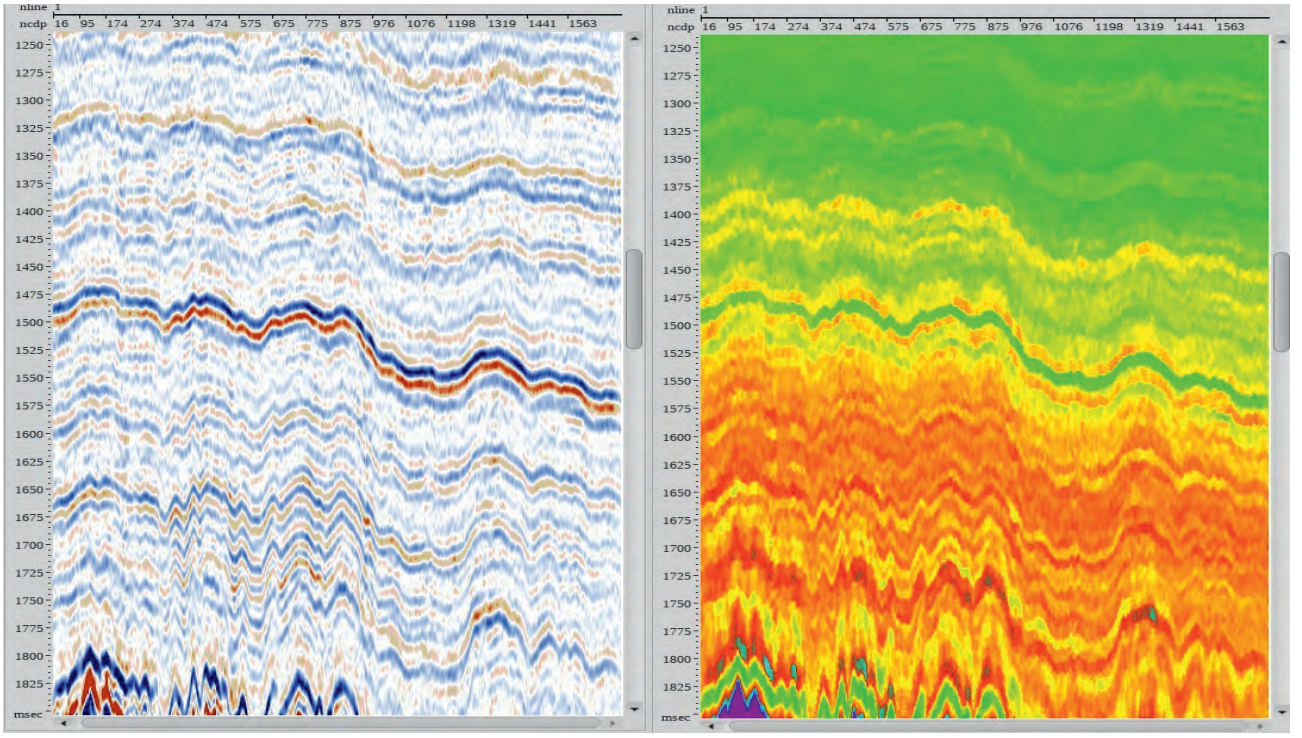
Поскольку в Prime реализован собственный алгоритм волнового моделирования, сочетающий в себе способ послойного пересчёта полей и моделирование на основе интеграла Кирхгофа, то перспективной представляется разработка схемы FWI на основе такого алгоритма. Первые опыты по использованию схемы обращенного миграционного преобразования для расчёта эталона в задаче коррекции высокочастотной статики свидетельствуют об эффективности такого подхода.

Результат полноволновой инверсии (FWI), если его удаётся достичь, – это и есть полное решение задачи сейсморазведки: восстановление по сейсмическим данным упругих параметров реальной среды. В этом смысле задача по постановке идентична тому комплексу алгоритмов инверсий, которые применяют по финальным результатам обработки – набору изображений среды в различных атрибутах. Комплекс программ инверсий обычно относят к интерпретационному этапу сейсморазведки. Отличие FWI в том, что решение контролируется моделированием волнового поля. В рамках данной задачи от полученного модельного поля требуется хорошее отображение в зарегистрированные реальные данные. При этом хорошее отображение требуется не только по кинематическим параметрам, как при классическом построении ГСМ, и не только на опорных горизонтах, но и по форме и амплитудам всех зарегистрированных колебаний, очищенных от регулярных и случайных помех. Таким образом, FWI заключается в итерационном подборе параметров среды с решением прямой задачи для каждого набора параметров, получаемого на очередной итерации. Окончанием процесса решения является хорошее, в смысле некоторого критерия, совпадение модельных и реальных данных.

Существует много разных алгоритмов и программ FWI, которые отличаются выбранными критериями качества отображения оцененных параметров среды в реальные данные, способами решения прямой задачи, способами получения изображений среды (миграции). Обычно для реализации FWI используются сеточная параметризация среды и конечно-разностные алгоритмы решения прямой задачи и миграции. В системе Prime используется обобщённая пластовая модель среды, в которой каждый пласт (слой) описывается набором параметров. Для миграционных преобразований и моделирования волновых полей используются интегральные методы. Для решения прямой задачи разработан эффективный алгоритм обращённого миграционного преобразования. Эта техника применима и для реализации FWI в различных модификациях.

Полноволновая инверсия, как и любая инверсия, существенно опирается на априорную информацию. Это прежде всего информация о т.н. «низкочастотной» составляющей куба импедансов. Для получения этой информации необходимо использовать скважинные данные и целесообразно привлекать предварительно отстроенную ГСМ. Это точно такая же информация, которая необходима для классических инверсионных алгоритмов.

Кроме того, в ходе FWI необходимо пересчитывать обработанные данные в скоростные параметры среды. Это также одна из главных задач традиционных инверсий. Стало быть, развитие FWI неразрывно связано с развитием в систе-



▲ *Рис. 3. Результаты миграции (слева) и динамической инверсии (справа).*

ме Prime пакета традиционных инверсионных преобразований. Поэтому создание такого комплекса программ – один из важных этапов проекта.

Существует и представляется перспективной группа методов FWI, которая не опирается на амплитуды отражений, а только на форму записей. В этом случае анализируют только подвижки сигналов между модельным полем и реальными данными. В этом случае подход к инверсии смыкается с томографическими алгоритмами решения кинематических задач. Это направление также представляется актуальным.

Таким образом, развитие технологий FWI необходимо начинать с создания комплекса программ традиционных инверсионных преобразований. Конечно, в отрасли реализовано множество алгоритмов инверсий. Однако ценность собственной разработки в ПО Prime, помимо авторских решений, позволяющих повысить качество такого рода преобразований, заключается в укоренённости этой, по сути, интерпретационной задачи, в системе обработки. Успешность решения обратных задач во многом определяется качеством идущих на вход данных. Совмещение в одном пакете этапов инверсии и подготовки данных для инверсии должно привести к существенному приросту качества и достоверности результатов.

Целесообразно развивать два направления:

а) Получение оценок скоростных параметров на каждой итерации и, возможно, параметров анизотропии по промежуточным результатам миграции в модели, полученной на предыдущей итерации. При этом оценки параметров необходимо получать в технике традиционной инверсии амплитуд.

б) Получение детальных оценок скоростных параметров по корреляциям модельных и реальных данных.

Миграционные преобразования и моделирование волновых полей осуществляются интегральными методами в рамках обобщенной пластовой модели среды. Построение каркасной модели

ГСМ остается важным этапом для построения детальной модели среды. ГСМ, согласованная со скважинными данными, служит для создания набора ограничений для решений FWI и задания их "низкочастотной" составляющей.

4. Совместная томография (Joint tomography)

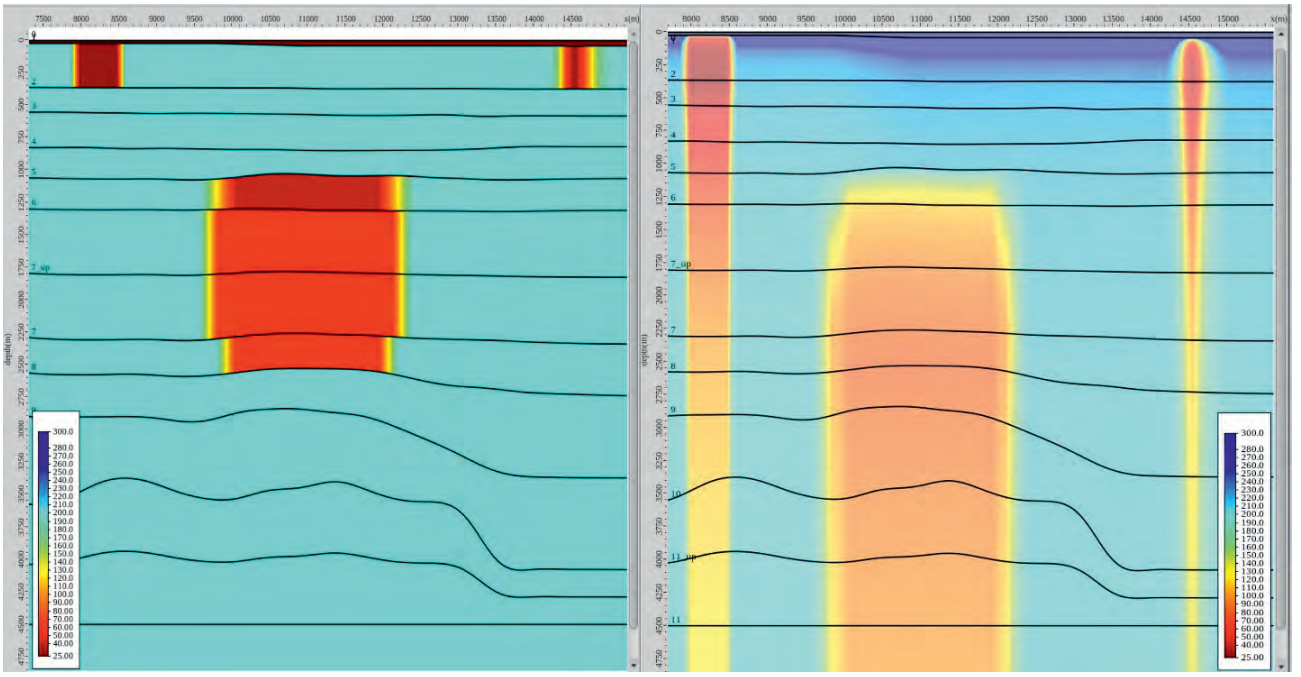
Как видно из предыдущего пункта, в планах речь идёт об инверсиях по отраженным волнам. Между тем, популярная в настоящее время технология FWI осуществляется для уточнения модели ВЧР по преломленным волнам. Мы полагаем, что возможности томографии ещё далеко не исчерпаны. Корректного сравнения технологий нам неизвестно, поэтому приоритетным считаем развитие томографических алгоритмов построения модели ВЧР.

Существует несколько основных типов томографий, каждый из которых применяют по отдельности для решения специализированных задач. Так томографию по преломленным волнам используют для построения модели верхней части разреза, а томографию по отражённым волнам применяют для основной части разреза. Такой подход упрощает применение технологий, однако может приводить к построению менее надёжных моделей. Разные типы волн по-разному освещают среду и данные о них не используются комплексно, что может приводить к проблемам со структурными построениями и снижению качества дальнейших прогнозов. Для решения этой проблемы требуется комплексный подход, который позволит использовать различные типы исходных данных. В качестве такого подхода планируется разработка и развитие метода совместной томографии, использующего данные о преломленных и отражённых волнах одновременно.

5. Оценивание параметров и учёт частотно-зависимого поглощения

Задачу принципиально можно разделить на два этапа, каждый из которых подразумевает наличие специализированных программ. Во-первых, для оценивания параметра добротности, а, во-вторых, коррекции поглощения.

Традиционно оценивание параметра Q производится по обработанным сейсмограммам до миграции или по суммарным разрезам. Для получения достоверных оценок зависимости амплитуд от угла падения/отражения необходимо получать значения добротности по сейсмограммам. Различают фоновое поглощение, которое предполагается мало меняющимся по времени и пространству и поглощение, относящееся к глубинным пластам, требующее более детальных оценок. Не будем здесь останавливаться на способах оценивания параметра Q. В системе реализованы три алгоритма, каждый из которых обладает определенными достоинствами. Однако исследования в этой области продолжаются. Оценивать возможно только параметр Q-эффективного, т.е. интегрального параметра, характеризующего частотно-зависимое поглощение в зависимости от времени прихода отраженной волны. Между тем, физические неупругие свойства среды описывает Q-пластовое, которое «привязано» к глубинным и пространственным координатам. Задача пересчёта Q-эффективного в Q-пластовое – это задача Q-томографии. Такая программа также реализована в системе, но получение достоверных и устойчивых оценок Q-пластового остаётся задачей, требующей методических исследований как на модельных, так и на реальных материалах. Необходимо научиться использовать априорную информацию, скважинные данные, развивать алгоритмические решения, чтобы преодолеть



▲ *Рис. 4. Схематичное представление различных классов параметров добротности: Q-пластовое (слева) и Q-эффективное (справа).*

сложности, обусловленные некорректностью задачи.

Следующая задача в области Q-обработки — это применение полученных оценок Q. Если фоновое поглощение предполагает последующее применение Q-деконволюции, то корректная компенсация Q-пластового на глубинных изображениях среды — это совсем другая задача. Очевидное использование параметра в ходе миграционного преобразования известно своей неустойчивостью в высоких частотах. Есть альтернативные решения, требующие опробования и изучения, но наиболее перспективной на данный момент представляется методика, основанная на атрибутной миграции [12]. Намеченная концепция Q-обработки описана в [14].

6. Развитие сигнальной обработки с опорой на ГСМ

Основным направлением развития системы в области т.н. «сигнальной обработки» мы считаем создание алгоритмов и программ, использующих предварительно построенную глубинно-скоростную модель среды. Это кинематические фильтры, рассчитанные на основе годографов отраженных волн в заданной ГСМ, способы регуляризации волновых полей, моделирование разного рода помех и их адаптивное вычитание.

Близкое, более затратное по вычислительным ресурсам, но очень перспективное направление связано с широким внедрением способов моделирования волновых полей на основе обращенного миграционного преобразования. Этот способ упомянут выше в связи с разработкой методики FWI, но не менее важными представляются возможности процедуры для разделения сигналов и помех, различных способов интерполяции и регуляризации данных. В самом деле, сочетание прямого и обращенного миграционного преобразования – это очень мощная процедура фильтрации и выделения сигнала на фоне помех, причём данные можно получать на любой заданной геометрии наблюдений, т.е. процедура обладает важными интер-

поляционными свойствами, которыми необходимо научиться пользоваться.

7. Развитие инструментов с использованием искусственного интеллекта (ИИ)

Нельзя не коснуться и популярной нынче темы использования искусственного интеллекта. Машинное обучение находит широкое применение в интерпретации, но в обработке его применение пока весьма ограничено. Очевидно применение такой техники для выполнения рутинных работ с контролем результатов геофизиком. Среди таких задач можно выделить следующие:

- Корреляция сейсмических атрибутов (спектров скоростей, первых вступлений, горизонтов, разломов, и т.д.);
- Контроль качества полевых материалов;
- Коррекция параметров обработки.

Однако наиболее интересно использование искусственного интеллекта для обучения его на модельных полях в самых разных приложениях. Постановки задач здесь довольно прозрачны. Требуется создание рабочей группы для их выполнения.

Всё описанное выше не исключает задач совершенствования вполне традиционного инструментария обработки. Всё больше внимания уделяется моделированию и подавлению т.н. «внутренних кратных» волн-помех, по-прежнему актуальны проблемы выделения (моделирования) поверхностных волн. Важными становятся специфические алгоритмы обработки морских донных наблюдений, задачи т.н. «деблендинга» и многие другие задачи, возникающие в практике. И здесь возникают очевидные сложности: заказчик требует наличия подобных процедур у сервисной компании, а, не имея соответствующего заказа, их развивать невозможно. Такая трудноразрешимая проблема и должна решаться в контексте программы «импортозамещения».

Конечно, перечисленные направления не могут охватить весь спектр предстоящих работ. В планы развития системы нельзя не включить создание подробной документации, учебных курсов и т.п. Необходимо сделать систему более открытой с тем, чтобы сторонние разработчики могли бы встраивать в неё свои наработки. Работы в этом направление ведутся и будут продолжаться.

Планы, подобные изложенному выше, регулярно докладывались на различных совещаниях с 2014 года. Менялось их содержание по мере выполнения различных пунктов, поскольку система, конечно, развивалась в независимости от отсутствия партнеров. Однако некоторые работы растянулись по означенным выше причинам. При благоприятных обстоятельствах реализация намеченного могла бы быть выполнена за три/четыре года при условии расширения коллектива разработчиков. При этом выполнение промежуточных этапов имело бы самостоятельную ценность, т.к. результаты немедленно были бы востребованы в обработке.

Заключение

В настоящее время у системы Prime всё больше пользователей. Много внимания уделяется их технической поддержке, проводятся курсы обучения. Хотелось бы, однако, ещё раз отметить, что, несмотря на то, что система позволяет реализовать выполнение любого стандартного графа обработки, она нацелена на решение задач получения глубинных изображений среды и развивается

прежде всего в направлениях, связанных с решением этих задач. Такие же тенденции наблюдаются и в развитии наиболее востребованных и популярных зарубежных систем. Для обеспечения возможности развития необходимо, чтобы заказчики работ по обработке сейсмических данных учитывали актуальность обсуждаемой здесь парадигмы.

Литература

1. Анисимов Р.Г., Давлетханов Р.Т., Кунченко Д.С., Овчинников К.Р. ПО Prime (Прайм) – интерпретационная обработка данных сейсморазведки //Приборы и системы разведочной геофизики. 2023. №. 3. С. 30-40

2. Анисимов Р.Г., Мосяков Д.Е., Шалашников А.В., Фиников Д.Б. Повышение эффективности обработки больших объёмов сейсмических данных //Геология нефти и газа. 2021. № 3. С. 95–109. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-3-95-109

3. Овчинников К.Р., Фиников Д.Б. Концепция развития отечественной системы обработки данных сейсморазведки «Prime».//II-ая Международная научно-практическая конференция ГК АО "Башнефтегеофизика" "Геология и геофизика 2022: наука, производство, инновации", Уфа, 13-14 октября 2022 года

4. Гольдин С.В., Теория интерпретации в сейсморазведке и сейсмологии: избранные труды / С. В. Гольдин; науч. ред. М. И. Эпов; Российская акад. наук, Сибирское отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. - Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011

5. Анисимов Р.Г., Давлетханов Р.Т. Некоторые технологические приёмы, используемые при построении пластовой глубинно-скоростной модели среды. // Геофизика, №1, 2017, с. 02-07

6. Анисимов Р.Г., Лангман С.Л., Фиников Д.Б. Возможности расширения класса пластовых моделей при решении обратной кинематической задачи. Часть 1. Реконструкция пласта. Вставка горизонта. // Технологии сейсморазведки, №2, 2015, с. 69-76

7. Анисимов Р.Г., Лангман С.Л., Фиников Д.Б. Возможности расширения класса пластовых моделей при решении обратной кинематической задачи. Часть 2. Реконструкция пласта в модели анизотропии. // Технологии сейсморазведки, № 3, 2015, с. 37-47

8. Анисимов Р.Г., Лангман С.Л., Фиников Д.Б. Возможности расширения класса пластовых моделей при решении обратной кинематической задачи. Часть 3. Пласт с вертикальным градиентом скорости. // Технологии сейсморазведки, №4, 2015, с. 33-43

9. Глоговский В.М., Мешбей В.И., Цейтлин М.И., Лангман С.Л. Кинематико-динамическое преобразование сейсмической записи для определения скоростного и глубинного строения среды. В кн. Сборник докладов второго научного семинара стран-членов СЭВ по нефтяной геофизике, Том I Сейсморазведка, 1982, стр. 327-331

10. Лангман С.Л., Силаенков О.А. Кинематико-динамическое преобразование - инструмент параметризации волнового поля//Конференция «Геомодель-2011», Геленджик, 11-15 сентября 2011г.

11. Овчинников К.Р., Силаенков О.А., Фиников Д.Б., Шалашников А.В. Как и зачем моделировать волновые поля в сейсморазведке //Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. Сборник докладов. – М.: ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2022. – С. 117-137.

12. Фиников Д.Б., Шалашников А.В. Атрибутная миграция для построения угловых и азимутальных разверток сейсмических изображений// Геофизика, №3, 2019, С. 16-22

13. Шалашников А.В. Signal enhancement - между обработкой и интерпретацией//Конференция "Гео-Евразия-2020", Москва, 03-06 февраля 2020г.

14. Анисимов Р.Г., Овчинников К.Р., Фиников Д.Б., Шалашников А.В. Анализ и коррекция эффектов частотно-зависимого поглощения в обработке данных сейсморазведки//Конференция «Сейсмика в Сибири и за её пределами», 14-17 ноября 2023г., Красноярск

15. Agudo Ò. C. et al. Acoustic full-waveform inversion in an elastic world //Geophysics. – 2018. – Т. 83. – №. 3. – С. R257-R271.

Подробнее об авторах



Анисимов
Руслан Гурьевич

Ведущий программист,
ООО «Сейсмотек».



Кунченко
Даниил Сергеевич

Геофизик,
ООО «Сейсмотек».



Овчинников
Кирилл Радиславович

Ведущий геофизик,
ООО «Сейсмотек».



Силаенков
Олег Александрович

Главный геофизик,
ООО «Сейсмотек».



Шалашников
Андрей Владимирович

Ведущий программист,
ООО «Сейсмотек».

Комплексный подход при геофизическом мониторинге ПХГ– гарантия бережной эксплуатации уникального объекта в Арктике

Пасынков А. Г., Комаров В.С., АО «Мессояханефтегаз», г. Тюмень.
Юров А. А., Ризанов Е. Г., Компания Геосейс, г. Москва.

В 2020 году на Восточной Мессояхе реализован уникальный проект утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). ПНГ, получаемый в процессе добычи нефти, проходит подготовку и транспортируется на Западно-Мессояхское месторождение, где закачивается в неразработанные газовые пласты. Мощность этого подземного хранилища газа (ПХГ) исчисляется миллиардами кубометров ПНГ.

ПХГ является, по своей сути, огромным и сложным геологическим объектом с меняющимися характеристиками по простиранию пласта. Заполнение этого объекта происходит по законам природы, разобраться в которых можно только, создав постоянно действующую комплексную систему мониторинга объекта дистанционными геофизическими методами.

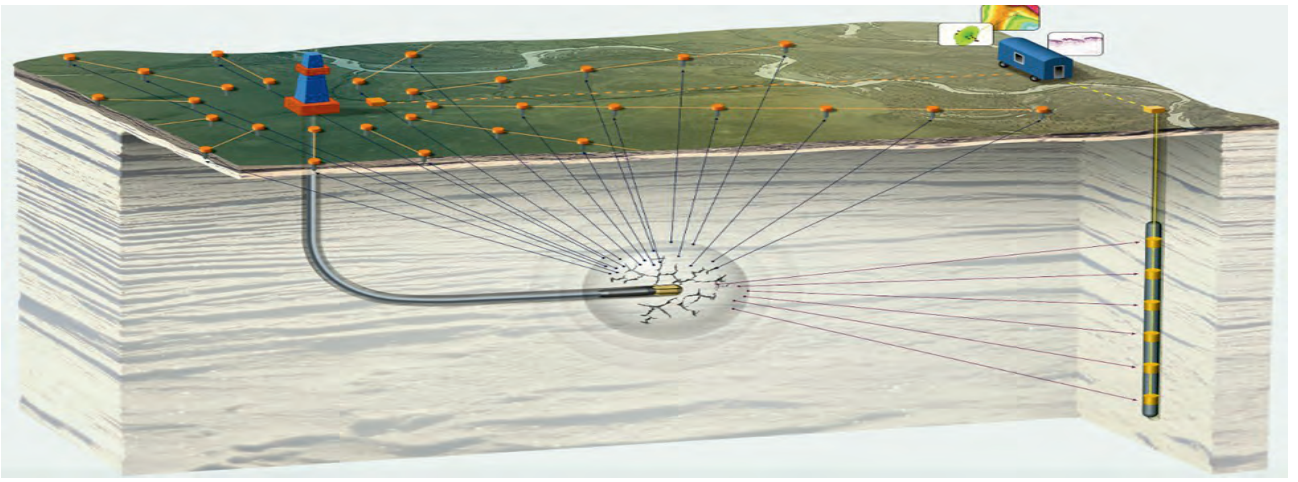
«Мессояханефтегаз» внедрил программу мониторинга, основанную в значительной мере на сейсмических технологиях, направленных на наблюдение за динамикой закачиваемого в пласт ПНГ по мере эксплуатации ПХГ и на контроль за сохранностью покрышки ПХГ.

Комплекс технологий для мониторинга ПХГ

Принятые в проектной программе мониторинга ПХГ решения основаны на отечественном и зарубежном опыте эксплуатации ПХГ с учетом арктических условий расположения и горногеологических характеристик объекта:

- Обеспечить учет объемов закачиваемого газа поскважинно и объекту в целом с отражением в балансе запасов и месячном эксплуатационном рапорте.
- Контроль качества закачиваемого газа и устьевых параметров.
- Регулярное выполнение промыслово-геофизических исследований (ПГИ) (1 раз/2 года) и гидродинамические исследования (ГДИ) (1 раз/год).
- Организация наблюдательной сети скважин с «онлайн» замером пластового давления и температуры.
- Замер статических устьевых давлений.
- Выполнение фоновой газогеохимической съемки и геодинамический мониторинг.
- Контроль герметичности покрышки и распространения газа по пласту-коллектору с помощью комплекса сейсмических технологий, включая полигон микросейсмического мониторинга (МСМ).
- Контроль технического состояния нагнетательных и наблюдательных скважин.

В рамках выполнения данной программы в 2020 году до начала закачки газа в ПХГ выполнен перевод нескольких скважин в наблюдательный фонд с организацией онлайн передачи замеров забойного давления и температуры, выполнены фоновые газогеохимическая снеговая съемка и геодинамический мониторинг участка работ. По окончании бурения всех газонагнетательных скважин куста ПХГ выполнены детальные гидродинамические исследования при отработке скважин для оценки их продуктивности и параметров работы (коэффициенты несовершенства, пластовые давление и температура) с регистрацией забойных параметров. В 2021 и 2022 годах выполнены ГДИ и ПГИ газонагнетательных скважин в режиме



▲ *Рис. 1. Принципиальная схема сейсмического мониторинга.*

закачки.

Для определения оптимальной технологии постоянного площадного мониторинга ПХГ были проанализированы все применяемые дистанционные технологии, а также изучен опыт мониторинга ПХГ в России и мире.

В результате всесторонней оценки возможных технологий мониторинга ПХГ для отслеживания распространения закачиваемого газа по пласту и контроля герметичности глинистой покрышки был выбран и организован комплекс сейсмических наблюдений, включающий вертикальное скважинное профилирование в модификациях НВСП, ВСП-МОГ, профили высокоплотной сейсмики 2D, повторяемые периодически, а также полигон для постоянных микросейсмических онлайн исследований.

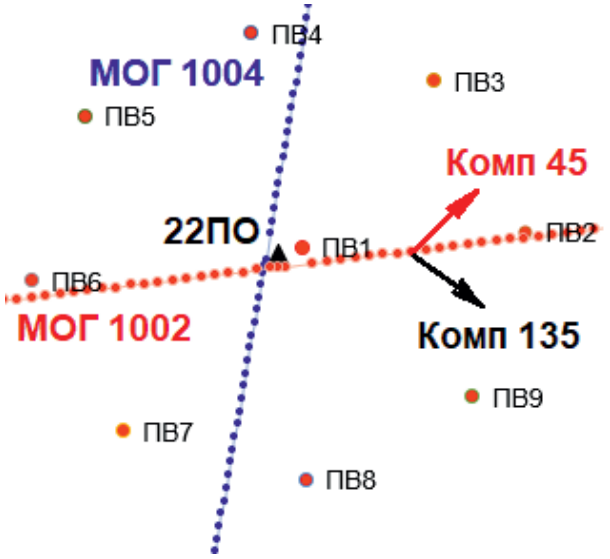
На полигоне МСМ были запроектированы обязательные работы по ВСП/НВСП/МОГ в 2022 и 2023 годах, включая скважинный источник возбуждения для настройки скоростной модели. В качестве эталонного источника возбуждения сигнала в скважине–пьезометре была применена шнуровая торпеда типа ТШД. Также выполнены работы по переинтерпретации выполненной ранее 3D сейсмики с учетом новой информации по специальной методике с оценкой микротрещиноватости. Принципиальная схема организации сейсмического мониторинга приведена на рис.1.

•Для выполнения геофизических исследований было привлечено качественное сейсморазведочное оборудование:

• кабельный телеметрический ком-

▶ *Рис. 2. План работ по мониторингу ПХГ ЗМЛУ.*

Вид работ		№	Мероприятие	1 год				2 год				3 год				4 год			
				1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Сейсмический мониторинг	1	Сейсмический полигон (16кв.км, заглубление геофонов) для постоянного мониторинга.																
		2	Микросейсмического мониторинга (МСМ)																
		3	НВСП в скважине 22-ПО (калибровка скоростной модели)																
		4	Высокоплотная сейсмика 2Д .																
2	Пьезометры (замер пластовых Р и Т)	1	Скважины 31-Р и 22-ПО переведены в наблюдательный фонд до начала эксплуатации ПХГ. Передача данных Рпл и Тпл в он-лайн режиме.																
		2	Скважины 205-Р и 21-П переведены в наблюдательный фонд (он-лайн)																
		3	Перевод скважины 202-Р (он-лайн передача данных).																
3	Газонагнетательные скважины	1	ГДИ при отборе газа (скважин)	4								1							
		2	Устьевые параметры Q, P, T в он-лайн режиме.																
		3	ГДИ под закачкой (скважин)					4				4				4			
		4	ПГИ под закачкой (скважин)					4				2				2			
4	Экологический мониторинг	1	Газогеохимическая (снеговая) съемка																
		2	Мерзлотная скважина																
		3	Геодинамический полигон																



▲ *Рис. 3. Система наблюдений для полноазимутального ВСП/НВСП/МОГТ.*

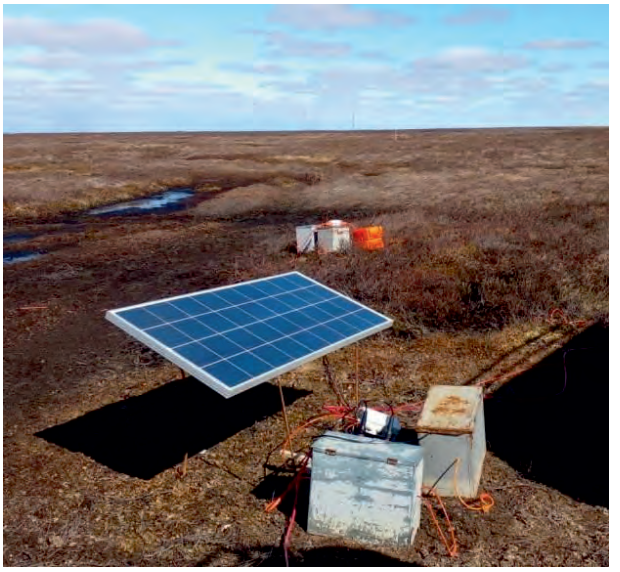
плекс регистрации наземных данных;

• многоуровенный зонд для регистрации данных в скважинах;

• импульсные источники возбуждения сейсмического сигнала Геотон.

Суть технологии МСМ заключается в фиксировании приповерхностными сейсмодатчиками (геофонами) волн микросейсмической эмиссии (МСЭ), возникающих в процессе эксплуатации ПХГ. Для микросейсмического полигона использовано более 1700 датчиков (геофонов) с чувствительностью 240 Вольт/метр/секунду, помещенные в скважины глубиной до 30 м для минимизации поверхностных шумов.

При этом, учитывая, что регистрация МСМ осуществлялась кабельной системой, поддерживаемой внешними аккумуляторами, для повышения технологичности полигона использовались дополнительные устройства генерации энергии. После опробования различных устройств автономной подзарядки батарей, были выбраны солнечные батареи (Рис.4). В результате такой модернизации смена батарей производилась втрое реже режима стандартной эксплуатации.



▲ *Рис. 4. Солнечные батареи помогают работать в условиях экологических ограничений тундры.*

Геологические результаты мониторинга ПХГ

Результаты микросейсмического мониторинга (МСМ) отражают большинство процессов в геологической среде, включая движение закачиваемого газа, трещино-

▼ *Рис. 5. Геофизическая техника и оборудование при мониторинге ПХГ.*



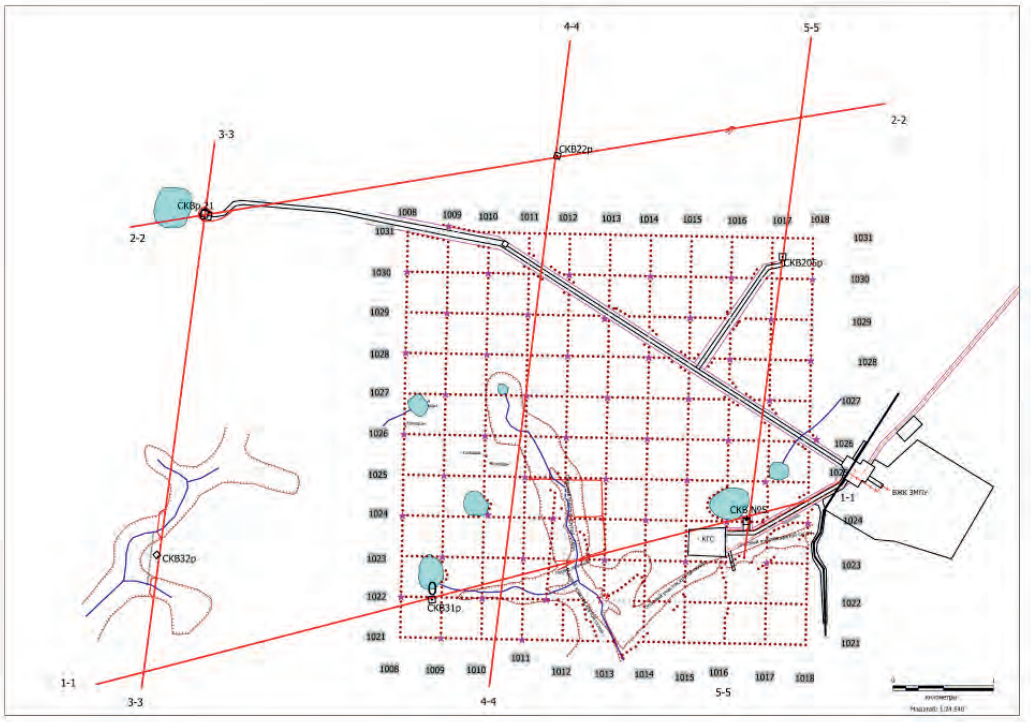


Рис. 6. Фактическая схема сейсмического мониторинга ПХГ ЗМЛУ.

образование и др. С увеличением градиента пластового давления (ΔРпл) микросейсмическая активность растёт, а при уменьшении – снижается. При этом резкие перепады ΔРпл (как положительные, так и отрицательные) активизируют микросейсмическую эмиссию (МСЭ или просто микросейсмическая активность).

В процессе сейсмического мониторинга была получена информация и выполнен анализ по следующим направлениям:

• Динамика активности закачки ПХГ по месяцам и за весь период (регистрация МСЭ).

• График максимальных и средних (по всей площади) значений МСЭ за весь период наблюдений.

• Определение размеров зоны начального накопления (ЗНН) при закачке газа с учетом переинтерпретации сейсмики 3Д.

• Сопоставление максимумов МСЭ по всему полигону и зоне начального накопления (или любому участку полигона).

• Анализ значений МСЭ вдоль газонагнетательных скважин и результатов определения профилей приемистости по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ).

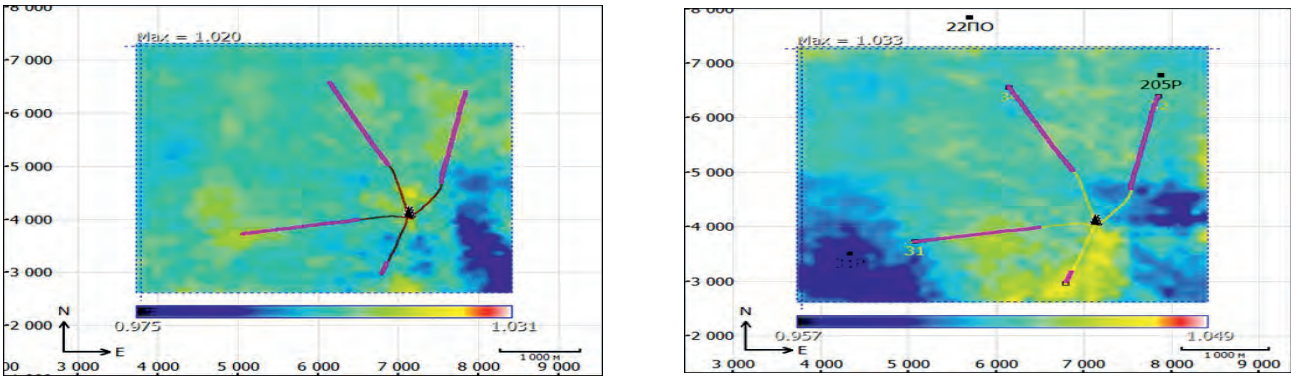
• Анализ изменения акустического импеданса по результатам пяти профилей высокоплотной сейсмики 2Д в 2021 (фон) и 2023 годах.

• Корреляция повышенного роста Рпл с данными МСМ и трещиноватости, определенной по технологии СЛБО при переинтерпретации сейсмики 3D.

• Сравнение результатов МСМ с данными скважин – пьезометров.

• Комплексный анализ сейсмических данных за 3 года мониторинга.

Применение технологии МСМ позволяет анализировать динамику МСЭ на любом участке полигона за любой период времени, с учетом геологического районирования недр и технологических параметров эксплуатации ПХГ. Рассмотрены примеры разной динамики МСЭ при остановке закачки (режим тишины при плановом техобслуживании компрессора) и дифференциация показателя сейсмической эмиссии для разных геологических условий при достижении определенного роста пластового давления в зоне нагнетания газа.

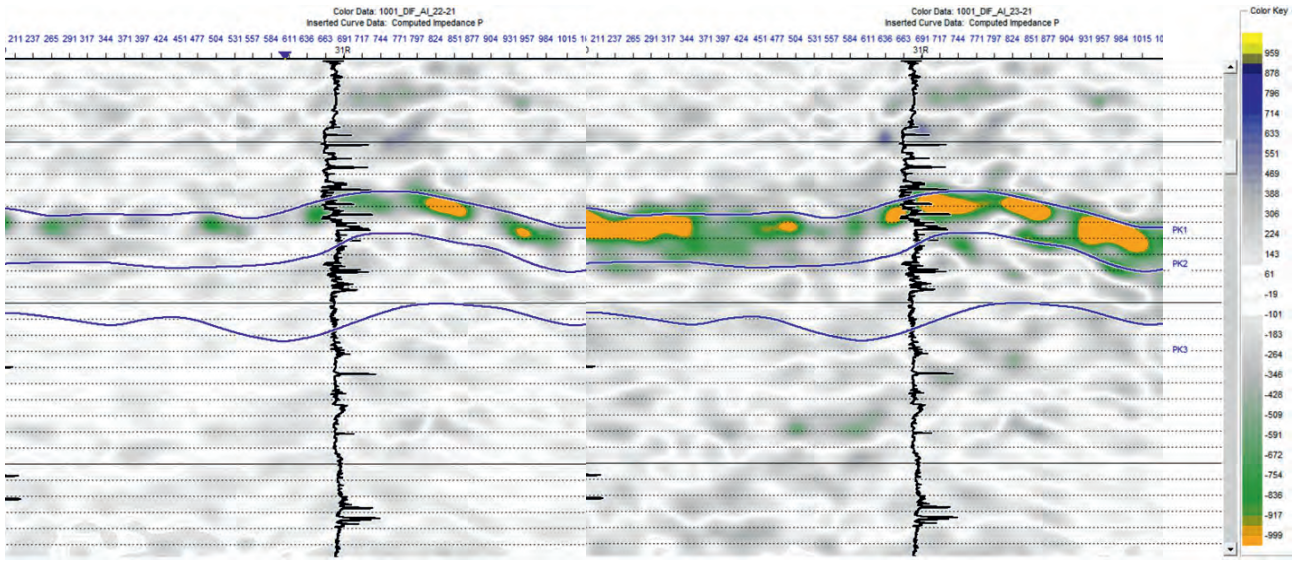


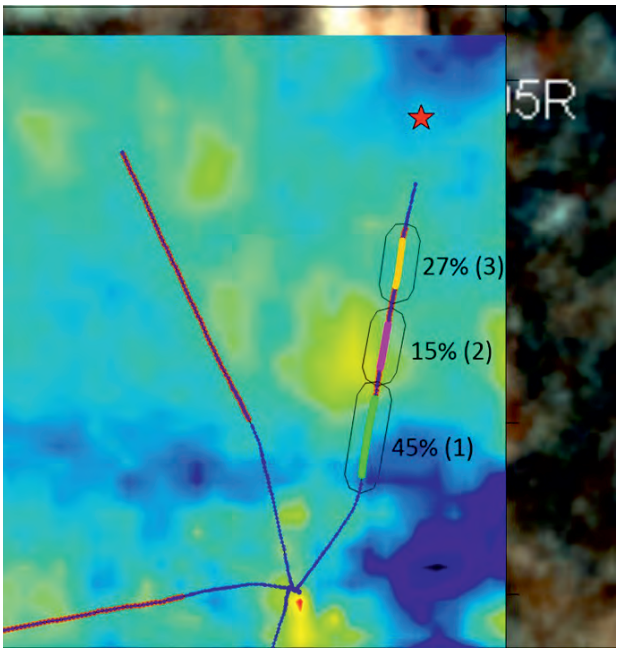
▲ *Рис. 7. Примеры карт распределения МСЭ за выбранные периоды эксплуатации ПХГ.*

Интересные результаты были получены при интерпретации высокоплотной сейсмики 2D, выполненной в 2021 и 2023 годах. Система наблюдений МОГТ-2D – центрально-симметричная с переходом в начале и окончании профиля в асимметричную вплоть до фланговой. Расстояние между пунктами возбуждения (ПВ) - 20 м, расстояние между пунктами приема (ПП) - 10 м, общая протяженность пяти профилей – более 31 км (Рис.6).

Обработка данных 2D обоих сезонов была проведена по единому графу, качество достаточно для выполнения 4D обработки. По всем профилям для интервала закачки зафиксированы участки снижения импеданса на 20-25%, что позволяет говорить о надежном выделении сейсмического сигнала 4D, обусловленного закачкой газа в хранилище. Фиксируется динамика сигнала 4D во времени и в пространстве. Вокруг контрольных скважин динамика изменения импеданса минимальна. Причиной этого может быть фиксируемое по пьезометрам снижение пластового давления как после капитального ремонта скважин при их переводе в пъезометры, так и после отбора газа при испытании. Области с ухудшенными ФЕС в рамках одного и того же структурно-формационного объекта соответствуют участкам повышенной микросейсмической активности и пониженных значений сигнала 4D. Напротив, области с улучшенными ФЕС соответству-

▼ *Рис. 8. Изменение акустического импеданса при эксплуатации ПХГ ЗМЛУ по результатам высокоразрешающей сейсмической съемки 2D в 2021 и 2023 годах.*





▲ *Рис. 9. Сравнение профиля приемистости и МСЭ при эксплуатации ПХГ ЗМЛУ.*

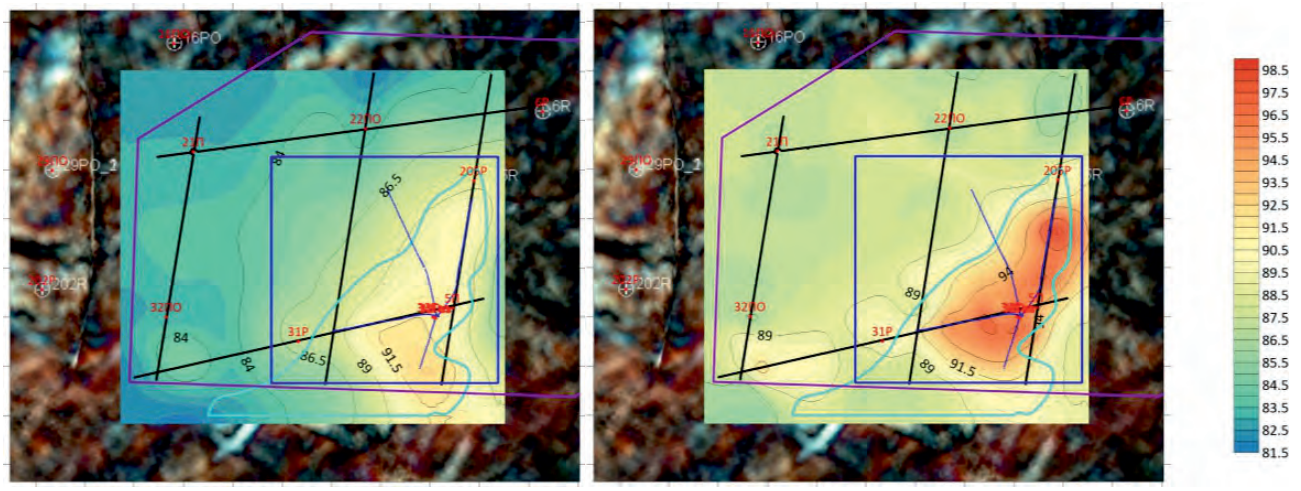
ют участкам со сниженной микросейсмической активностью и повышенными значениями сигнала 4D. Разлом, который фиксируется по профилю 1002 между контрольными скважинами, по данным 2D (4D) является экранирующим.

Одним из показательных примеров комплексного анализа явилась корреляция карт МСЭ, фиксируемых в интервале 100 метров вдоль стволов газонагнетательных скважин, и профилей приемистости данных скважин согласно интерпретации промыслово-геофизических исследований (ПГИ). Интервалы горизонтальных скважин с меньшей удельной приемистостью коррелируют с большей микросейсмической эмиссией и наоборот. Проницаемость участков горизонтального участка газонагнетательной скважины №1 и 3 более чем в два раза превышает показатель по интервалу №2, что прямо пропорционально профилю приемистости. При этом наблюдается значительная дифференциация МСЭ в 100 метровом «коридоре» вокруг скважины в период выполнения ПГИ (Рис.9).

Карта распределения участков понижения импеданса не противоречит данным по пористости и проницаемости и согласуется с гипотезой, что заполнение происходит в областях с высокими ФЕС, а фильтрация идет как по порам, так и по каналам с трещинной проницаемостью.

Анализ динамики активности МСЭ в сопоставлении с пластовым давлением позволил выделить основные этапы эксплуатации ПХГ. Поставленный мониторинговый комплекс наблюдений позволил уточнить и скорректировать геолого-динамическую модель.

▼ *Рис. 10. Сопоставление прогнозных карт изобар за 2021 и 2023 с учетом мониторинговых наюблюдений.*



Выводы:

1. Реализованный комплекс по мониторингу эксплуатации газохранилища на Западно-Мессояхском лицензионном участке недр близок к максимально возможному с учетом арктических условий объекта и является уникальным в мировой практике.

2. Комплексирование нескольких методов наблюдения позволяет отслеживать сохранность покрышки ПХГ и анализировать изменение направлений потока закачиваемого газа в пласте.

3. Применение сейсмического мониторинга показало информативность для определения герметичности покрышки ПХГ, направлений основных потоков и скоплений закачиваемого газа. Технология может быть применена для определения возможных утечек газа за пределы объекта.

4. Высокоплотная сейсмика 2D, выполненная с разницей в 2 года, позволила определить основные зоны накопления закачиваемого газа, определямых по росту пластового давления.

5. Несколькими видами исследований подтверждена герметичность покрышки ПХГ за 3 года его эксплуатации в режиме закачки и отсутствие перетоков через тектонические нарушения.

6. Системный мониторинг ПХГ доказал газодинамическую связь на всем объекте ПХГ, включая участки пласта с разными фильтрационно-емкостными свойствами.

7. Наличие онлайн данных о пластовом давлении в наблюдательных скважинах позволило снизить начальный период неопределенностей и ускорить «настройки» при интерпретации МСМ, а также детализировать карты давлений с учетом данных 2D (4D).

Рис. 11. Пример бескабельной сейсморегистрирующей системы Геотом с возможностью удаленного контроля и управления процессом сейсмической съемки.



8. Результаты сейсмического мониторинга, информация со скважин-пьезометров и постоянно действующая цифровая модель инфраструктуры ПХГ позволяют вести оперативный контроль нештатных ситуаций и регулярно актуализировать гидродинамическую модель объекта для эффективного планирования его эксплуатации.

Заключение

Происходящая в настоящее время революция в сейсморазведке дает новые инструменты и технологии, позволяющие более эффективно и оперативно вести мониторинг разработки полезных ископаемых, решая поставленные перед геологами и геофизиками вызовы. Для повышения надежности и детальности результата мониторинга рекомендуется уплотнение сети наблюдения с учетом геометрии и размеров целевых объектов. В сложных поверхностных условиях объекта таких, как активная техногенная деятельность на месторождении и экологические ограничения тундры, рекомендуется применение бескабельной или гибридной сейсморегистрирующей системы, позволяющей дистанционно контролировать работоспособность оборудования длительный период времени.

Подробнее об авторах



Пасынков
Андрей Героевич
к.т.н.
Руководитель программы
по освоению газовых активов
АО «Мессояханефтегаз»



Комаров
Владимир Семенович
Начальник управления
комплексного планирования
потенциала добычи
АО «Мессояханефтегаз»



Юров
Антон Александрович

Главный геофизик,
Компания Геосейс



Ризанов
Евгений Геннадьевич

Ведущий геофизик,
Компания Геосейс

Как «Нейросети» не дают смотреть мимо цели

Авторская технология удержания и контроля внимания помогает решать сложные задачи.

Курьян С. М., АО «Нейросети», ФГБОУ ВО «Российский государственный социальный университет», г. Москва.

Компания «Нейросети» объединила специалистов, решающих задачи как фундаментального развития технологий Искусственного Интеллекта, так и их прикладное использование. Технологии искусственного интеллекта способствуют формированию навыков XXI века – компетенций и способностей, которые необходимы для максимально полной профессиональной реализации. С учетом технологических вызовов, компания сформировала собственную ML команду с уникальной экспертизой в области применения нейросетей, ML моделей и компьютерного зрения.

Хорошая концентрация внимания и память – неотъемлемые факторы любой эффективной деятельности и полноценного общения с окружающими. Именно поэтому потеря концентрации внимания способна причинить немало трудностей человеку и снизить его качество жизни. К сожалению, современные ритмы меняют способность людей в устойчивости внимания. Клиповость мышления трансформируется в неспособность сконцентрироваться на задаче, создают трудности в запоминании новой информации.

Концентрация внимания – это способность направлять внимание на одну задачу, погружаться в неё без отвлечения на внешние, а иногда и внутренние помехи.

Компания «Нейросети» - разработала авторскую технологию определения поведенческих показателей с помощью компьютерного зрения. Эта технология уже реализована в удобные практические инструменты, позволяющие решать разнообразные задачи: следить за вовлеченностью участников видеоконференций, контролировать качество просмотра видеоинформации, помогать водителю не отвлекаться от управления машиной.

Система определения реакций участников онлайн коммуникаций

Сегодня многие коммуникационные процессы, в том числе и те, от которых зависит эффективность бизнеса компании ушли в он-лайн формат. Селекторные совещания, презентации нового продукта, переговоры стали проходить удаленно, когда человек взаимодействует с компьютером и видеокамерой, а не непосредственно с другим участником. А ведь эффективность коммуникаций очень зависит от быстрых реакций на поведение собеседника – куда смотрит, какие невербальные реакции становятся ответом на информацию, в каких случаях и как именно этом ведет себя человек. Оценить все это только голосу и изображению в мониторе порой бывает непросто.

INDEX-5 – система определения невербальных реакций участников при он-лайн коммуникациях анализирует поведение каждого участника конференции в реальном времени. По результатам мероприятия формируется отчет с подробной аналитикой поведения каждого. Это позволяет сохранять у организатора цифровую историю виртуального общения, что может оказаться полезным при последующих встречах. Поведенческие реакции оцениваются он-лайн по многим параметрам. Рис. 1.

Интерфейс работает по принципу светофора – снижение внимания учас-

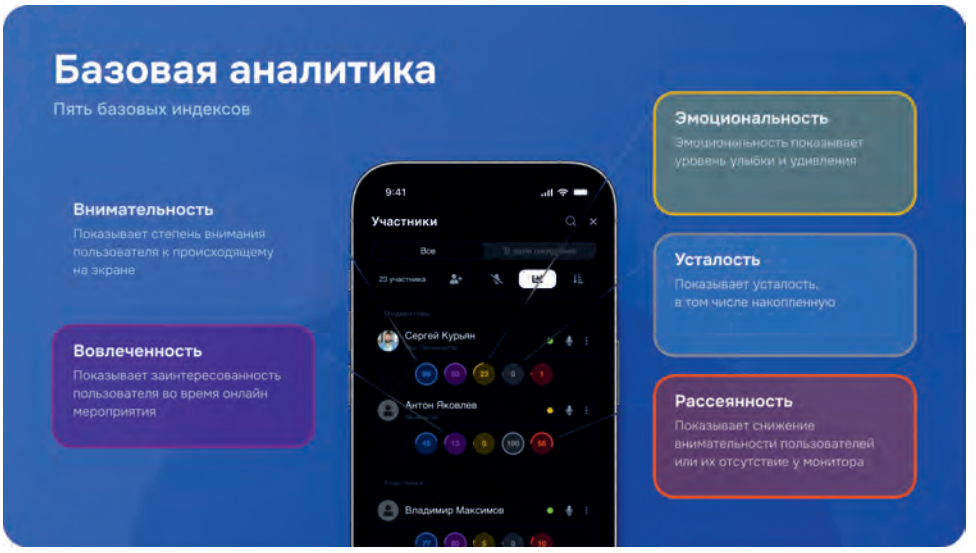


Рис.1. INDEX-5 – широкие возможности системы, удобный интерфейс.



Рис. 2. Цветовая индикация внимания участников.

тника сопровождается красным светом, сигнализируя организатору о том, что его визави недостаточно внимателен к происходящему Рис.2.

Дополнительные индексы видеоаналитики автоматически распознают еще некоторые поведенческие факторы. Так **индекс предрасположенности** позволяет анализировать ожидание от темы мероприятия, восприятие формата подачи информации. **Индекс когнитивного восприятия** строится на тестировании пользователя ПОСЛЕ конференции, показывая, на сколько он находится в контексте происходящего. Если полученные значения ниже пороговых, генерируются вопросы на основе выборочного контента для оценки, какая именно часть презентации осталась без должного внимания.

Остается добавить, что инструмент, предлагается живой и адаптивный - под запросы и пожелания пользователя. Аналитика внимания участников конференции представляется в настраиваемых и удобных графиках, имеющих тонкую настройку под вкусы и задачи ведущего. А, во-вторых, пожелания и доработки под дополнительные задачи реализуются разработчиками системы весьма оперативно.

Внимание на инструктаже гарантирует безопасность в работе

Хороший ученик внимательно следит за учителем – аксиома, известная каждому с



Рис. 3. Аналитика результатов конференции настраивается пользователями индивидуально.

первого класса. А тот, кто отвлекается учится плохо и долго. В школе было просто – за этим следил учитель. Он одергивал нерадивых учеников, стараясь удерживать их взгляд и внимание. А что делать, когда обучение происходит удаленно, или знания должны быть получены самостоятельно? Например, при просмотре разнообразных видеоинструкций или обучающих курсов.

Компанией «Нейросети» создан интерактивный плеер интеллектуальной видеотрансляции с аналитикой невербальных реакций пользователя. Этот инструмент, буквально заставляет смотреть необходимый контент со 100% гарантией внимания.

С помощью разметки точек лица, анализа по ним ключевых метрик, плеер определяет, на сколько внимательно просматривается видео. Если пользователь отвлекается от экрана, воспроизведение останавливается, до тех пор, пока внимание обучающегося не вернется к изучаемому материалу.

Круг задач, решаемых с помощью такого интеллектуального учебного инструмента, весьма широк. (Рис. 4.). И этот инструмент также открыт для адаптации под новые задачи.

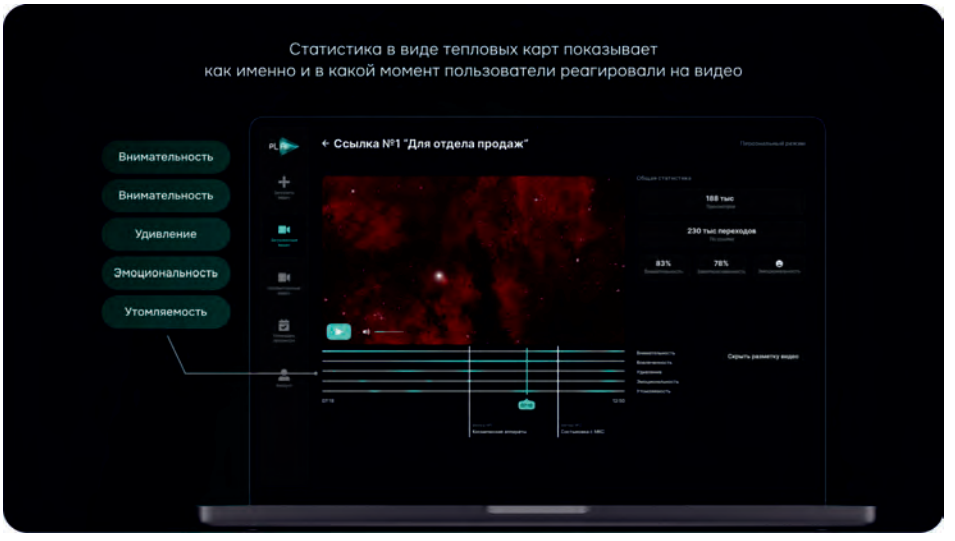
Современные технологии искусственного интеллекта и цифровые устройства позволяют определять степень внимательности просмотренного контента, создают условия для контроля качества образовательного процесса, используют инструменты адаптации содержания и темпа обучения к конкретным потребностям каждого учащегося.

Пользователя может порадовать интересное решение представления отчета-статистики по результатам обучения не в виде графиков и цифр, а наглядной палитрой с цветовой иллюстрацией результата (Рис.5.).



Рис. 4. «Интеллектуальный плеер» поможет в работе многим.

Рис. 5. Возможная форма представления результатов контроля внимания учащегося.

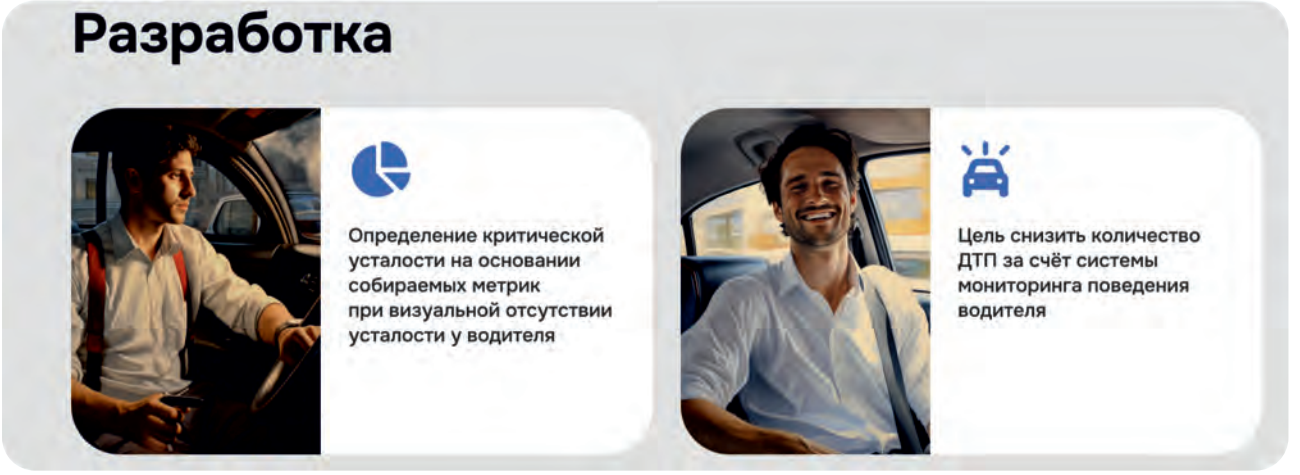


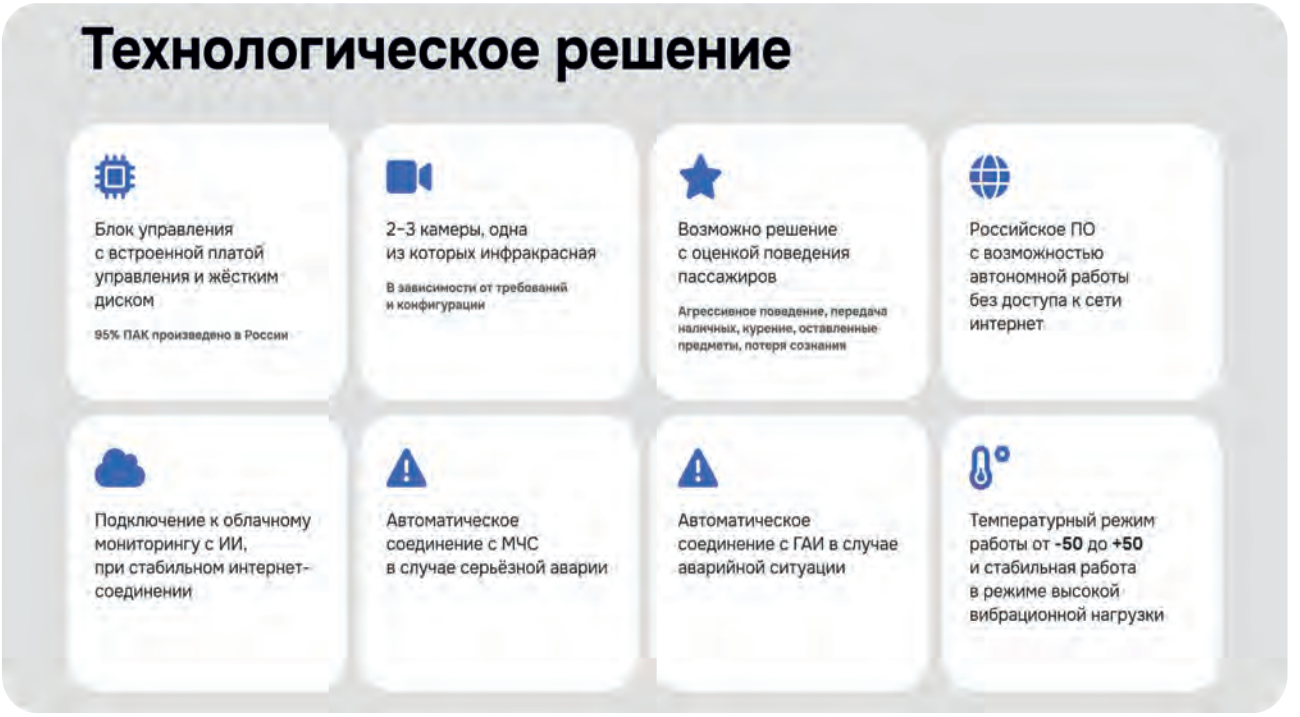
Нейроиндекс – система мониторинга и поведения водителя

Компания «Нейросети» разрабатывает систему, которая будет контролировать поведение водителей в рейсе, прогнозировать их состояние, помогать следить за обстановкой в рейсе. Рис.6.

Искусственный Интеллект при помощи нейросетей следит за состоянием водителя, определяет внимательность, его реакцию на различные ситуации на дороге. При высокой степени усталости и

Рис. 6. Цель «Нейроиндекса» - снижение риском управления транспортным средством.





▲ *Рис. 7. Схема работы комплекса «Нейроиндекс».*

риске засыпания система начинает сигнализировать звуком и светом, возвращая водителя к контролю над машиной. Система учитывает внешнюю освещенность, атмосферное давление, фактическое время за рулем. Существует возможность подключения к штатной системе кондиционирования. Технологическое решение системы «Нейроиндекс» представлено на рисунке 7.

▼ *Рис. 8. «Геофест» - место, где рождаются идеи.*



Quo vadis?

Компания «Нейросети» активно расширяет число решений с использованием нейросетей в различных сферах отраслях. Идет взаимодействие со специалистами потенциальных заказчиков, которые определяют возможные элементы своих технологических процессов, где ИИ даст результат.

Одним из проектов, реализованным во взаимодействии со специалистами-геологоразведчиками, стало решение по контролю движения буровой головки для автоматизированного расчета глубины скважины для погружения заряда при возбуждении сигнала в сейсморазведке.

Для опасных производств, где обязательно использование спецодежды в работе, подготовлен идентификатор персонала на объекте, находящийся без касок или другой спецодежды.

Специалисты компании уже продемонстрировали первый на Геофест Expo-2023 релиз интерактивного плеера интеллектуальной видео трансляции для повышения безопасности на объектах.

Компания открыла пилотные внедрения для крупных компаний и приглашает к совместному творчеству по адаптации созданных технологий под новые задачи пользователей.

Подробнее об авторах



Курьян
Сергей Михайлович,

директор
АО «Нейросети»,
аспирант, факультет
информационных
технологий, ФГБОУ ВО
«Российский
государственный
социальный
университет»

ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКА
III МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ 2024
ИМЕНИ И.Х. АБИЗГИЛЬДИНА

Приглашаем Вас на III международную научно-практическую конференцию и выставку
«ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКА - 2024» имени И.Х. Абизгильдина
теория, методы, практика
23 - 25 октября 2024 г., Москва.

Тематические направления конференции:

- Электроразведка полезных ископаемых и геотермальных ресурсов: поиски и разведка рудных, россыпных, нефтегазовых месторождений, угля и термальных вод.
- Электроразведка на акваториях: теория, методы, решаемые задачи.
- Инженерная и гидрогеологическая геофизика, геоэкология и геотехнические исследования.
- Электроразведка криолитозоны: прикладные и фундаментальные исследования.
- Теория методов электроразведки: развитие методов постоянного тока, гармонических и импульсных электромагнитных полей.
- Аппаратура, оборудование и программное обеспечение.

Открыта предварительная регистрация на сайте: https://www1.elektrorazvedka.ru

Количественная оценка качества полевого материала в методах естественных сейсмических полей

Пономаренко Д.В., Вихорева А.А., Приходько А.В., Пыхалов В.В., Рассказов А.Н., «Октопус», г. Астрахань.
Горбатиков А.В., ИФЗ РАН, г. Москва.

Аннотация. *Эффективность использования методов естественных сейсмических полей, для решения геологических, геолого-промысловых и иных задач, определяется качеством полевого материала. Как и в сейсморазведке, в методах естественных сейсмических полей, первичная оценка качества является важнейшим элементом, так как непосредственно в полевых условиях позволяет принять решение о возможности использования полевых данных для решения поставленных перед работами задач. При выполнении сейсморазведочных работ используется нормативная база, а также наработанная система оценки качества. В методах естественных сейсмических полей отсутствуют общие требования к оценке качества полевого материала. В настоящей статье обосновывается возможность использования методик оценки качества полевого материала в методах естественных сейсмических полей, с учётом их специфики, на тех же принципах что и в сейсморазведке. При этом предлагается использовать терминологию, применяемую в сейсморазведке. Такой подход позволяет адаптировать нормативные требования при оценке качества полевого материала, используемые при сейсморазведочных работах, к работам методами естественных сейсмических полей.*

Ключевые слова: *методы естественных сейсмических полей, количественная оценка качества, полевой материал.*

Введение

Предлагаемая статья является продолжением темы адаптации новых сейсмических технологий, основанных на регистрации естественного сейсмического поля, к принятым нормам, в широко применяемых технологиях, прежде всего сейсморазведке.

В статье [1] были рассмотрены особенности обращения с оборудованием, применяемым в методах естественных сейсмических полей (ЕСП). Настоящая статья посвящена возможности количественной оценке качества полевых записей, получаемых при регистрации естественного сейсмического поля.

Для этих целей в сейсморазведке существует многообразие методов и методик, реализованных в программных продуктах, которые позволяют по определённым, наперед заданным критериям, оценивать качество полевого материала. Методики и методы, а также критерии оценки качества, выбираются, в соответствии с нормативными документами, результатами ранее выполненных работ, либо на основании специальных опытных работ.

Количественная оценка качества полевого материала предполагает, что к такой оценке допущены материалы, зарегистрированные, в соответствии с проектными решениями, с соблюдением технологии проведения полевых работ (как правило, изложенной в проектах на выполнение работ, и уточнённой в процессе опытных исследований), полученные с использованием технически исправного оборудования.

При рассмотрении настоящей статьи, будем считать, что методика проведения работ, изложенная в проекте на проведе-

ние работ, позволяет решать поставленные геологические задачи; работы выполняются с соблюдением требований проекта, инструкций, регламентов, и другой нормативной документации.

Соответственно, при изложенных выше условиях, передаваемый в обработку полевой материал, при оценках «хорошо» и «удовлетворительно», должен обеспечивать решение геологических задач.

Количественной оценке, при выполнении сейсморазведочных работ, подвергаются: текущее состояние каналов записи (выполняемые перед каждым возбуждением (приёмом)), а также соответствие полевой записи наперед заданному диапазону оценок [2]. Оценка качества выполняется на полевых вычислительных центрах, с использованием современных персональных компьютеров.

В методах ЕСП выполнение количественной оценки качества полевого материла, в том числе и на полевых вычислительных центрах, может быть осуществлено на основе тех же принципов, что используются и в сейсморазведке, но с учётом особенностей применяемой аппаратуры, методики работ и регистрируемого сейсмического сигнала.

Возможности количественной оценки качества полевого материала цифровыми методами, при работах методах ЕСП

Для методов ЕСП отсутствует нормативная база по количественной оценке качества полевого материала.

Анализы используемой нормативной базы в сейсморазведке указывают на возможность их успешного использования при количественной оценке качества полевых материалов в методах ЕСП.

Основной единицей объёма полевого материала в сейсморазведке является физическое наблюдение - совокупность сейсмограмм, полученных при постоянном положении пункта возбуждения и расстановки сейсмоприемников [3].

В методах ЕСП источник возбуждения не дает первовступлений, и не имеет отметки момента возбуждения (как в активных методах сейсморазведки и ВСП). В методах ЕСП есть понятие начала записи и её окончания.

В связи с этим, можно скорректировать понятие физическое наблюдение, для его использования в методах ЕСП, понимая под ним совокупность сейсмограмм, полученных при неизменной отметке начала регистрации и окончания регистрации, при постоянном положении расстановки сейсмостанций (сейсмоприемников).

Понятие сейсмограмма, принятое в сейсморазведке – «совокупность сейсмических трасс, сгруппированных по общему признаку», где сейсмическая трасса - это «совокупность сейсмических сигналов, зарегистрированных в пункте приема в течение заданного времени после возбуждения упругой волны» [3].

Общим признаком может быть общий пункт возбуждения, общий пункт приема, общая глубинная точка, общая средняя точка сейсмических трасс и т. д.

В методах ЕСП, зарегистрированные полевые записи разбиваются на небольшие, по длительности, интервалы времени, с соблюдением синхронности для каждой из компонент – на кадры.

В методах ЕСП общим признаком для объединения сейсмотрасс в сейсмограмму является их объединение по интервалу времени регистрации (общему времени записи).

В таком случае, каждый кадр может быть эквивалентен понятию сейсмограммы.

Таким образом, сейсмограмма в методах ЕСП (кадр) – это совокупность сейсмических трасс, объединённых по общему признаку – общий интервал времени регистрации.

Сейсмическая трасса в методах ЕСП – это совокупность сигналов, зарегистрированных в пункте приема, в течение заданного времени, после начала регистрации на каждой из компоненте.

Как и в сейсморазведке, сейсмограмма может быть, как однокомпонентной, так и иметь несколько компонент регистрации (с индексацией в сейсморазведке С) [4].

Если метод ЕСП использует позиционные способы корреляции при обработке, то в этом случае сейсмограмма будет состоять из набора кадров, одновременно зарегистрированных на всей группе сейсмостанций, участвующих в расстановке.

Таким образом, если запись выполняется одной трёхкомпонентной сейсмостанцией, то каждый кадр будет являться трёхкомпонентной сейсмограммой, каждая сейсмограмма при этом будет состоять из трёх трасс. Соответственно, физическое наблюдение будет состоять из всех трехкомпонентных сейсмограмм (кадров), зарегистрированных сейсмической станцией.

Если метод ЕСП использует позиционные способы корреляции при обработке, в этом случае физическое наблюдение будет состоять из всех трёхкомпонентных сейсмограмм, зарегистрированных на всей группе сейсмостанций участвующих в расстановке.

Для количественной оценки качества физического наблюдения, в сейсморазведке используют отношение параметров полезного сигнала к помехе.

Здесь следует отметить следующий аспект:

В сейсморазведке, под помехой понимаются, как регулярные волны-помехи (в МОГТ это кратные волны, дифрагированные и др.), так и нерегулярные.

Для снижения влияния регулярных волн-помех, используются специальные проектные решения, заложенные в методику отработки, а также сложные процедуры по их удалению в процессе обработки.

Для оперативного анализа качества полевого материала, используются оконные оценки соотношения сигнал/помеха, где в качестве помехи принимаются параметры микросейсм, а полезный сигнал оценивается по специальным алгоритмам в окнах, в которых регистрируется целевые отраженные волны [2].

В соответствии с такой оценкой сигнал/помеха, осуществляется количественная оценка качества полевого материала [2].

При этом энергия волн-помех (кратных волн, преломленных и т.д.) не учитывается, так как эти волны-помехи устраняются в процессе обработки различными видами фильтрации.

В большинстве случаев, использование полевых вычислительных центров, позволяет осуществить предварительную обработку полевого материла, и дать полноценную оценку качества принимаемого полевого материала.

В соответствии с инструкцией по сейсморазведке, оценка качества принимаемых физических наблюдений (принимаемого полевого материала) осуществляется по следующей методике:

Для каждого физического наблюдения первоначально оценивается количество сейсмограмм, соответствующих требованиям инструкций (и иным условиям приёма) - принимаются, или не принимаются.

Оценка «брак» (коэффициент качества «0») для сейсмограммы ставится в случае:

- наличия технического брака (нечитаемая отметка момента, превышение величин взаимных влияний каналов друг на друга и т.д.);

- общее количество сейсмотрасс с техническими дефектами (например, неисправный канал и т.д. и т.п.), или с соотношением сигнал/помеха, меньше порогового (когда зашумлённость микросейсмами, промышленными помехами и т.д. выше критического) превышает наперёд заданный порог.

Оценка качества «удовлетворительно» - если уровень сигнал/помеха в сейсмотрассах не менее наперёд заданного порога, и при небольших технических нарушениях (например, количество неработающих каналов в сейсмограмме не более пороговой величины).

Сейсмограмма оценивается оценкой «хорошо», когда при отсутствии технического брака величина соотношения сигнал/помеха не менее наперёд заданного уровня.

По количеству сейсмограмм, объединённых в единое физическое наблюдение, выполняется оценка качества принимаемого полевого материала по формуле [10,11]:

$$К=(1*q1+0.9*q2)/(q1+q2+q3), \quad (1)$$

Где К- коэффициент качества принимаемого объема материала; q1 - количество физических наблюдений принятых с оценкой «хорошо»; q2 - с оценкой «удовлетворительно»; q3 - с оценкой брак.

Естественное сейсмическое поле можно охарактеризовать волновыми пакетами стационарными (распределение спектральной плотности, которых при бесконечно длительном периоде регистрации может быть принято в первом приближении постоянным), и нестационарным (у которых распределение спектральной плотности зависит от времени наблюдения).

Нестационарные волны-помехи создаются, как правило, локальными источниками, расположенными на поверхности (по отношению к регистрирующим станциям) - как техногенными и антропогенными, так и природными – ветровыми, животными и пр.

Этот тип волн, в большинстве методов ЕСП, может быть отнесен к волнам-помехам.

В некоторых методах (например, при мониторинге гидроразрыва) изучаются продольные и поперечные волны, возникающие на глубине, при трещинообразовании, вызванном техногенным воздействием на пласт - гидроразрывом.

Их проявление в ЕСП резко отличается от проявления волн-помех, создаваемых поверхностными источниками.

В этих методах присутствует первовступление, связанное, собственно, с техногенным воздействием на пласт. Однако волновой фронт, возникающий от трещинообразования, обладает более низкой энергией, чем энергия первовступлений.

Через непродолжительное время, регистрируемое поле приобретает все признаки ЕСП, что позволяет использовать методики полевого контроля качества для методов ЕСП (с учётом позиционности для регистрируемого поля, о которой будет сказано ниже).

Стационарные волны создаются постоянно действующими источниками, и представлены волнами Рэлея и Лява (обладающие наибольшей энергией), и менее энергетически выдержанными вертикально направленными и иными типами волн.

Стабильность в распределении спектральной плотности, при длительных наблюдениях стационарного поля (прежде всего поля поверхностных волн), подтверждено многочисленными исследованиями [5-9 и др.]. Такое распределение спектральной плотности носит региональный характер.

В качестве количественной оценки соотношения сигнал/помеха, можно использовать отношение параметров поверхностных волн, к аналогичным параметрам нестационарного естественного сейсмического поля.

Критерии оперативной количественной оценки качества сейсмограмм в методах ЕСП

Рассмотрим критерии количественной оценки качества физических наблюдений (при условии соблюдения требований к методике проведения работ и технической исправности полевой аппаратуры).

Как и в сейсморазведке, для количественной оценки качества сейсмограмм, составляющих физическое наблюдение, в методах ЕСП возможно использовать [2] амплитудные, корреляционные, частотные, спектральные оценки, а так же соотношение сигнал/шум.

Для методов, использующих только принципы поляризационной корреляции (НСЗ, ММЗ и ряд других), критерием отбраковки трехкомпонентной сейсмограммы, служит превышение порога, рассчитанного по сейсмотрассе параметра (амплитудного, корреляционного, частотного, спектрального). В качестве порога может быть принята величина тройного среднеквадратического отклонения параметра (амплитудного, корреляционного, частотного, спектрального), относительно его математического ожидания.

Превышение выбранного порога является указанием на отбраковку сейсмотрассы.

Порог = МО (Параметра) + n S (Параметра), (2)

Где МО математическое ожидание (средняя величина/) параметра за весь период наблюдения; n – множитель (может быть как положительным, так и отрицательным); S – величина среднеквадратического отклонения параметра.

Для методов, использующих позиционную корреляцию (мониторинг гидроразрыва, локация микросейсмических событий, и ряд других) требуется дополнительный критерий: количество отбракованных сейсмограмм, составляющих физическое наблюдение.

Амплитудные оценки

В большинстве случаев в сейсморазведке, для отбраковки сейсмических трасс и сейсмограмм, используется: сумма абсолютных значений амплитуды, сумма амплитуд, среднеквадратическое значение амплитуд в окне анализа.

Соответственно, аномальные изменения этих параметра (превышение порога, то есть в формуле 1 коэффициент «n» - положительный), могут свидетельствовать о появлении каких либо помех (например, порыв ветра, движение автотранспорта, неисправность канала записи и т.д.), и такая трасса должна быть исключена из обработки.

Аномальные изменения этого параметра (меньше наперёд заданного порога, то есть в формуле 2 коэффициент «n» - отрицательный) могут свидетельствовать о неисправности аппаратуры.

В методах ЕСП аналогичная ситуация, так как аномальные изменения энергии, вызываемые аналогичными (как и в сейсморазведке) причинами, резко снижают возможность использования

таких сейсмограмм. Эти сейсмограммы либо требуют дополнительных процедур обработки (фильтрации), либо, в ряде случаев, не могут быть использованы для решения геологических задач (то есть являются браком).

В методах ЕСП, для выявления таких аномальных кадров, используются параметры, в виде суммы абсолютных амплитуд, суммы квадратов амплитуд, максимальная абсолютная амплитуда,- сумма амплитуд сейсмотрассы в кадре (то есть окно выбирается равным длине кадра).

Соответственно, превышение, каким либо параметром порога, может свидетельствовать о появлении каких либо помех (например, порыв ветра, движение автотранспорта, неисправность канала записи и т.д.).

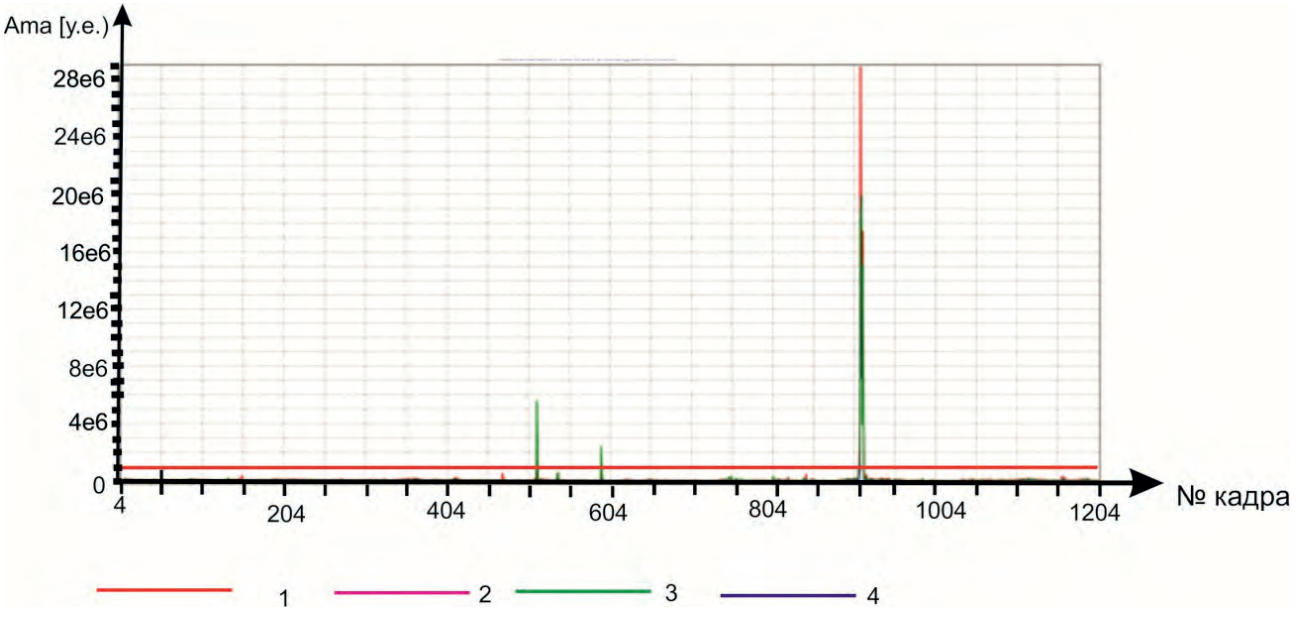
Разделить аномальное поведение параметра на вызванные неисправностью тракта записи либо повышенной зашумлённостью можно при использовании различных величин порога.

Если аномальное поведение параметров сейсмотрассы в кадре связано неисправностью тракта записи (технической неисправность тракта записи, разрядом аккумуляторной батареи, загрязнением контактов), то такой кадр получает оценку «брак» и полностью исключается из обработки.

В отличие от сейсморазведки, в естественном сейсмическом поле, трудноудаляемыми при обработке, являются короткопериодные (импульсные) помехи. Их амплитуда может в разыпревышать среднюю величину амплитуды в кадре.

Соответственно амплитудный параметр может служить для выявления кадров, содержащих сейсмотрассы с аномальными всплесками энергии.

Рис. 1. Покадровое распределение параметра «Максимальная амплитуда» на одном из пикетов при работах на Астраханском ГКМ.
Условные обозначения:
1. Пороговое значение для оценки зашумлённости кадров по параметру «Максимальная абсолютная амплитуда в кадре»;
2. Покадровая максимальное абсолютная величина амплитуды в кадре по компоненте X;
3. Покадровая максимальное абсолютная величина амплитуды в кадре по компоненте Z;
4. Покадровая максимальное абсолютная величина амплитуды в кадре по компоненте Y;



Такие кадры должны оцениваться после выполнения дополнительной фильтрации. Если фильтрация не позволяет удалить такие помехи, то такой кадр получит оценку «брак», либо будут требовать проведения дополнительных процедур фильтрации (оценка «удовлетворительно»).

На рис.1 показана вариограмма параметра максимальной положительной амплитуды. Здесь отчётливо видно наличие кадров, содержащих аномальные всплески амплитуды.

Таким образом, амплитудные оценки могут служить, для выявления кадров (сейсмограмм), обладающих аномальными свойствами.

Корреляционные оценки

В сейсморазведке результатом корреляционных оценок является оценка доминирующей частоты, и определение параметра сигнал/шум, путём расчёта функции автокорреляции (АКФ) и взаимной корреляции (ФВК), соответственно [2].

При этом под шумом понимается сигнал, не коррелируемый от одной трассы к другой.

В методах ЕСП данные параметры также могут являться мерой стабильности записи, но с определёнными оговорками:

Дело в том, что в отличие от сейсморазведки, где есть мощный импульс посылки (источник) сигнала, в методах ЕСП мы имеем дело не с одним источником, а с группой источников. Соответственно, функция взаимной корреляции между соседними кадрами, а также функция АКФ может быть не достаточно стабильной, даже при отсутствии помех, что связано с интерференцией поверхностных волн, возбуждаемых различными источниками, квазигармоничностью интерференционного сигнала, и рядом других причин.

Кадры, по которым рассчитаны параметры, на основе АКФ и ФВК, могут быть использованы, только при получении надёжных оценок порога.

Спектральные оценки

В сейсморазведке к спектральным оценкам относятся [2]: энергия спектра; энергия спектра на заданной частоте (например, пиковой); пиковая частота; центральная частота; ширина спектра; процентная часть спектра.

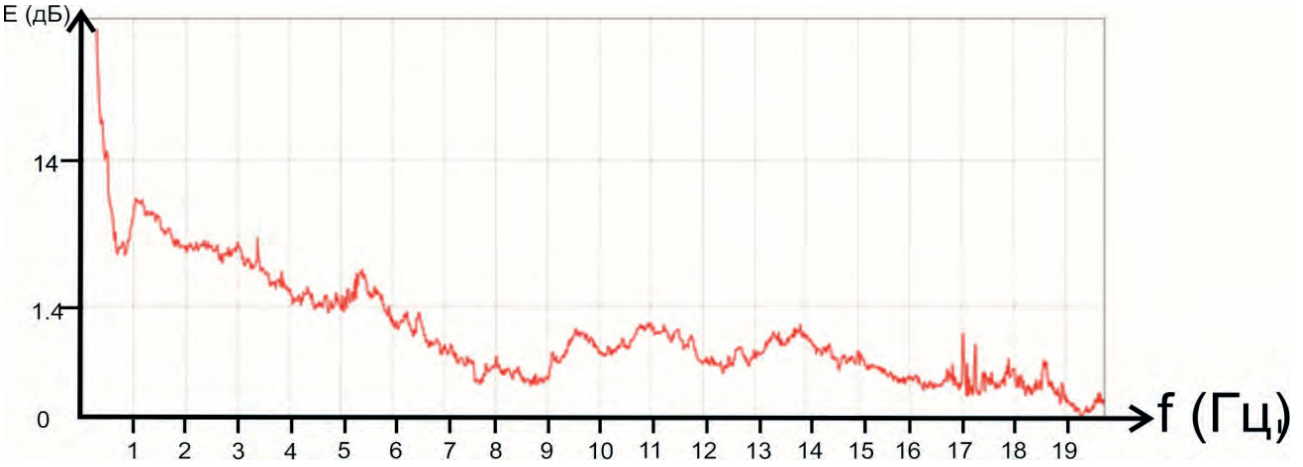
В методах ЕСП спектральным оценкам придаётся особое значение, так как, при отсутствии первовступлениий, надёжное выделение того, или иного типа волн, наилучшим образом выполняется в спектральной области.

Волновой пакет, созданный поверхностными волнами, имеет определённое распределение спектральной плотности (в инфразвуковой области в большей степени отвечающей гиперболе, в акустическом диапазоне частот - ближе к параболе), и такое распределение спектральной плотности, в целом, носит региональный характер (стабильное расположение основных максимумов и минимумов).

Для выявления сейсмотрасс (кадров) с аномальными свойствами, можно использовать следующие спектральные оценки:

Энергия спектра

В целом, энергия спектра сейсмотрассы в кадре, при отсутствии помехи, не должна резко изменяться от кадра к кадру, и быть больше, или меньше, наперёд заданного порога (превышении порога может свидетельствовать о появлении дополнительного шума (движение автотехники, шумы создаваемыми животными, ветровые помехи)).



▲ *Рис. 2. Типичное распределение спектральной плотности на Астраханском своде по компоненте Z.*

Значительное падение энергии может свидетельствовать о технической неисправности сейсмостанции в момент записи.

При отсутствии стационарных источников помех (локальные источники, связанные с бурением скважин, работой генераторов и др.), есть чёткое распределение минимумов и максимумов в распределении спектральных линий, особенно хорошо отмечаемых в инфразвуковом диапазоне.

Эти минимумы и максимумы определяются, как удаленными источниками (штормовые микросейсмы, влияние антропогенных источников (удаленные населённые пункты) и т.д.), так и особенностью строения верхней части разреза (появление стабильных локальных максимумов в частотном диапазоне более 10 Гц – для каждой площади это свои интервалы частот).

На рис.2 показано характерное распределение спектральной плотности на Астраханском своде (вертикальная компонента).

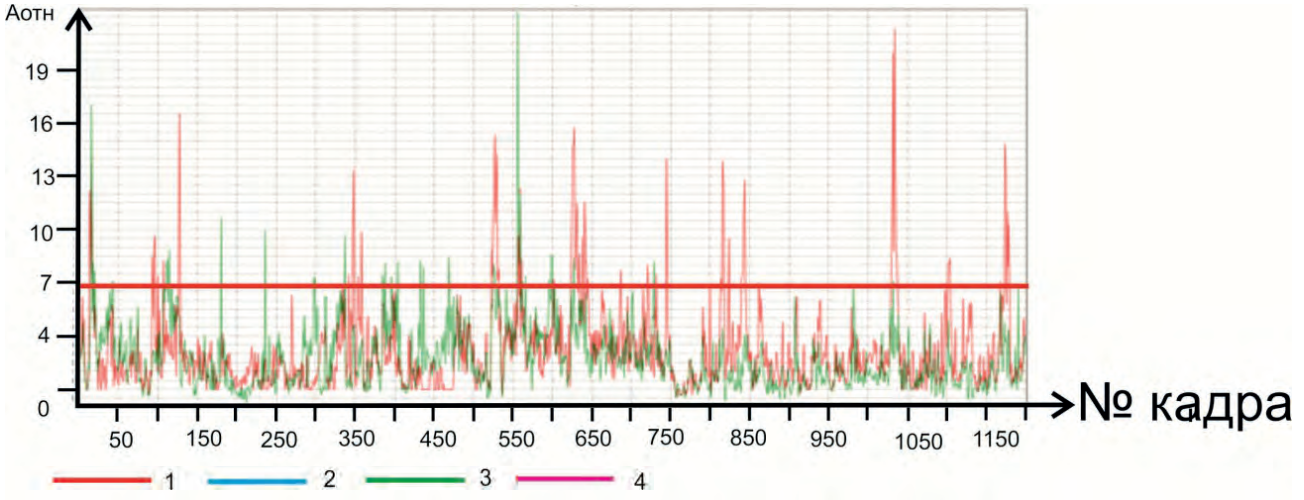
Как видно из рисунка, для Астраханского свода характерно наличие максимума спектральной плотности на частотах, менее 0,5 Гц, минимума на частотах от 0,5до 1 Гц, области повышения энергии на частотах 1-4 Гц; области пониженных энергий в диапазоне частот 7-10 Гц, области повышенных энергий в диапазоне 10-15 Гц, близкое распределение локальных минимумов и максимумов в распределении спектральной плотности для поверхностных волн и на горизонтальных компонентах.

Соответственно, соотношение спектральной плотности в областях минимумов и максимумов, при отсутствии дополнительных источников энергии (волн различного типа), не должно резко изменяться для сейсмотрасс от кадра к кадру.

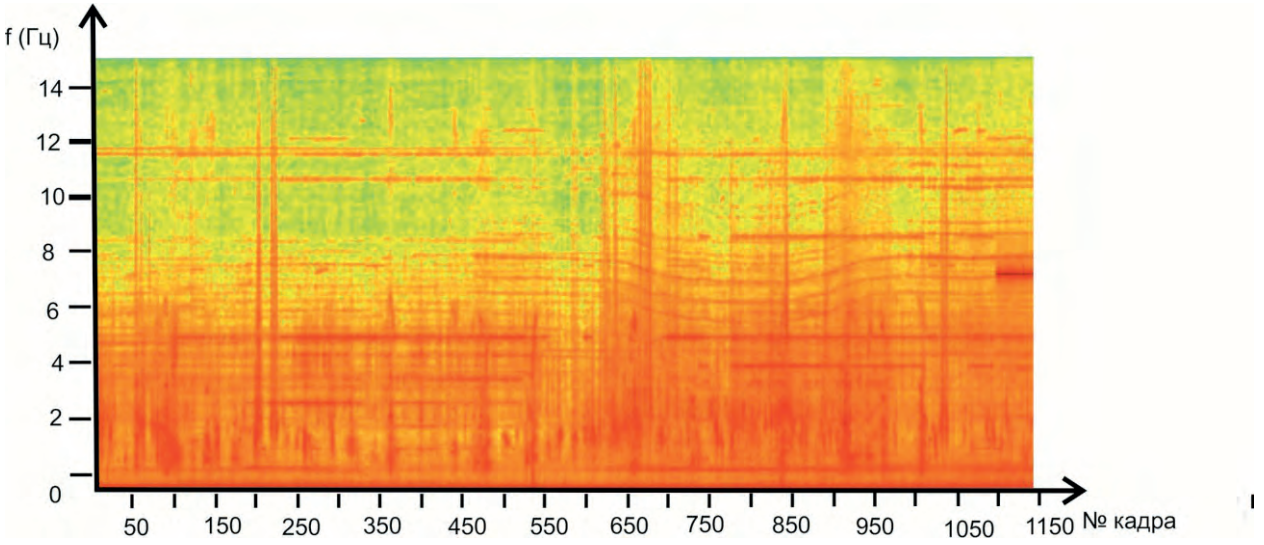
Поэтому кадры, у которых это соотношение хотя бы для одной сейсмотрассы превышает пороговое, либо должны быть исключены из дальней обработки (брак), либо потребуют использование специальных фильтраций – рис. 3.

При работах в пределах эксплуатируемых месторождений, а также в районе, в которых значительно влияние антропогенных и техногенных, постоянно (либо длительно) действующих помех, количественная оценка качества полевого материала осложняется, так как такие регулярные помехи могут быть удалены только в процессе специальной обработки.

На рис.4 показано распределение во времени энергии ЕСП. Как видно из



▲ *Рис. 3. Распределение соотношений максимумов спектральной плотности на разных частотах.*
Условные обозначения:
1. Пороговое значение для соотношений максимумов спектральной плотности;
2. Покадровое максимальное соотношений максимумов спектральной плотности по компоненте X;
3. Покадровая максимальное соотношений максимумов спектральной плотности по компоненте Z;
4. соотношений максимумов спектральной плотности по компоненте Y;



▲ *Рис. 4. Спектрограмма (распределение энергии в кадре показано цветом палитры) естественного сейсмического поля на компоненте Z на территории АГКМ) .*

представленного рисунка, волновое поле характеризуется обилием субгоризонтальных полос, обладающих повышенной энергией и связанных с техногенным фактором.

Для отбраковки кадров с аномальной зашумлённостью, можно использовать величины дисперсии и коэффициента корреляции между наблюдёнными спектрами сейсмотрасс в каждом кадре, и спектрами сейсмотрасс эталонным и (то есть спектрами сейсмотрасс, характерным для исследуемой территории, и прошедшим специальную обработку по удалению из ЕСП промышленных помех). Если величины среднеквадратического отклонения спектральной плотности превышает наперёд заданный порог,

либо коэффициент корреляции меньше наперёд заданного порога , то в этом случае такие кадры являются аномальными.

Повышение дисперсии, либо снижение коррелируемости по отношению к эталону, может быть связано, как с неисправностью тракта регистрации (канал не пишет), так и повышенной зашумлённостью записи.

В зависимости от заданного порога, можно оценить наличие технической неисправности, либо повышенной зашумлённости интервала записи.

Если аномалия связана с технической неисправностью, то такой кадр получит оценку «брак». Если аномалия вызвана повышенной зашумлённостью и после специальной фильтрации помех не устраняется, то в этом случае такой кадр получает оценку «брак».

Итоговая количественная оценка качества полевого материала

Для количественной оценки качества сейсмограмм , в сейсморазведке используются выработанные критерии.

В зависимости от количества забракованных сейсмотрасс, сейсмограмма оценивается по трехбалльной шкале: «хорошо», «удовлетворительно» и «брак». Далее оценивается качество физического наблюдения по формуле (1).

Аналогичный подход можно использовать и в методах ЕСП.

Так же, как и в сейсморазведке, полевой материал, принятый с оценкой «удовлетворительно», потребует больших затрат времени, (в том числе, для осуществления специальных процедур фильтрации помех), чем материал, имеющий оценку «хорошо».

Критерием отбраковки полевого материала (требование пересъёма, либо изменение методики работ, переноса сейсмостанции в более благоприятные условия наблюдения), является недостаточное количество сейсмограмм получивших оценку «хорошо» либо «удовлетворительно» - менее некоторого порога.

Для каждого из используемых методов ЕСП, критерий такого количества кадров (сейсмотрамм) разный, и зависит от сложности геологического строения территории, контрастности поискового объекта относительно вмещающей среды, и ряда других факторов.

Минимальное количество кадров, как и используемые пороги, должны быть обоснованны результатами предварительной (тестовой) обработки наиболее зашумленных сейсмических записей, либо путём использования результатов обработки материалов с подобной степенью зашумлённости на площадях, со схожими геологическими условиями (метод аналогий).

Описываемые подходы к оценке качества полевого материала, позволяют оперативно диагностировать, не только повышенную зашумлённость полевой записи, но и выявлять неисправности тракта записи, непосредственно на площади исследований (в полевом вычислительном центре).

Заключение

Выполненный анализ способов количественной оценки качества полевого материала при сейсморазведочных работах, показывает на возможность их использования при полевых исследованиях методами ЕСП.

При этом необходимо учитывать особенности в строении естественного сейсмического поля.

Полученные оперативные количественные оценки качества полевого материала, позволяют оперативно принимать решения в полевых условиях о необходимости изменения продолжительности времени наблюдения, перемещения расположения сейсмостанций в область пониженной зашумлённости; предостав-

ляют критерии объективного контроля качества полевого материала (супервайзеринга), при выполнении работ методами естественных сейсмических полей.

Литература

1. Пономаренко Д.В. , Агафонов В.М. , Вихорева А.Н., Гарифуллин И.Р. , Неешпапа А. В. , Пыхалов В.В. , Рассказов А.Н. «Особенности диагностики технического состояния полевой аппаратуры в методах естественных сейсмических полей.журн. Приборы и системы разведочной геофизики 2/2023 , стр 81-93,

2.Белоусов А.В. Стандартные оценки качества полевого сейсмического материала. /Приборы и системы разведочной геофизики . №3, 2011, стр.31- 36.

3.ГОСТ 16821-91 , Сейсморазведка, термины и определения , дата введения 0.1,07,92. Комитетр стандартизации и метрологии. Г. Москва. 28 с

4.Г.Н. Боганик, И.И. Гурвич Сейсморазведка, г. Тверь, Изд-во АИС, 2006 г, 744 с

5.Яновская, Т. Б. Основы сейсмологии : учебное пособие / Т. Б. Яновская ; Санкт-Петербургский гос. ун-т. - Санкт-Петербург : Изд-во Санкт-Петербургского гос. ун-та, 2008. - 258,

6.. Р.А. Орлов Опыт использования микросейсмического шума для решения геологических задач в условиях платформы (на примере Воронежского кристаллического массива) ВЕСТНИК ВГУ, СЕРИЯ: ГЕОЛОГИЯ, 2011, № 1, ЯНВАРЬ–ИЮНЬ 184 – 192

7. Д.Г. Левченко, В.Д. Левченко. О природе «окон прозрачности» в широкополосном спектре донных микросейсм // Океанология. 2013. Т.53. № 3. С. 332-346. DOI:10.1134/S0001437013020100

8. Рыкунов, Л.Н. Микросейсмы. Экспериментальные характеристики естественных микровибраций грунта в диапазоне периодов 0.07–8 с. / Л.Н. Рыкунов -М.: Наука, 1967. – 67 с. 107.

9. Винник Л.П. Структура микросейсм и некоторые вопросы группирования в сейсмологии. / Винник Л.П. - М.: Наука, - 1968. - 104 с.

10. Инструкция по сейсморазведке. – М.: Мин-во геологии СССР, 1986. – 80 с.

11..Инструкция по сейсморазведке 2003 г, ГФУП ВНИИГеофизика, Москва, 2003 г., 149 стр

Подробнее об авторах



Пономаренко
Дмитрий Владимирович

генеральный директор
АО «Октопус»



Вихорева
Александра Андреевна
начальник отдела разработки программного обеспечения
АО «Октопус», к.ф-м.н.



Приходько
Андрей Валерьевич

ведущий программист
АО «Октопус»



Пыхалов
Виктор Владимирович

заместитель главного геолога
АО «Октопус», д.г-м.н.



Рассказов
Александр Николаевич

начальник отдела реализации проектов АО «Октопус»



Горбатиков
Андрей Вениаминович
ведущий научный сотрудник
Институт физики Земли РАН,
лаб.702. Москва, к.ф-м.н,

Gestensis

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

Тест-драйв на Полярном круге. Репортаж с испытаний виброисточников «Восток 62Т»



Главный редактор журнала
«Приборы и Системы разведочной геофизики»
Слонов Дмитрий Николаевич.

Компания «Олимп-ойл» провела практическую демонстрацию вибрационного источника сейсмических сигналов «Восток 62Т» в г. Новый Уренгой. Мероприятие прошло на базе компании «ГЕОТЕК», специалисты которой организовали презентацию этого, недавно приобретённого оборудования. На презентацию были приглашены представители других производственных геофизических компаний, а также компаний-заказчиков геофизических услуг. Наш журнал не мог оставить это событие без внимания и принял в нём самое непосредственное участие.

Интерес к технике обоснованный, сегодняшними непростыми трансформациями рынка геофизического оборудования, оказался весьма высок. Состав участников был представителен: «Новатек», НТЦ Тюмень, «Газпром-Недра», «НК Роснефть», ТННЦ «НК Роснефть», «НПП Спецгеофизика», РНГ ОЙЛ, ЛУКОЙЛ, Сургутнефтегаз, Башнефтегеофизика, ТНГ-Групп, «Самаранефтегеофизика», ФХС Поиск, ТСГК.

Ранее с возможностями вибрационных источников ознакомились специалисты компаний «Газпром нефть».

▼ *Рис. 1. Участники испытаний «Восток 62Т» в г. Новый Уренгой.*



Формат мероприятия предусматривал как презентацию технических параметров источников и демонстрацию непосредственно машин, так и возможность специалистам лично оценить заявленные характеристики, проводя возбуждение сигналов различного вида.

Прозводитель

Производитель – Baoding Beiao Special Vehicle Manufacturing Co., Ltd. (сокращенно BASV) – интегрированная компания, обладающая широкими возможностями в области проектирования, производства, технической поддержки и сервиса специализированного оборудования. Компания включена в перечень высокотехнологичных предприятий провинции Хэбэй и является одним из системообразующих экспортных машиностроительных и автомобилестроительных предприятий, определенных Национальной комиссией по развитию и реформам и Министерством торговли Китая.

Производство вибрационных источников запущено в 1989 году. К настоящему моменту BASV произведено и поставлено потребителям более 700 единиц вибрационных источников различных моделей и модификаций,

С 2023 года эксклюзивным дилером продукции BASV на российском рынке является Торговый дом «Олимп-ойл», поставляющий машины под коммерческим наименованием «Восток».

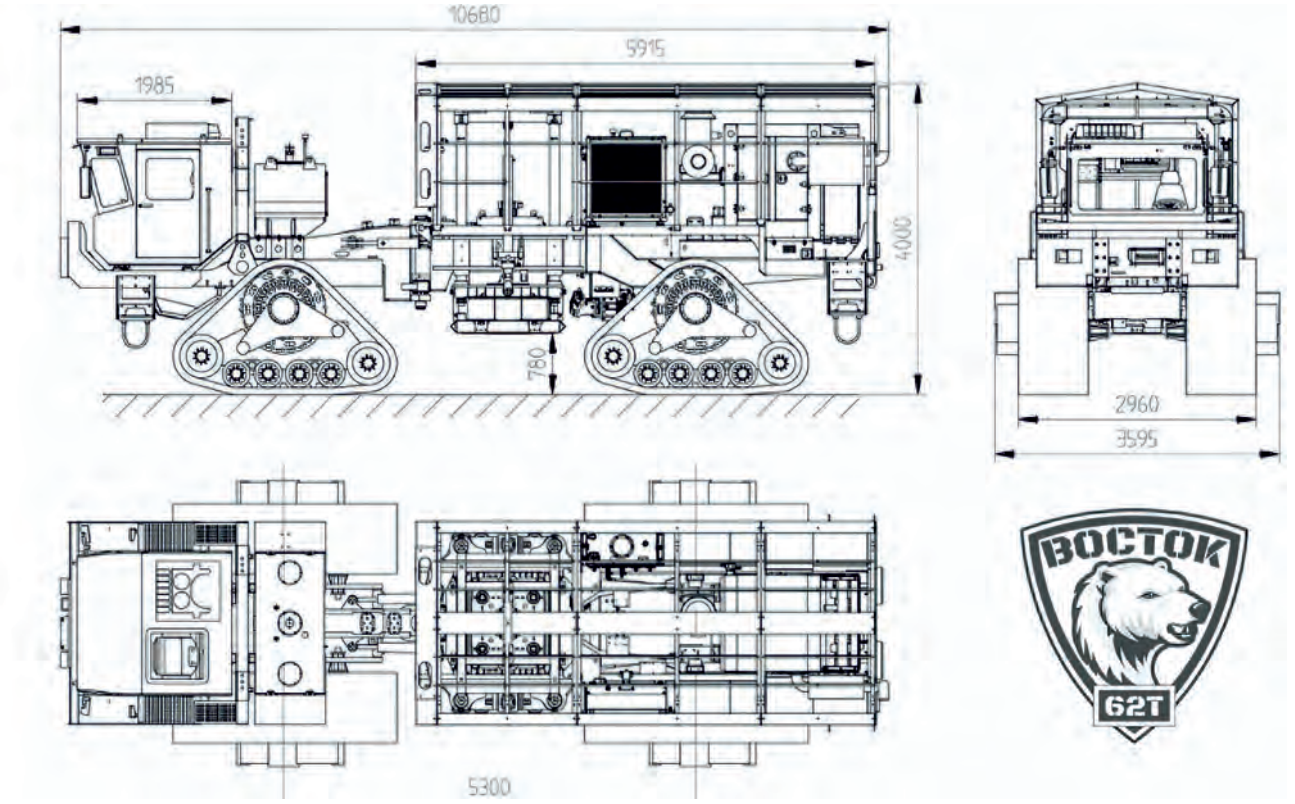
Вибрационный источник «Восток 62Т» для России

В линейке продукции завода можно найти много разнообразной техники. При этом, любая из этих разработок может быть адаптирована и доработана под дополнительные требования заказчика. Вибрационный источник «Восток 62Т» представляет собой источник упругих продольных волн с пиковым усилием 276 кН (62 000 фунтов силы). Относясь в целом к классу широкополосных излучателей, данная модель улучшена в направлении увеличения эффективности излучения низких частот. Заявленная минимальная частота в режиме полной мощности составляет 5 Гц, хотя конструктивные возможности позволяют опуститься до 3,6 Гц.

Источник установлен на универсальную базу внедорожного шасси с шарнирно-сочленённой рамой. Гусеничный движитель (с возможностью замены на колёса) обеспечивает высокую проходимость. Машина рассчитана для непре-

▼ *Рис. 2. Группа виброисточников «Восток» BV62T перед отправкой в Россию.*





▲ *Рис. 3. Габариты виброисточника «Восток 62Т».*

рывной работы в любых климатических условиях на различном рельефе. Габариты установки представлены на рисунке 2.

Комплектация поставки предусматривает:

- установленный в кабине (в дополнение к стандартному) воздушный обогреватель Webasto (фен);
- предпусковые подогреватели топливной системы, гидравлической системы, системы охлаждения и ДВС;
- осушитель воздуха в пневматической системе;
- аварийный люк над водительским местом;
- двойной стеклопакет боковых и задних окон кабины;
- камера заднего хода и камера под тентом (изображение выводится на два монитора в кабине);
- морозостойкие гидравлические рукава высокого давления;
- гусеничные движители Poluzzi;
- резиновая накладка на опорную плиту от налипания снега.

ВИ «Восток 62Т» по своим характеристикам сопоставим с машинами других производителей, используемыми сегодня в сейсморазведке (Табл. 1), а по большинству ключевых параметров и превосходит их.

В представленной машине внедрён ряд эффективных конструкторских решений, направленных на повышение надежности, снижение рисков поломок, облегчение обслуживания. Среди них можно отметить следующие.

Конструкция лифта возбудителя вибрации реализована с использованием четырех направляющих колонн, что обеспечивает равномерный прижим плиты к поверхности грунта.

Сервоклапан, установлен на штоке возбудителя вибрации. Оригинальная система подачи масла под определенными углами в полости гидроцилиндра позволяет свести до минимума негативное влияние кавитационных процессов, возникающих при работе возбудителя

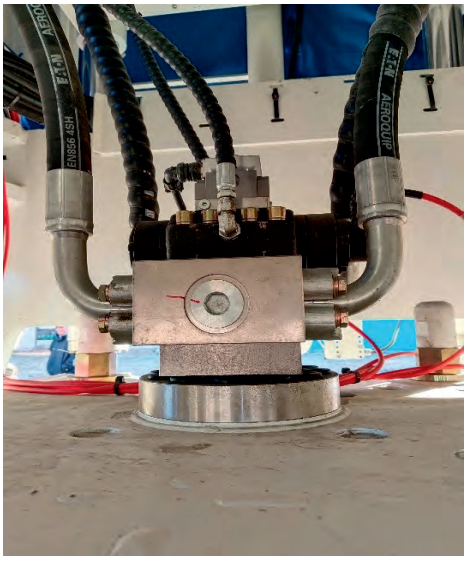
Модель/ параметр	BV62T	Nomad 65 Neo	Nomad 65	CB-30	AHV-IV (364)
Расчетное усилие	28,14 т	28,35 т	28,14 т	31,11 т	28,04 т
Усилие прижима	29,57 т	28,90 т	27,6 т	32,63 т	29,03 т
Нижняя частота	3,6 (5,0) Гц	5,5 (5,4) Гц	6,7 (7,0) Гц	5,3 (4.6) Гц	5,3 (5,18) Гц
Реактивная масса	5 450 кг	4 700 кг	4 082 кг	5 000 кг	4 998 кг
Ход массы	203 мм	101 мм	76.2 мм	110 мм	98,3 мм
Опорная плита	2 050 кг	1 584 кг	1 560 кг	1 970 кг	2 027 кг
Сервоклапан	Moog 760C928A Atlas 240H	Moog 760C928A Atlas 240HP	Moog 760C928A Atlas 240H	Moog 760C928A Atlas 240H	Moog 760C928A Atlas 240H
Насос	535 л/мин	484 л/мин	458 л/мин	450 л/мин	452 л/мин
Двигатель	475 л.с.	440 л.с.	422 л.с.	400 л.с. ЯМЗ	425 л.с.
Полная масса	44,2 т	41,50 т	38,00 т	42,00 т	29,94 тонн

▲ *Табл. 1.Сопоставление вибрационных источников.*
** По данным Циммермана В. В.*



◀ *Рис. 4. Четыре направляющие обеспечивают равномерный прижим плиты.*

▼ *Рис. 5. Расположение сервоклапана облегчает его обслуживание и ремонт.*







▲ *Рис. 6. Профессиональные участники - профессиональный интерес.*

вибрации. В результате данного решения отсутствует скручивание массы. Сервоклапан находится в статистическом состоянии, что позволяет обеспечить его более надежную работу.

Можно также отметить, что увеличение диаметра штока и объема полостей гидроцилиндра позволяет виброисточнику выходить на полную мощность уже с 3,6 Гц.

Проверка качества излучения

Для оценки качества излучения использовалась система тестирования ВИ «Sandwich Box MK II» системы управления GDS-2, были отработаны 4 вида свипов с различной частотой, в том числе свип с начальной частотой 2 Гц. Перебор мощности производился в диапазоне от 60% до 90%. В качестве регистрирующей аппаратуры использовались группы геофонов ZF-5 (5 Гц с компоновкой в два прибора на площадке), сейсмостанция Sercel SN-428XL, а также бескабельная система регистрации данных GDST AllSeis-1C, предоставленная для испытаний компанией «Экспорт групп».

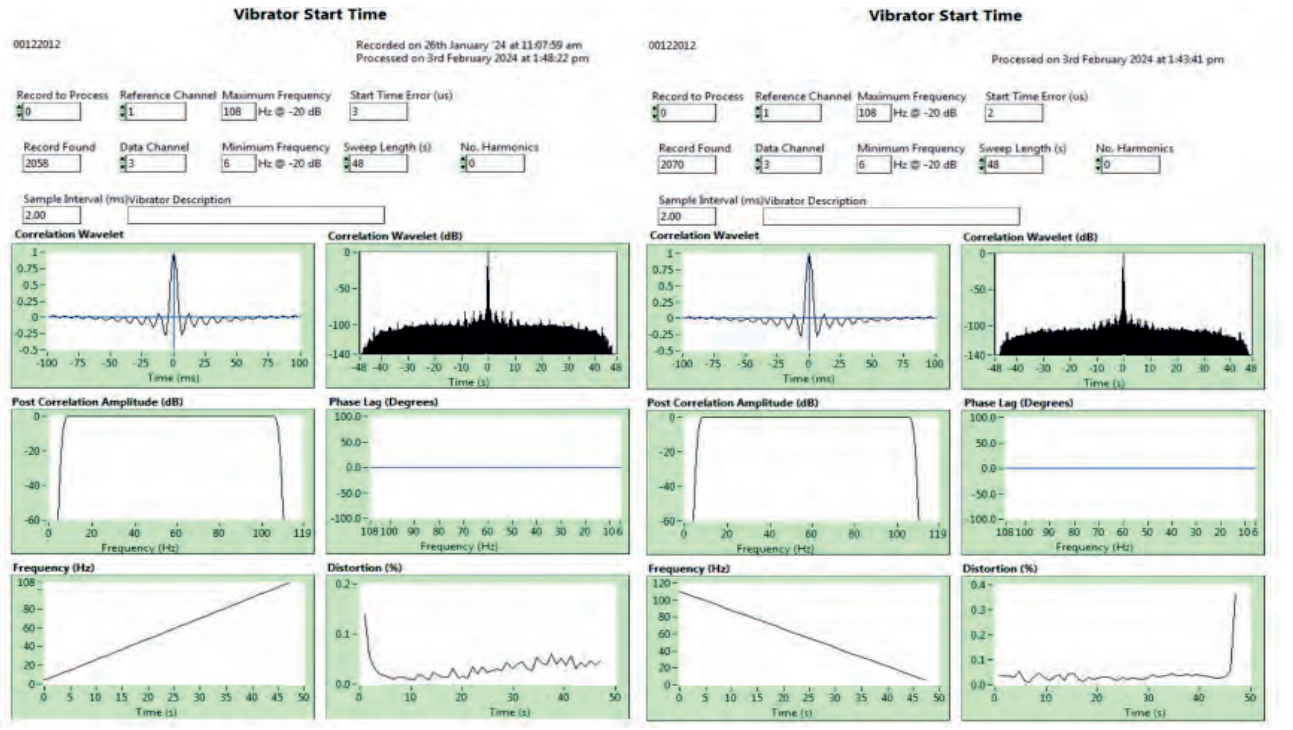
Все вибраторы отработали выбранные свипы с минимальными искажениями, в пределах допусков, показали отличную идентичность машин в группе.

Полосовая фильтрация сейсмического материала (Рис.8) показывает наличие полезной информации как в низкочастотной, так и в высокочастотной полосах спектра.

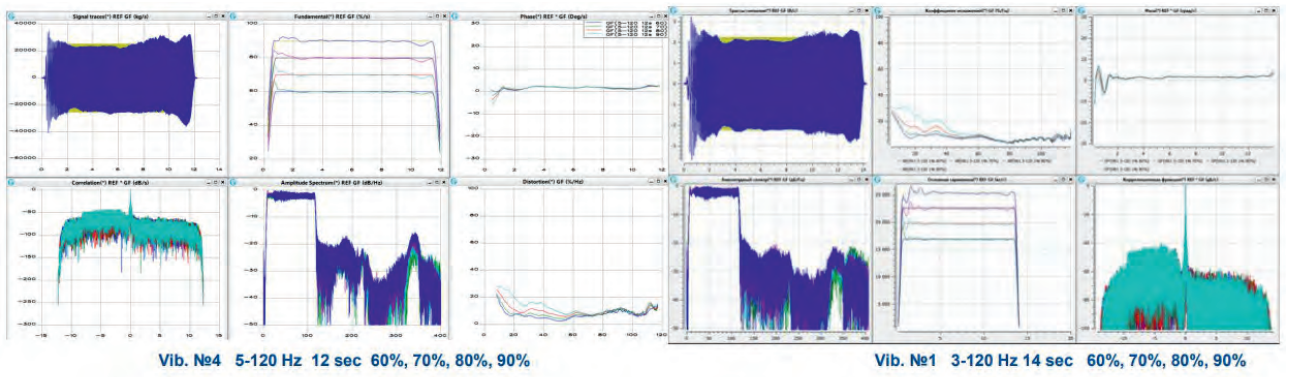
Выводы по результатам тестирования

1. По результатам демонстрационных опытных работ (ДОР) подтверждены все основные заявленные характеристики виброисточников.

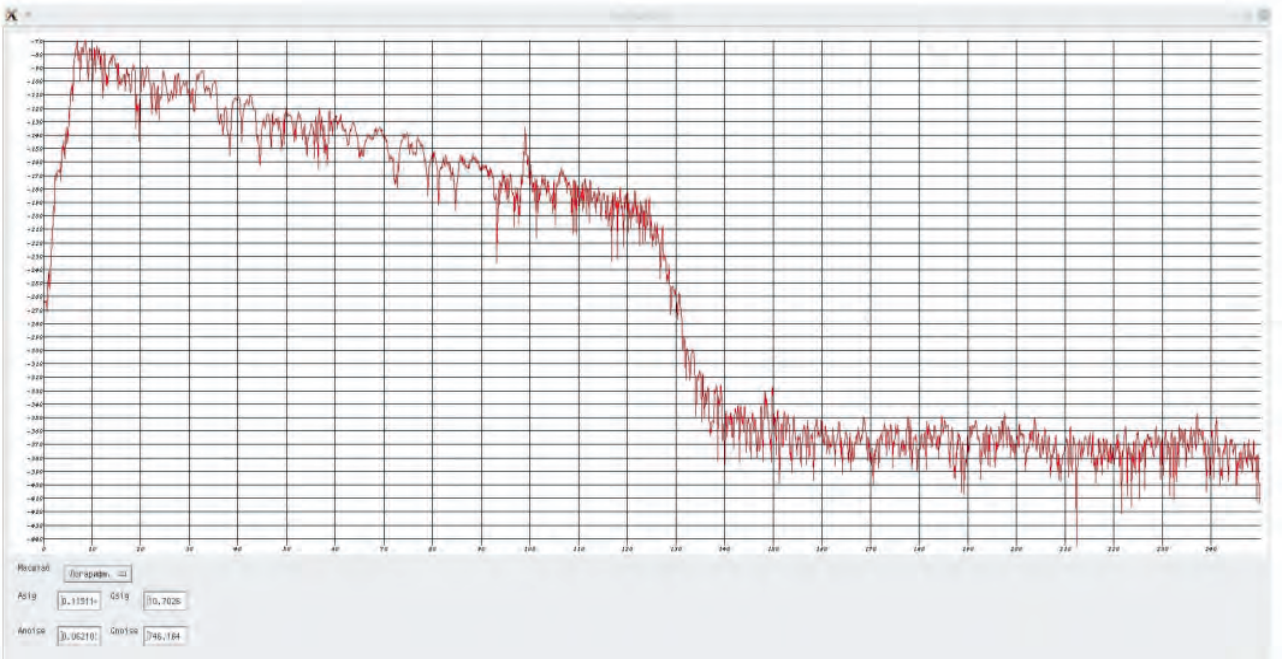
2. Опробованные низкочастотные и широкополосные (до 6 октав) свип-



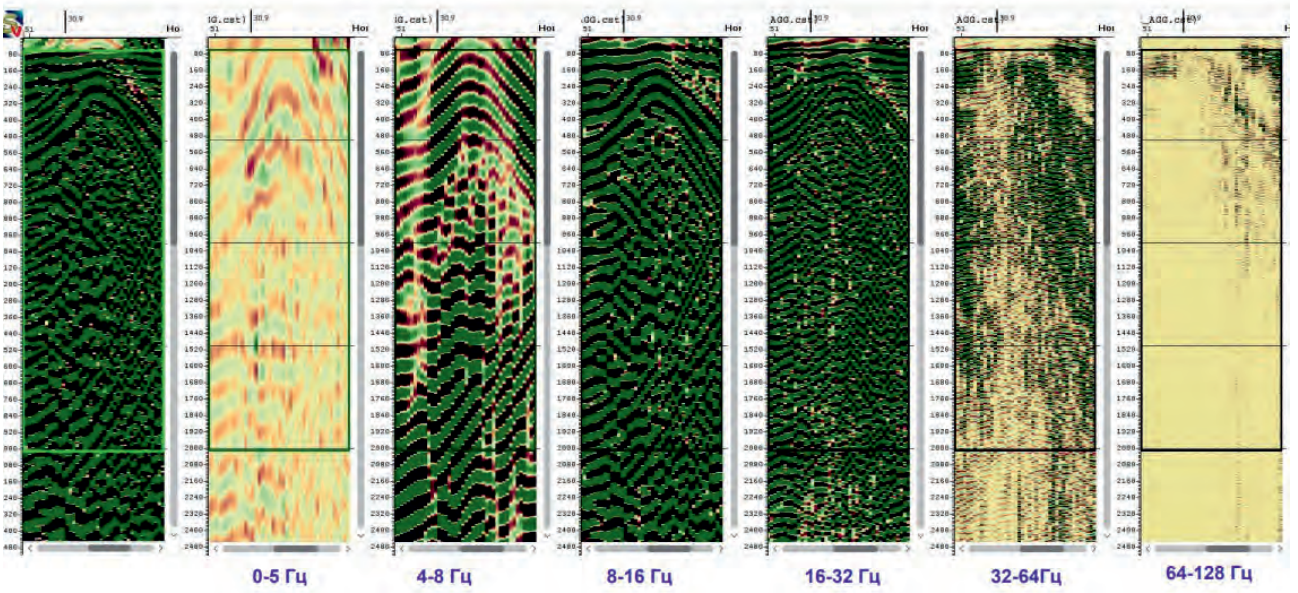
▲ *Рис. 7. Синхронность старта сейсмостанции и УВСС.*



▲ *Рис. 8. Записи тестовых свипов.*



▲ *Рис. 9. ЛЧМ, свип 2-128 Гц, 800/400 мс, 14 с, усилие на грунт 80%.*



▲ *Рис. 10. Фильтрационные панели сейсмического материала, полученного сигналом ЛЧМ, свип 2-128 Гц, 800/400 мс, 14 с, усилие на грунт 80%.*

сигналы показали возможность излучения сигналов с 2 Гц без каких-либо побочных эффектов в качестве излучения и параметрах работы виброисточников. Это превосходит все известные модели ВИ, используемые в настоящее время на территории РФ.

3. Результаты демонстрационных испытаний для представителей основных нефтегазовых компаний РФ подтвердили интерес с их стороны к расширению возможностей методик проведения СРР в области низкочастотной и высокопроизводительной сейсмики, которые возможно реализовывать с ВИ данной модификации в различных регионах РФ, включая регионы Крайнего Севера.

4. Вибрационные источники «Восток 62Т» безусловно можно рекомендовать к проведению сейсморазведочных работ по самым современным методикам СРР и различным модификациям свип-сигналов на территории РФ.

Торговый дом «Олимп-ойл» представляет российскому рынку продукцию BASV

С 2023 года эксклюзивным дилером продукции BASV на российском рынке является ООО ТД «Олимп-ойл», поставляющее машины под коммерческим наименованием «Восток».

Компания ООО ТД «Олимп-ойл» готова поставлять технику в сегодняшних финансовых условиях. Покупателям предоставляется возможность заключения договоров с использованием рублей или юаней. В настоящее время в России уже создан склад запасных частей на гарантийный период для "горячей" замены по месту базы МТО заказчика, единственное требование – это нахождение такой базы в доступном общим транспортом населённом пункте.

Сервисные инженеры, прошедшие дополнительную подготовку на заводе BASV, организуют обучение технического персонала покупателя и имеют полномочия на оформление и выдачу соответствующих сертификатов, готовы обеспечить техническую поддержку в гарантийный (18 месяцев) и постгарантийный срок эксплуатации техники.



BASV

BAODING BEIAO SPECIAL VEHICLE MANUFACTURING CO., LTD

ДИЛЕРСКИЙ СЕРТИФИКАТ

/Dealer Certificate/

ООО ТД «Олимп-ойл», ОГРН 1155250002159

/TD Olymp-Oil Ltd, SRN 1155250002159/

является эксклюзивным дилером сейсмических вибрационных источников BASV на территории Российской Федерации под коммерческим наименованием «Восток»

/is an exclusive dealer of BASV seismic vibrator vehicles on the territory of the Russian Federation under the commercial name of "Vostok"/

выдан: / issued: 04.02.2023

действителен до: / valid to: 04.02.2028

L.S.

Mr. Wang Naijian, General Director

https://basv.com.ru/our-offer/

Заключение



Пантюшев С. Ю., главный геофизик ПАО «Самаранефтегеофизика» - *«Вибраторы компании BASV могут стать отличным решением для российского рынка. Мероприятие, отлично организованное в г. Новый Уренгой компаниями «Геотек» и «Олимп-Ойл» показывает, что это не разовый проект и у него обязательно будет развитие. А, значит, и другим производителям вибраторов надо быть готовым к работе на заявленном уровне технологий».*



Гордич Е. А., Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "КогалымНИПИнефть" в г. Тюмени - *«Виброисточник «Восток 62Т» отвечает всем современным требованиям постановки сейсморазведочных работ с применением низкочастотных широполосных свип-сигналов. Увеличенный ход массы и производительный насос выгодно отличают данный виброисточник от имеющихся на рынке. Надеюсь, что в условиях Крайнего Севера данные машины покажут себя не хуже других, используемых в стране виброисточников».*



Федоров А. Б., главный геофизик АО «ГЕОТЕК» - *«Нашей компанией проведены неоднократные испытания вибрационных источников «Восток 62Т», результаты которых свидетельствуют о широком потенциале данной модификации ВИ для реализации широкополосной и низкочастотной сейсмики, что в свою очередь отвечает всем современным вызовам сейсморазведочных работ».*



Циммерман В.В., АО "ГЕОТЕК", эксперт по вибросейсморазведке

Вибраторы «Восток 62Т» - продолжение развития американской школы вибраторостроения в направлении освоения низких частот. На эту цель работают вполне очевидные конструкторские решения - увеличение веса реактивной массы и диапазона её перемещения. Возбудитель вибрации выполнен компактным, низкопрофильным, с применением давно зарекомендовавшей себя схемы PLS. Устойчивый лифт с четырьмя направляющими позволяет надеяться на обеспечение качественного контакта плиты с поверхностью грунта.

Причина переноса сервоклапанов с реактивной массы на шток обоснована, скорее всего, оптимизацией конструкции возбудителя, нежели повышением эффективности его работы. Вибрационная нагрузка на сервоклапаны увеличивается, что может повлиять на эксплуатационную надёжность. Решение не новое, ранее применялось на отечественных вибраторах малой мощности.

Нововведения в конструкции, несомненно, должны положительно отразиться на характеристиках излучения. Предварительные испытания позволили выявить ряд особенностей, степень влияния которых на качество излучения будет уточнено в ходе производственной эксплуатации.



Варламов С. Е., генеральный директор ООО ТД «Олимп-ойл» - *«Наша компания готова поставлять на российский рынок не только надежные и современные виброисточники, в линейке предлагаемой геофизикам продукции есть сейсмоприемники, бескабельное и кабельное регистрирующее оборудование, спецтехника, запасные части. Уверен, что для каждой российской геофизической компании мы сможем быть полезны, став партнером надолго и всерьез. Стратегическое партнёрство с ведущим машиностроительным предприятием Китая, предусматривающее, помимо прочего,* ***локализацию*** *в РФ, поможет найти ответы на существующие глобальные вызовы».*

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

xPORT GROUP

Комплексные инженерные изыскания при изучении потенциально опасных геологических процесов арктического шельфа

- Базилевич С.О., Казанина М.А., Жилин Ф.Е., Кочетов М.В., АО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», г. Мурманск.
- Шепелев А.А., АО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», г. Мурманск, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва.

Аннотация. Данная статья посвящена исследованию Южно-Карской нефтегазоносной области, важного продолжения Западно-Сибирского нефтегазового бассейна. В фокусе внимания – нефтегазовый потенциал данного региона, считаемого наиболее перспективным. Уникальные месторождения, такие как Русановское и Ленинградское, обнаруженные в 1989 – 1990 годах, а также более поздние открытия, подчеркивают интерес нефтегазовых компаний, включая ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром» и ПАО «Новатэк», к этому региону. В последнем десятилетии проводились поисково-разведочные работы, что привело к открытию нескольких уникальных и крупных месторождений.

Статья подчеркивает, что значительные объемы поисково-разведочного бурения в южной части Карского моря привели к увеличению разведанных запасов нефти и газа. Однако, в силу технологических и экономических причин, разведанные запасы газовых месторождений арктического шельфа пока не востребованы. Статья обсуждает сложности и факторы, влияющие на рентабельность освоения этих ресурсов, включая физико-географические особенности акваторий и необходимость создания новых технических средств.

Основной акцент делается на том, что, несмотря на значительные открытия месторождений, их освоение требует огромных финансовых затрат. Стратегия освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа должна учитывать лучшие технико-экономические показатели по сравнению с альтернативными проектами. Статья также подчеркивает важность безопасности и необходимость учета экологических аспектов в смете затрат на разработку месторождений.

В заключении статьи отмечается, что открытые месторождения в Южно-Карском шельфе различаются по геоморфологическим условиям, что представляет собой вызов для технологий и требует глубокого изучения придонной части геологического разреза для минимизации рисков при проектировании сооружений нефтегазового комплекса.

Ключевые слова: арктический шельф, морские инженерные изыскания, магниторазведка, гравиразведка, сейсморазведка.

Введение

Южно-Карский бассейн, являющийся непосредственным продолжением Западно-Сибирского, в ряду шельфовых бассейнов Российской Арктики традиционно оценивается как наиболее перспективный в отношении нефтегазоносности. Уникальные по величине запасов Русановское и Ленинградское газоконденсатные месторождения в южной части Карского моря были открыты в 1989–1990 годах. В последнее десятилетие нефтегазовыми компаниями, получившими лицензии на разработку участков шельфа (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром») и территориального моря (ПАО «Новатэк»), проводятся поисково-разведочные работы, увенчавшиеся открытием ряда уникальных и крупных месторождений. В 2014 году в пределах Южно-Карского шельфа было открыто нефтегазовое месторождение Победа, с 2017 по 2020 годы открыты месторождения им. В.А. Динкова, Нярмейское, 75 лет

Победы, Северо-Обское, им. Маршала Жукова и Маршала Рокосовского.

Число эксплуатируемых месторождений свидетельствует о том, что в настоящий период интенсивные объемы поисково-разведочного бурения, осуществленные за счет ресурсов недропользователей, были сосредоточены на шельфе южной части Карского моря. Этот регион уже хорошо изучен с точки зрения промышленной нефтегазоносности. Эти работы привели к значительному увеличению извлекаемых запасов: по сравнению с количественной оценкой ресурсов на 2017 год, запасы категорий А + В1 + С1 увеличились на 1075,2 млн тонн нефти эквивалентной продукции (319,5 %), а категорий В2 + С2 выросли на 1013,3 млн тонн нефти эквивалентной продукции (46,9 %). Газовая составляющая значительно преобладает в общем объеме нефтегазовых ресурсов южной части Карского моря, составляя 91,7 % от суммарного объема начальных извлекаемых ресурсов свободного и растворенного газа [Алексеева и др., 2023].

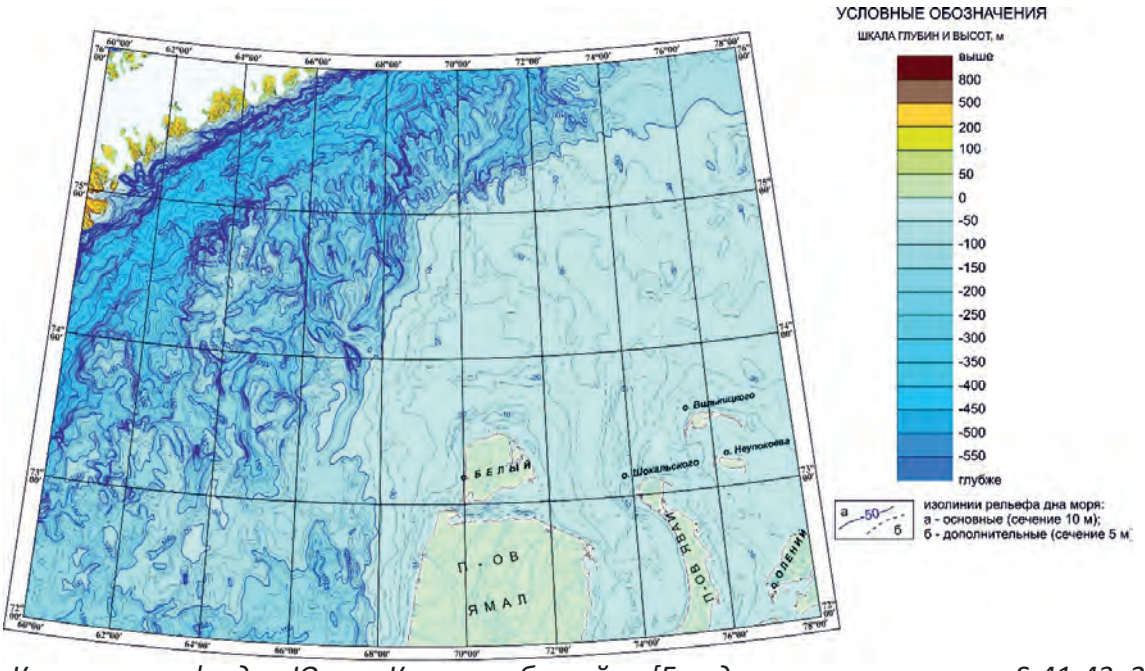
В связи с рядом технологических и экономических причин запасы газовых месторождений арктического шельфа пока остаются вне сферы активного интереса. Их освоение требует не только создания инновационных технических решений, но и значительных финансовых вложений. Рентабельность этих проектов зависит от множества факторов, включая физико-географические особенности акваторий, такие как глубина моря и ледовая обстановка в пределах шельфовых зон. Из-за сложного сочетания этих факторов лишь крупные месторождения, с ресурсами не менее 30–100 млн т нефти и 30–100, а иногда 100–500 млрд м3 газа, считаются рентабельными [Назаров и др., 2021].

При стратегическом планировании освоения ресурсов арктического шельфа следует учитывать, что шельфовые проекты должны демонстрировать лучшие технико-экономические показатели, чем альтернативные сухопутные проекты [Стратегическое управление…, 2019]. Именно поэтому недропользователи придают приоритет Южно-Карскому шельфу, где расположены уникальные месторождения с запасами газа от 350 до 1900 млрд м3.

В условиях арктического шельфа применяемые технологии должны обеспечивать полную безопасность на всех этапах работ. Финансовые ресурсы на резервирование средств для возмещения ущерба в случае чрезвычайных ситуаций и экологических происшествий должны быть включены в общие затраты на разработку месторождений [Назаров и др., 2021]. Учет таких расходов в стоимости шельфовых проектов может существенно повлиять на их технико-экономические показатели, подчеркивая необходимость бережного и устойчивого подхода к освоению арктических ресурсов.

Поэтому, с точки зрения оценки и минимизации рисков нефтегазодобывающих компаний при проектировании сооружений нефтегазового комплекса, чрезвычайно актуально максимально полное изучение строения придонной части геологического разреза: геоморфологических форм рельефа, литологии и генезиса современных и четвертичных отложений, пространственной локализации связанных с ними опасных и неблагоприятных геологических объектов и явлений [Базилевич и др., 2023а].

Открытые на сегодняшний день в пределах Южно-Карского шельфа месторождения расположены в различных геоморфологических условиях, отличающихся глубинами моря, расчлененнос-



▲ *Рис. 1. Карта рельефа дна Южно-Карского бассейна [Государственная…, лист S-41-43, 2004].*

тью современного и погребенного под новейшими осадками рельефа, мощностями и составом четвертичного покрова, распространением многолетнемерзлых пород. Соответственно, этими особенностями обусловлены те либо иные преобладающие проявления опасных геологических процессов.

Рельеф дна южной части Карского моря.

Строение современного рельефа дна обусловлено, в основном, изменениями условий морфолитогенеза. В позднем плейстоцене на шельфе Карского моря были сформированы комплексы ледникового, водно-ледникового, флювиального, палеомерзлотного и дегазационного рельефа (кратеры, формы газового пучения и др.), определившие его сложную морфологию. В эпоху последнего оледенения на осушенной поверхности шельфа сформировались аллювиальные равнины. В голоцене, в ходе неравномерного подъема уровня океана, они были затоплены и изменены береговыми и субаквальными процессами [Мирошников и др., 2021, Ворошилов и др., 2021].

Орографические элементы морского дна Южно-Карского шельфа (рис. 1) представлены Восточно-Новоземельским желобом, а также двумя ступенями: Западно-Карской и Обь-Енисейской (Ямало-Гыданским мелководьем) [Государственная…, лист S-41–43, 2004].

Восточно-Новоземельский желоб протягивается вдоль архипелага Новая Земля; его ширина составляет 60–80 км, а глубины днища местами превышают 400 м. Мощность рыхлых отложений в желобе мала (10–25 м). Восточный склон желоба нарушен густой сетью долин, которые нередко являются продолжением подводных долин Западно-Карской ступени. По мере погружения желоба в приустьевых участках некогда субаэральных долин стали доминировать процессы, подобные тем, которые наблюдаются в каньонах континентальных склонов. И в долинах, и на склонах желоба выявлены оползневые образования. В пределах восточного склона желоба расположено месторождение им. Маршала Жукова.

На *Западно-Карской ступени* (где находятся месторождения Ленинградское, Русановское, им. В.А. Динкова)

преобладают долины меридионального направления; ширина их составляет 10–20 км, глубина вреза 30–70 м. Для них характерны крутые склоны, коленообразные изгибы и замкнутые переуглубления дна (10–50 м, изредка более). Нередко эрозионный рельеф является унаследованным, в отдельных случаях в разрезе насчитывается до пяти генераций палеодолин. Предположительно, долины сформированы речной сетью при осушении шельфа в сартанское время.

Обь-Енисейская ступень – мелководная, с глубинами до 50 м, очень полого наклонена на север. Дно здесь выровнено во время голоценовой трансгрессии; в настоящее время его значительная часть подвержена воздействию волн, а на мелководьях – припайных льдов. В прибрежной зоне развиты термоабразия и термокарст. В северо-западной части этой ступени расположено месторождение им. Маршала Рокоссовского.

Опасные геологические объекты и явления.

Среди потенциально опасных геологических объектов на шельфе Карского моря выделяются области, где происходит развитие многолетнемерзлых грунтов. Также к ним относятся эрозионные палеоврезы и палеодепрессии, создающие определенные риски. Отмечаются также интервалы разреза с повышенной газонасыщенностью.

Многолетнемерзлые породы на шельфе Карского моря распространены преимущественно в мелководной зоне при глубине моря менее 100 м, образовались они в позднем криохроне позднего неоплейстоцена (верхневалдайско-сартанское время, 18–20 тыс. лет н.) в течение регрессии, когда рассматриваемая область обнажилась выше уровня моря [Рокос и др., 2009]. Мерзлые грунты, в основном были вскрыты при глубинах моря 15–25 м, в интервале от 8 до 20 м ниже поверхности дна; их мощность составляет 20–40 м. Однако, на площади Русановского месторождения мерзлые породы были вскрыты скважинами при глубине моря около 100 м. Характерно, что в отличие от других районов распространения мерзлых грунтов, здесь отсутствуют проявления свободного газа.

В пределах зоны развития многолетнемерзлых пород наблюдается многозначная картина на сейсмоакустических разрезах, представляющая вызовы в интерпретации. Видны области с потерей сейсмической корреляции, резкие изменения в структуре волнового поля, а также амплитудные аномалии, приобретающие форму "ярких пятен", и разнообразные акустические неоднородности. На фоне отражающих границ, определенных литологией и стратиграфией осадочного покрова, проявляются отражения, связанные с процессами промерзания, деградации мерзлоты и газонасыщением. Все эти аспекты создают сложную и многогранную картину, требующую более глубокого исследования и тщательной интерпретации для полного понимания подлежащих процессов в данной геологической области. [Рокос и др., 2009].

Эрозионные формы современного и погребенного рельефа, такие как затопленные палеодолины и погребенные врезы, наиболее широко распространены на рассматриваемой площади (рис. 2). С пространственным положением сартанских речных палеодолин, заполненных аллювиальными и морскими отложениями (a,mIII4), обозначенных на карте четвертичных образований [Государственная..., лист S-41–43, 2004] хорошо совпадают контуры отрицательных структур, выделенных современными

детальными съемками (сейсморазведка сверхвысокого разрешения (2D ССВР), акустическое профилирования (АПр) и многолучевое эхолотирование (МЛЭ), в районе Восточного Приновоземелья [Замотина и др., 2022].

На этой площади обнаружены палеовр езы, которые хорошо выражены в современном рельефе и характеризуются плоскими днищами и относительно пологими бортами (около 2-7°). Максимальная протяженность этих структур составляет 17 км, ширина – 2 км, глубина – около 40 м. На сейсмических разрезах СВР прослеживается наличие слоистости и залегание выполняющих отложений с облеканием подстилающего погребенного рельефа, ниже отмечены признаки газонасыщенности что, вероятно, обусловлено деградацией островной мерзлоты. Внутреннее строение долин осложнено палеопонижениями, сформированными процессами термоэрозии.

Палеовр езы и палеодолины представляют потенциальные угрозы для нефтегазовой инфраструктуры. Эти геологические формации, как правило, наполнены слабоконсолидированными осадками, часто обладающими высокой степенью газонасыщенности и включениями крупнообломочного материала. В редких случаях палеовр езы могут сопровождаться линзами мерзлых грунтов [Колюбакин и др., 2016]. Разработка инфраструктуры в контурах палеовр езов предполагает особую опасность, в данных областях не рекомендуется устанавливать платформы на гравитационном основании и вести строительство поисково-разведочных скважин. На таких участках часто возникают сложности при бурении, такие как провалы или прихваты инструмента, а также проблемы с поглощением бурового раствора и др.

В качестве одного из опасных геологических явлений в позднеплейстоценовых долинах Карского моря считается также процесс дегазации метана [Ворошилов и др., 2021]. По итогам морских экспедиционных работ в Карском море в 2019 и 2020 году на НИС «Академик Николай

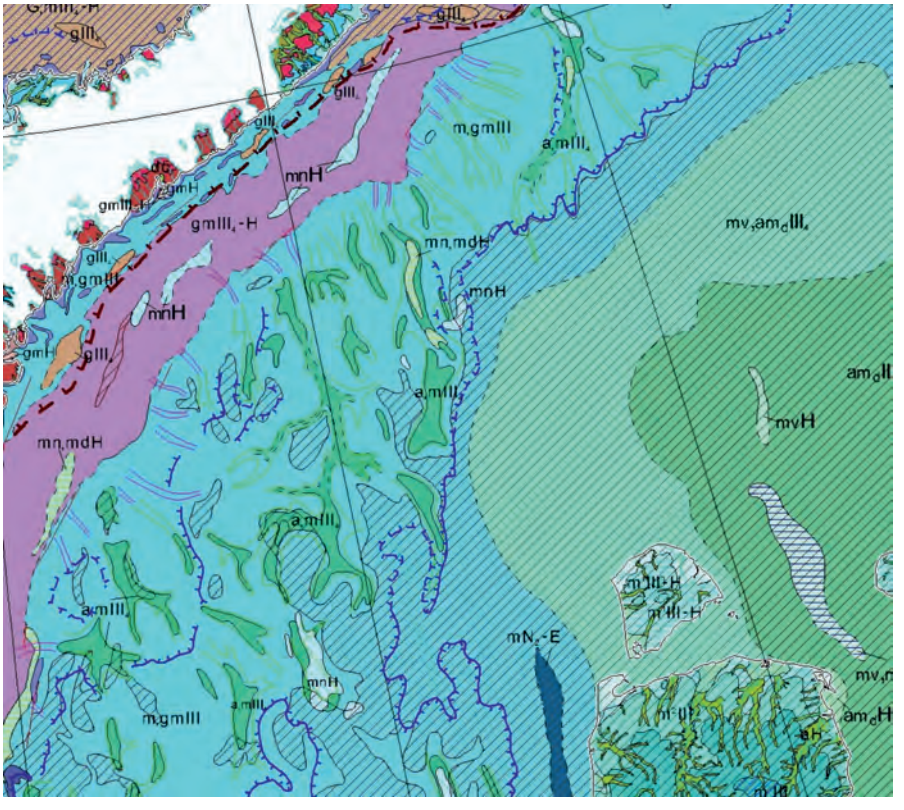


Рис. 2. Фрагмент карты плиоцен-четвертичных образований Южно-Карского шельфа [Государственная..., лист S-41–43, 2004], отражающий широкое распространение затопленных позднеоплейстоценовых (сартанских) палеодолин с развитием в их контурах аллювиально-морских отложений (a,mIII4) в пределах Западно-Карской ступени

Страхов» установлено, что газопроявления, которые могут оказывать негативное воздействие на хозяйственную деятельность, развиты в бортовых частях и днищах долин. Кроме того, вне долин наблюдаются многочисленные газовые воронки – покмарки, которые указывают на потенциально опасные зоны, где имели место выбросы газа.

Комплекс методов для картирования палеоврезов.

В ходе инженерно-геологических исследований, проведенных на нескольких участках в юго-западной части Карского моря, специалисты АО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (АО «МАГЭ»), оперирующие на собственном научно-исследовательском судне «Геолог Дмитрий Наливкин», предложили и успешно применили инновационные методики комплексирования геофизических методов для более точного определения границ залегания погребенных палеоврезов. В рамках этого процесса использовались разнообразные технологии, включая высокоразрешающую сейсморазведку (СВР), высокочастотное (ВЧ) и низкочастотное (НЧ) непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП), электроразведочные работы (ЗСБ), гидролокацию бокового обзора (ГЛБО), гидромагнитную съемку, экспериментальные набортные гравиметрические измерения, а также гидрографические и геотехнические методы. [Казанин и др., 2023; Базилевич и др., 2023б, Кочетов и др., 2023].

В отличие от стандартного комплекса методов при инженерных исследованиях, авторами предложена методика выполнения гидромагнитной съемки, включающая одновременное использование градиентометра и магнитовариационной станции. Данное совмещение позволяет получать высокоточные магниторазведочные данные и повысить достоверность последующей комплексной интерпретации геофизических данных. Также обосновано включение в этот комплекс гравиметрических исследований. Данные методические особенности позволяют выполнять более полное комплексирование данных потенциальных полей и сейсморазведочных исследований с целью локализации и уточнения природы потенциальных геологических опасностей.

Аппаратура и методика съемок.

Сейсморазведка высокого разрешения осуществлялась по сети профилей с фланговой расстановкой (расстояние между рядовыми профилями – 100 м, между секущими – 500 м) с применением сейсмической косы фирмы Sercel, включающей 192 канала с расстоянием между центрами групп гидрофонов в 6,25 м. Глубина буксировки косы составила 4 м, длина приёмной линии – 1200 м

Низкочастотное непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НЧ НСАП) было проведено по аналогичной сети профилей с использованием метода, обладающего значительно более высокой частотой (270-575 Гц) с целью получения дополнительной детализации строения верхнего слоя разреза. Для этого использовались 48-канальные пьезокосы Geo-Sense Ultra Hi-Res 48 Channel Streamer.

Гидромагнитная съемка проводилась одновременно с низкочастотным непрерывным сейсмоакустическим профилированием (НЧ НСАП) с использованием передовой дифференциальной методики. Для этого были задействованы два буксируемых друг за другом цифровых магнитометра SeaSPY2, оборудованных встроенными датчиками глубины. Точ-

ность измерений датчиков SeaSPY2 достигала 0,1 нТл, что обеспечивало высокую точность данных.

Для более точного определения высоты над дном магнитометр был оснащен высокоточным эхолотом с частотой 200 кГц. Буксировка магнитометров осуществлялась на постоянном расстоянии от кормы в 216 метрах, что соответствовало тройной длине судна. Это производилось на высоте 10–20 метров над дном, обеспечивая оптимальные условия для эффективной гидромагнитной съемки.

Измерения ускорения силы тяжести осуществлялись с использованием морского набортного гравиметра "Чекан-АМ". Гравиметр активировался в момент выхода судна из порта города Мурманска и находился в активном режиме в течение всего морского плавания.

Анализ гравимагнитных данных осуществлялся с использованием программного комплекса Geosoft Oasis montaj [Базилевич и др., 2023]. Применение магнитовариационной станции позволило существенно повысить эффективность гидромагнитной съемки, чему свидетельствует средняя квадратичная погрешность (СКП) после уравнивания полиномами, составившая +1,2 ÷ +1,1 нТл. Полученные уравненные значения поля были использованы для расчета цифровых моделей аномального магнитного поля с интерполяцией по ячейкам размером 25 метров.

Среди ключевых результатов стоит отметить, что СКП гравиметрических данных после уравнивания полиномами составила всего +0,1 мГал. Рассчитанные цифровые модели аномалий поля силы тяжести, с интервалом интерполяции 25 м, были редуцированы до условного уровня в свободном воздухе. Для минимизации влияния остаточных помех, не связанных с геологическими факторами, было проведено пересчет полей в верхнее полупространство на высоту 50 метров.

Результаты интерпретации.

Высокоточные гидромагнитные и гравиметрические изыскания открывают возможность выявления тонких аномалий с минимальной амплитудой, источники которых скрыты в верхних слоях земной коры, а также детально прослеживать их границы в плане.

На изученной территории, в юго-западной ее части, выявлены локальные аномалии магнитного поля, представленные узкими линейными зонами с западным – северо-западным направлением. Амплитуды этих аномалий значительно превышают погрешность наблюдений (рисунок 3, а). Средняя амплитуда положительных аномалий составляет 6–10 нТл, достигая максимальных 14 нТл.

В области аномалий силы тяжести также наблюдается характерная изогнутая линейная зона с положительными амплитудами, направленная от запада к северо-западу и переходящая в северное направление, с интенсивностью 1–2 мГал (см. рисунок 3, б). Эта выделенная аномалия в поле силы тяжести не имеет связи с морским дном и его рельефом (рисунок 3, в), что является подтверждением того, что выявленные аномалии отражают геологические неоднородности в осадочном чехле.

Это подтверждается результатами интерпретации сейсморазведочных данных: в волновой картине уверенно отображаются очертания погребенного вреза (рис. 4, а), который прорезает подстилающие отложения палеогена – верхнего мела, характеризуемых отражающими горизонтами: Н1 – Н4. По резуль-

татам сопоставления с разрезами удаленных на 7-18 км скважин, отражающий горизонт Н1 прослеживается в подошве четвертичных – кровле палеогеновых образований, горизонт Н2 относится к границе верхнего мела – нижнего-среднего палеогена, горизонт Н3 к кровле, Н4 – к подошве кампана (березовской свиты, по региональной шкале Западной Сибири). Границы Н3.1 и Н3.2 прослеживаются внутри маастрихтского комплекса отложений (ганькинской свиты).

Верхняя часть вреза отличается относительно прозрачной сейсмической записью, с неясно выраженной слоистостью, а нижняя часть, с уровня подошвы палеогеновых отложений (ОГ Н2) характеризуется хаотическими отражениями повышенной амплитуды. По-видимому, такой характер волновой картины отражает заполнение нижней части вреза аллювиальными русловыми фациями с преобладанием грубообломочной фракции.

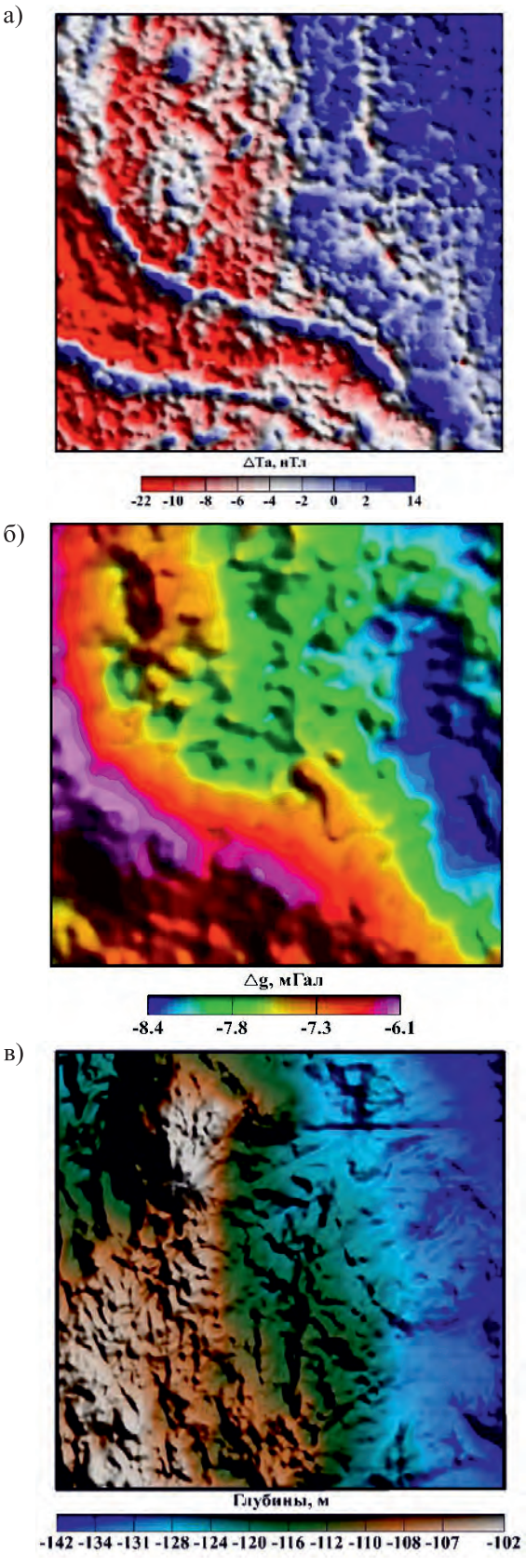
По комплексу данных (значениям аномалий поля силы тяжести в свободном воздухе, глубин дна моря и сейсмоакустическому профилю был построен сейсмоплотностной разрез (рис. 4, б). В результате подбора плотностных параметров 2D-модели было установлено, что породы, заполняющие врез, характеризуются избыточной плотностью 0,1 г/см3 по сравнению с вмещающими слоями палеогеновых – верхнемеловых отложений, ограниченных отражающими горизонтами Н1-Н4, что соответствует аномалии в 1 мГал [Кочетов и др., 2023]. С учетом прямой зависимости скорости распространения сейсмических волн от плотности горных пород, можно обоснованно предположить, что антиклинальный перегиб отражений Н3 и Н4 под врезом обусловлен, с высокой вероятностью, не геологической структурой, а скоростной аномалией.

Приведенный пример демонстрирует возможности комплекса геофизических методов для прослеживания погребенного, не отражающегося в современном рельефе дна, эрозионного вреза с оценкой физических свойств и возможного генезиса заполняющих его отложений. Следует отметить и не совсем типичную повышенную плотность новейших плиоцен-четвертичных отложений внутри вреза по сравнению с вмещающими коренными породами.

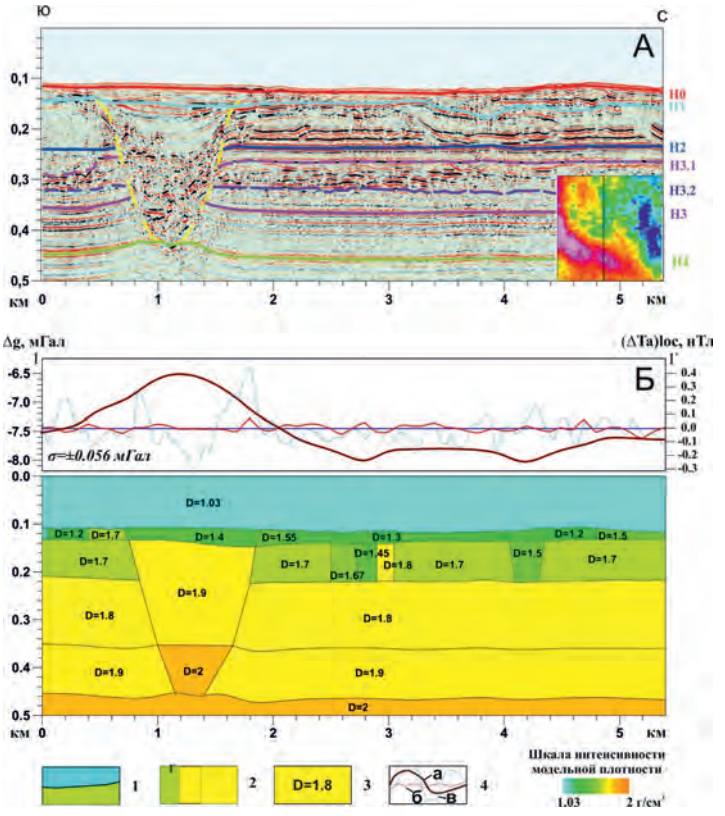
Одной из выявленных в арктических морях особенностей эрозионных врезов является приуроченность к ним линз мерзлых грунтов, реликтовых или же новообразований, формирующихся вследствие вторичного субаквального промерзания на глубинах моря с отрицательной температурой придонных вод [Рокос и др., 2009, Колюбакин и др., 2016].

На Южно-Карском шельфе за пределами прибрежных зон распространение многолетнемерзлых пород имеет островной (очаговый) характер, в этой части шельфа с глубинами моря 50-100 м и более линзы мерзлых грунтов могут создавать эффект «ложного вреза» и другие акустические неоднородности. Интерпретация сейсморазведочных данных сталкивается с вызовами, когда речь идет о точной идентификации формаций и определении их генезиса. В некоторых случаях, сведения полученные от сейсмических исследований, не позволяют с абсолютной уверенностью раскрывать происхождение данных образований и точно определять их генетическую природу.

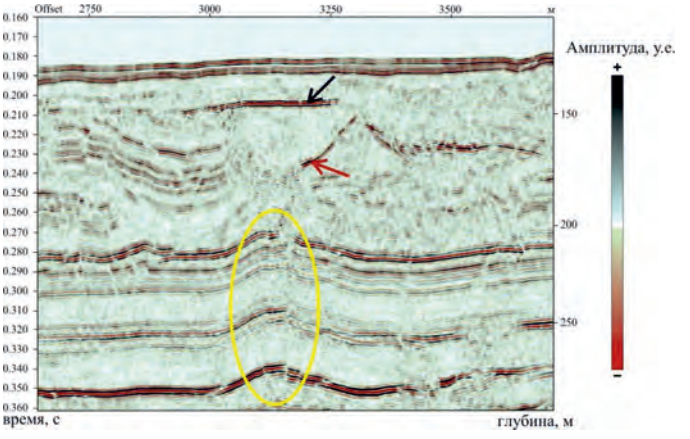
Так, на рис. 5 показан пример сейсмоакустической записи, где на глубине 15-18 м под дном расположена аномальная



▲ *Рис. 3. Цифровые модели: а) локальной составляющей аномального магнитного поля, б) аномального поля силы тяжести в редукции свободный воздух (уровень условный) в) рельефа дна по данным многолучевого эхолотирования.*



▲ *Рис. 4. Сейсморазведочный разрез по данным СВР (сверху), 2D сейсмоплотностной разрез (снизу): 1 — сейсмические отражающие горизонты, 2 — границы блоков двумерного плотностного моделирования, 3 — модельная плотность, 4 — вычисленный и наблюденный график аномалий поля силы тяжести в редукции свободного воздуха: а — Δg, мГал; б — σ, мГал: график невязки вычисленных и наблюденных значений Δg; в — (ΔTa) loc, нТл: график локальной составляющей АМП, по [Кочетов и др., 2023].*



▲ *Рис. 5. Отображение на сейсмоакустическом разрезе НЧ НСАП линзы мерзлых грунтов, создающей эффект «ложного вреза» по [Казанин и др., 2023].*

зона, которую можно отождествить с линзой мерзлых пород, напоминающей по форме врез. В кровле эту линзу ограничивает динамически выраженное, параллельное дну моря, отражение, снизу – мене яркое дугообразное. Изгиб кверху подстилающих границ свидетельствует о наличии скоростной аномалии. В отличие от приведенной выше картины сейсмической записи внутри реального эрозионного вреза речной палеодолины, здесь аномальная зона акустически прозрачная.

Этот анализ наглядно подчеркивает неотъемлемую важность совместного применения разнообразных геофизических методов вместе с сейсморазведкой. Такой комплексный подход позволяет осуществлять не только точное моделирование плотности, но и анализ геомагнитных данных для детального выявления характера разнообразных структур в верхних слоях осадочного чехла Южно-Карского шельфа. Эта неоднородность особенно актуальна в контексте широкого распространения эрозионных форм морского дна и интенсивного развития криогенных процессов в данном регионе. Подобное взаимодействие множества методов обеспечивает более глубокое исследование природы подземных образований, что является ключевым в понимании сложной геологической динамики данного района.

Заключение.

Приведенные в статье результаты комплексной интерпретации данных высокоточных гидромагнитных исследований, гравиметрических наблюдений, сейсморазведки СВР, сейсмоакустического профилирования НЧ НСАП показали высокую эффективность методов локализации и трассировки границ палеоврезов. Подчеркивается, что при благоприятных условиях мы можем достигать надежного выделения аномалий даже в пределах 0,1–0,2 мГал. Уникальность данного исследования заключается в том, что комплексная интерпретация потенциальных полей, совмещенная с данными сейсморазведки, предоставляет нам точное представление не только о распространении эрозионных врезов, но и о других потенциально опасных геологических и техногенных объектах. Это важное открытие, расширяющее наши знания о природе и размещении различных геологических формаций в изучаемом регионе. Особенно важно отразить в этом процессе роль гравиметрии в комплексе методов, с помощью которых можно выявить различные геологические неоднородности в разрезе, опасные для постановки плавучих буровых установок, дать рекомендации по выбору точки для установки платформы и безопасного проведения бурения. Комплексная интерпретация подтверждает высокую чувствительность гравиметрии и магнитометрии, а также успешное взаимодействие этих методов при морских инженерных исследованиях. Современные высокоточные приборы открывают возможность анализа мельчайших структур геофизических полей. Совместно с новейшими техниками обработки и интерпретации данных, это значительно улучшает достоверность итоговых геологических результатов, полученных в ходе исследований.

Список литературы

1. Алексеева А.К., Арутюнян С.С., Васильева О.А., Зуйкова О.Н., Хохлова Ю.Н., Прокопцева С.В. Актуализация количественной оценки ресурсов нефти, газа и конденсата континентального шельфа Российской Федерации по состоянию на 01.01.2017 г. — результаты и

перспективы // Геология нефти и газа. – 2023. – № 4. – С. 69–83.

2. Базилевич С.О., Казанина М.А., Жилин Ф.Е., Шепелев А.А., Кочетов М.В. Разработка и внедрение методики высокоточных гидромагнитных и набортных гравиметрических исследований при инженерных изысканиях на шельфе // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2023а – №4 (79). С. 32–38.

3. Базилевич С.О., Казанина М.А., Жилин Ф.Е., Шепелев А.А., Кочетов М.В. Высокоточные гидромагнитные и набортные гравиметрические исследования при инженерных изысканиях на шельфе // Гелиогеофизические исследования. – 2023б, выпуск 41, с. 27–33.

4. Ворошилов Е.В., Мороз Е.А., Соколов С.Ю., Ананьев Р.А. Опасные геологические процессы в позднеплейстоценовых долинах Карского моря // Тез. конф. «Морские технологии 2021» — Геленджик, Россия, 26-30 апреля 2021 г.

5. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 1000 000 (новая серия). Лист S-41–43 (о. Белый). Объяснительная записка / отв. ред. С.И. Шкарубо; глав. ред. Б.Г. Лопатин. – СПб.: Изд-во СПб картфабрики ВСЕГЕИ, 2004. 206 с. +3 вкл. (МПР России, Роснедра, МАГЭ, ВНИИОкеангеология, ПМГРЭ).

6. Замотина З.С., Терёхина Я.Е., Рыбалко А.Е., Репкина Т.Ю., Колюбакин А.А. Особенности распространения эрозионно-аккумулятивных форм рельефа в северной части Восточно-Приновоземельского района Карского моря // Рельеф и четвертичные образования Арктики, Субарктики и Северо-Запада России. Выпуск 9. 2022. С. 91–95.

7. 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 (78). С. 131–139.

8. Колюбакин А.А., Миронюк С.Г., Росляков А.Г., Рыбалко А.Е., Терехина Я.Е., Токарев М.Ю. Применение комплекса геофизических методов для выявления опасных геологических процессов и явлений на шельфе моря Лаптевых. Инженерные изыскания. 2016, № 10-11, с. 38-51.

9. Кочетов М.В., Шепелев А.А., Челышев С.В. Возможности набортных гравиметрических и гидромагнитных исследований при решении инженерно-геологических задач на шельфе // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2023. № 3. С. 88–97.

10. Мирошников А.Ю., Бадюков Д.Д., Флинт М.В., Репкина Т.Ю., Асадулин Э.Э., Шарапов А.М., Комаров В.Б., Усачева А.А. Рельеф дна Карского моря и сорбционные свойства осадков как факторы аккумуляции загрязнений // Океанология, 2021, том 61, № 5. С. 809–821.

11. Назаров В.И., Григорьев Г.А., Краснов О.С., Медведева Л.В. Экономическая оценка углеводородной сырьевой базы Арктического шельфа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2021. - Т.16. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/2021/9_2021.html

12. Рокос С.И., Длугач А.Г., Локтев А.С., Костин Д.А., Куликов С.Н. Многолетнемерзлые породы шельфа Печорского и Карского морей: генезис, состав, условия распространения и залегания // Инженерные изыскания. 2009. № 10. С. 38-41.

13. Стратегическое управление нефтегазовым комплексом в Арктике // А.М. Фадеев, А.Е. Череповицын, Ф.Д. Ларичкин. – Апатиты: КНЦ РАН, 2019. – 289 с.

ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ

ООО "ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ"
350022, Краснодарский край, г. Краснодар,
ул. Домбайская, д. 10/2, офис. 281,
тел.: +7-918-155-06-66,
e-mail: info@polevoykontrol.ru,
сайт: polevoykontrol.ru

ПОЛЕВОЙ КОНТРОЛЬ – это современная организация, обладающая богатым опытом высокопрофессионального супервайзинга морских и наземных проектов. Наши специалисты осуществляют контроль ПБ, ТБ и ООС, включая вопросы пожарной, морской безопасности, экологический контроль, супервайзинг геодезии и навигации, сейсморазведки, бурения и ряда других направлений. А теплые слова благодарности со стороны Заказчика – лучший итог работы.



ОКАЗЫВАЕМЫЕ УСЛУГИ:

- МЕТОДИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ МОРСКИХ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ;
- КОНТРОЛЬ НАВИГАЦИИ, АУДИТ СУДОВ;
- МЕТОДИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ НАЗЕМНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ;
- СУПЕРВАЙЗИНГ ПРИ БУРЕНИИ;
- СУПЕРВАЙЗИНГ ГЕОДЕЗИЧЕСКИХ РАБОТ;
- МЕТОДИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ МЕТОДОВ ГРР (ГРАВИРАЗВЕДКА, МАГНИТОРАЗВЕДКА)
- КОНТРОЛЬ ПБОТОС, ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ;
- УПРАВЛЕНИЕ ПРОЕКТАМИ.

Родные и близкие, друзья и коллеги с глубокой скорбью сообщают, что 18 января ушел из жизни один из ветеранов отечественной геофизики, ведущий разработчик источников сейсмических сигналов – Насыбулин Евгений Хакимович. Он принадлежал к числу тех немногих, кто полностью посвятил себя избранному делу, сохранив преданность ему и пронеся его на своих плечах через смутные годы... Разработанные им источники продолжают выпускаться и успешно работать в различных регионах нашей страны и за её рубежом.

Свою трудовую деятельность он начал в гомельском НПО «Сейсмотехника», куда поступил в 1979 году сразу после окончания МВТУ им. Баумана. В 1995 году он переехал в Москву в составе первого десанта, поднимавшего "Геосвип". После реорганизации "Геосвипа" в 2016 году и до последнего дня работал в должности главного инженера компании "Примод".

За это время под его руководством и при его непосредственном участии были разработаны более десятка моделей импульсных (ИДД) и вибрационных (СВ, СВС) источников. Организовано их производство в России и Беларуси…

Светлая память о Евгение Хакимовиче навсегда сохранится в памяти всех тех, кто жил и работал рядом с ним.



СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ
SKBSP.RU

РОССИЙСКОЕ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ

SCOUT-HT

кабельно-бескабельный
сейсморазведочный комплекс

Комплекс разработан для выполнения следующих проектов:

- 3D проекты любой сложности
- 4D проекты. Микросейсмический мониторинг месторождений и скважин с использованием геофонов, гидрофонов и сеймографов.
- Любые 2D проекты в любых условиях.
- Проекты по изучению ВЧР.
- Инженерные изыскания с минимальным интервалом квантования 0.25 ms.



VIII
МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ТЕНДЕНЦИИ СОВРЕМЕННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ»
ГЕОФЕСТ

Уважаемые Коллеги!

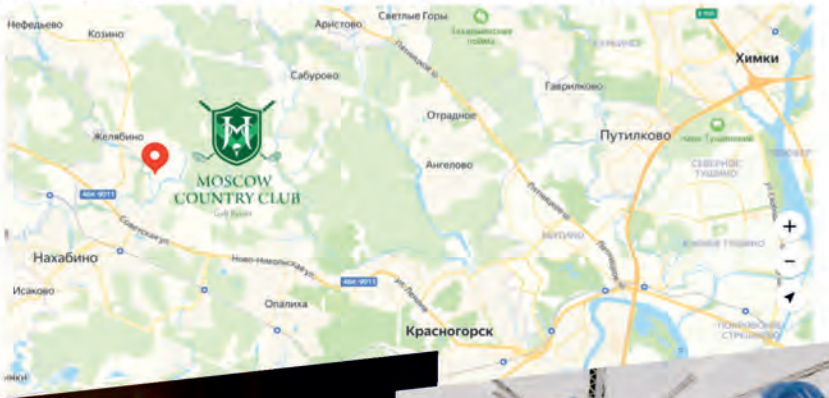
Приглашаем Вас принять участие в 8-й международной научно-практической конференции ГЕОФЕСТ-2024, которая пройдет с 9 по 12 июля 2024 года.

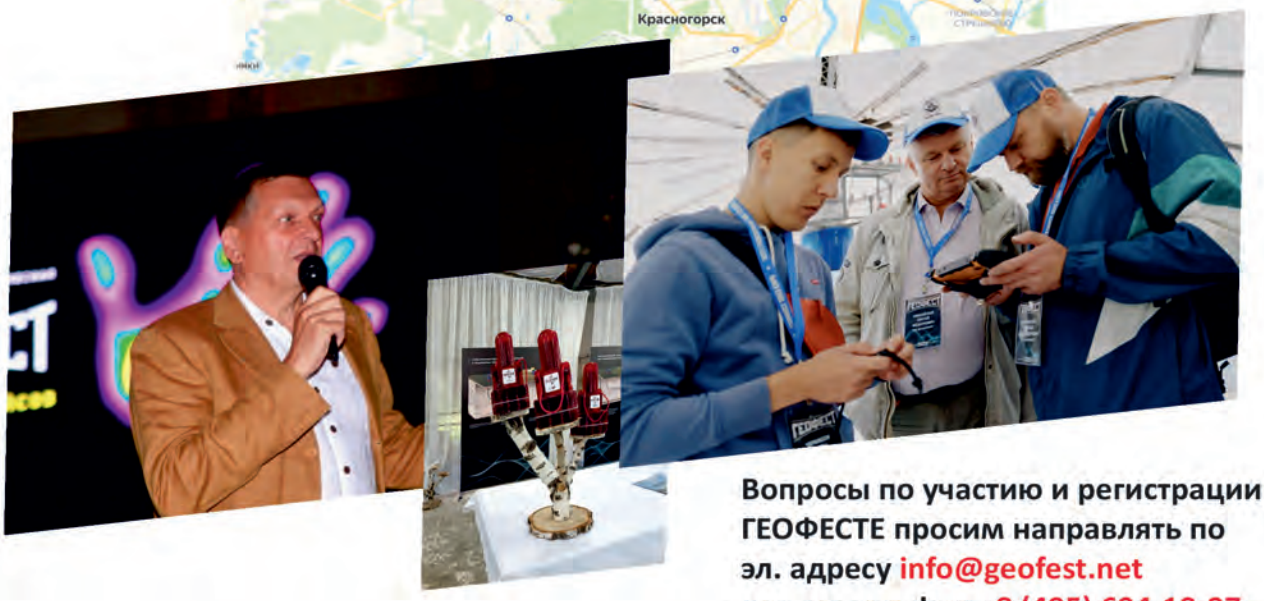
«Тенденции современной сейсморазведки»

В рамках мероприятия планируются:

- презентации новых технологий и оборудования;
- обмен практическим опытом выполнения геофизических проектов;
- обсуждение трендов и перспектив развития отрасли.

Конференция пройдет в современном комплексе «Moscow Country Club»





Вопросы по участию и регистрации в ГЕОФЕСТЕ просим направлять по эл. адресу info@geofest.net или по телефону 8 (495) 694-19-07

ГЕОФЕСТ – всегда яркий праздник интересных встреч и рождения новых идей!



Геомодель

2024 Санкт-Петербург

11-я международная конференция
Геонауки: современные вызовы и пути решений

ТЕМЫ СЕССИЙ:

1. Региональные исследования

2. Геологическое изучение и поэтапное освоение Арктической зоны и шельфов

3. Геология и геофизика

4. Разведка и разработка месторождений

5. Машинное обучение и искусственный интеллект при разведке и разработке месторождений

КРУГЛЫЕ СТОЛЫ:

Генеративный ИИ в геологоразведке: открываются ли новые перспективы?

Геотермальная энергетика в России: перспективы развития

Аудит запасов

8-11 АПРЕЛЯ 2024
Г. САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, РОССИЯ
www.geomodel.ru

Геомодель



ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОФИЗИКА 2024

13-16 МАЯ 2024 г. | КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА | КАЗАНЬ, РОССИЯ

ВКЛЮЧАЯ

ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОЛОГИЯ 2024

РЕГИСТРАЦИЯ УЖЕ ОТКРЫТА !

www.geomodel.ru

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



– Что это за красные огни на болотах, Берримор?

– ГЕОТОМы, сэр

ГЕОТОМ

Сейсморегистрирующая бескабельная система: удаленное управление, контроль приемной расстановки и уровня микросейсм.

GEOSEIS

Геофизические услуги и аренда оборудования

Холдинг «Геосейс»
Тел: +7 (495) 694-1940
E/mail: info@geoton.ru
www.geoseisholding.ru

сейстех

Разработчик системы ГЕОТОМ

ООО «Сейстех»
Тел: +7 (495) 737-9285
www.сейстех.рф

