ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ИЮЛЬ-СЕНТЯБРЬ

3/2024

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ



ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

ПАК «Геотом» используется на летних проектах в Пермском крае

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:

«Компьютерные технологии и искусственный интеллект»

СОДЕРЖАНИЕ:

Наши партнеры 5

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

Главный редактор Слонов Д.Н. 6

ТЕМА НОМЕРА

Mpick и ИИ: Новые возможности в автоматической пикировке первых вступлений
Силкин А.М., Багрова И.А., Ревяко А.В. 7

Стратегия развития PANGEA ULTIMA: Интеграция как ключ к успеху 12

Нелинейные искажения как дополнительный источник сейсмической информации в вибрационной сейсморазведке
Ягудин И.Р., Гафаров Р.М., Жужель А.С. 16

Российское программное обеспечение для обработки сейсморазведочных данных «АЛЬТАИР-М»
Казанин А.Г., Литвачук А.В., Сидоров Д.Н., Сутягин Н.В. 23

Учет искажающего влияния приповерхностных условий в Волго-Уральском регионе на примере данных с низкочастотным СВИП-сигналом, используя технологию SWI
Чистяков И.А., Ляпин И.А., Кучканов Е.А. 29

Сравнение волновых полей ВСП, полученных с использованием различных СВИП сигналов
Королев Д.А., Шевченко А.А. 37

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Импульсное возбуждение в движении: реальные достижения или «бег на месте»?
Камалтдинов Р.Р., Зозуля В.А., Гладилов Д.В., Ошкин А.Н., Турчков А.М. 46

О возможности одновременного проведения сейсморазведочных работ на шельфе с различными типами источников
Казанин А.Г., Литвачук А.В., Базилевич С.О., Сафонов Д.В. 55

Опыт применения малоглубинной сейсморазведки для геофизического мониторинга разработки залежей сверхвязкой нефти
Ситдиков Р.Н., Крылов П.С., Гараев Ф.Н., Харисов А.Г. 61

Опыт выполнения многоволновой инженерной сейсморазведки с сверхмалым шагом приема
Романов В.В., Кауркин М.Д., Крячков И.В., Бабуркин И.А. 70

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

ПАО «Пермнефтегеофизика» интегрирует новую бескабельную сейсморегистрирующую систему в производство
Лаптев А.П., Спешилов В.И., Захаров Ю.М., Кошкин К.А., Хакимова Ж.А. 75

Литий-ионные аккумуляторы от Нового ВостокаГео: еще один шаг к повышению эффективности сейсморазведки
Махортов П.Р. 83

Allseis – Удобство и эффективность: ключевые принципы комплексных технологий
Красноборов Д.В. 91

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИДЕИ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Комплексная интерпретация геофизических данных в сложных геолого-геофизических условиях зоны сочленения Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы
Сокулина К.Б., Хуснулина Г.Ф., Золотая Л.А., Сивожелезов Е.В. 101

Атлантический океан не исчезнет. Он расширяется вместе с Землей!
Череповский А.В. 108

ЛЮДИ, ДАТЫ, СОБЫТИЯ

Система «Пангея»: новые горизонты для российского ПО 120

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:
Пачикина М.И.

Учредитель:
СРО МОО ЕАГО

Издатель:
ООО «ПСРГео»

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

Обложка и оформление:
Мокроусов Д.В.

Вёрстка:
Мокроусов Д.В.

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

Подписано в печать:
13.09.2024

Дата выпуска:
18.09.2024

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.

Уважаемые коллеги!

Представляем вашему вниманию номер, посвященный компьютерным технологиям и Искусственному Интеллекту, который играет все большую роль в современном мире. Несмотря на актуальность темы, не все наши авторы успели подать свои статьи, оставив их, видимо, на следующие выпуски. Тем не менее, в этом номере собраны весьма интересные материалы.

Открывает тему номера статья компании МиМГО «MPick и ИИ: Новые возможности в автоматической пикировке первых вступлений», в которой рассматривается инновационный инструмент, разработанный в компании, использующий современные методы машинного обучения для автоматизации обработки сейсмических данных. Авторы подробно описывают алгоритмы работы программы и ее эффективность, а также делятся примерами успешного применения в реальных проектах. «MPick» значительно упрощает и ускоряет процесс пикировки первых вступлений, открывая новые возможности ускорения обработки данных. Причем, что особенно ценно – данный продукт уже превращен в самостоятельный коммерческий продукт.

Еще одна статья от компании МиМГО посвящена методу учета скоростных аномалий в ЗМС, в котором ключевым элементом является процедура инверсии поверхностных волн (Surface Wave Inversion - SWI). Этот материал, безусловно, будет интересен специалистам в области обработки данных.

Радует стабильный интерес нашей аудитории к теме импульсного возбуждения в движении. ТСГК делится своим опытом работ в статье с интригующим названием: «Импульсное возбуждение в движении: реальные достижения или «бег на месте»?». И как будет развиваться интрига и сама технология, будем рассказывать в новых материалах.

Наши постоянные партнеры и авторы компании «Новый ВостокГео», X-Port и «Геоспейс» как бы соревнуясь в желании донести до читателей журнала информацию, продолжают рассказывать о своей продукции. И от этого «соревнования» все только выигрывают.

В числе новых авторов, вошедших в орбиту ПриС этим номером, коллектив из Казанского (Приволжского) федерального университета. Статья «Опыт применения малоглубинной сейсморазведки для геофизического мониторинга разработки залежей сверхвязкой нефти» расширяет диапазон технологий и геологических задач ок отрых мы рассказываем со страниц нашего журнала.

А в разделе геология мы обращаем внимание на статью Анатолия Череповского, *Атлантический океан не исчезнет. Он расширяется вместе с Землей!* И журнал приглашает к дискуссии на эту тему всех желающих.

Журнал «Приборы и системы разведочной геофизики» рад продолжать сотрудничество с различными конференциями, проходящими в России. Мы приняли участие в «Технологическом форуме» компании «Газпром Нефть», а на «Геофесте» не только представили доклад, но и активно обсуждали технологии, применяемые на «старых» и малых объектах. В следующем, декабрьском номере мы планируем представить обзор дискуссии, выделяя самые интересные и актуальные мысли. Также мы готовим выступление в Саратове на открывающихся «Встречах на Волге». На этих и других конференциях звучит много сообщений, которые заслуживают более широкую аудиторию, чем только слушатели непосредственно на месте. Для таких сообщений мы открываем четвертый номер за 2024 г, дав ему тематику «По материалам конференций – год 2024».

Но это будет следующий номер. А пока – приятного вам прочтения номера «Компьютерные технологии и ИИ», который выходит в свет в день открытия возрожденной конференции «Встречи на Волге».

Главный редактор журнала
«Приборы и Системы
разведочной геофизики»,



Слонов Дмитрий Николевич



Mpick и ИИ: Новые возможности в автоматической пикировке первых вступлений

Силкин А.М., Багрова И.А., Ревяко А.В., ЗАО «МиМГО», г. Москва

Вступление

В настоящее время нейросети все активнее входят во все аспекты жизни. С каждым годом машины способны решать все больше задач, за которые раньше отвечали люди. Кроме того, делают это качественнее и во многих случаях дешевле. Мы пользуемся результатами их деятельности как в повседневной жизни, так и на работе. В геологии нейросети также находят себе все большее применение. В Российских и зарубежных компаниях ведутся исследования в этой области.

В данной статье рассказывается о разработанном в ЗАО «МиМГО» инструменте «MPick», который в рамках обработки сейсмических данных помогает специалистам выполнять пикировку первых вступлений. Описан сам алгоритм работы программы, основанный на машинном обучении, показана эффективность работы программного обеспечения, а также приведены примеры результатов на проектах.

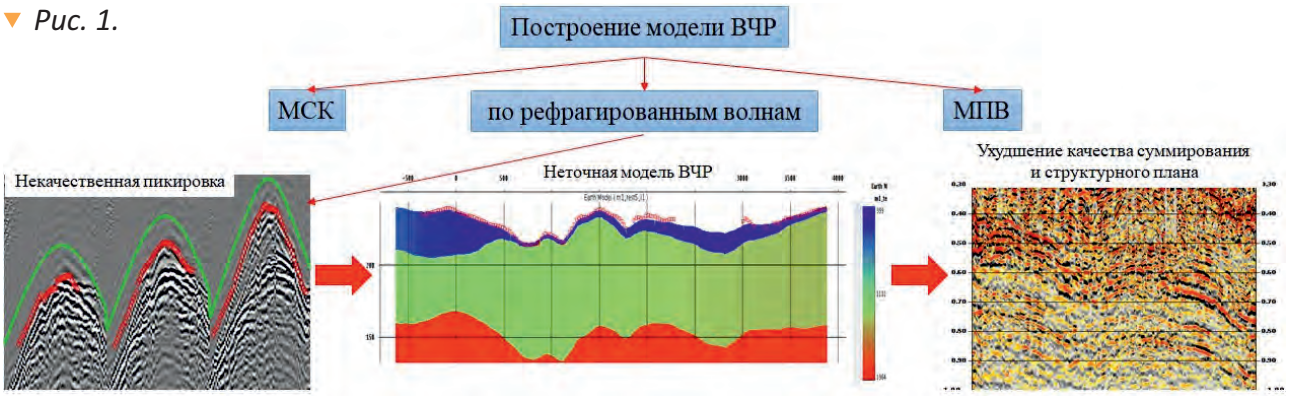
Основная часть

Основным методом построения модели верхней части разреза (ВЧР) для расчета статических поправок, помимо данных МСК или МПВ, является метод построения по рефрагированной волне. Для его реализации необходимо выполнить пикировку первых вступлений волны на всех полевых сейсмограммах с высокой точностью. От качества выполненной пикировки напрямую зависит качество получаемой модели ВЧР (Рис.1).

Каждый обрабатывающий комплекс включает в себя внутренний алгоритм автоматической пикировки, но быстро получить хороший результат бывает тяжело, и практически в любом случае требуется дополнительная правка пикировок в ручном режиме, что существенно замедляет работу. Для ускорения производственного процесса данные зачастую делятся на сегменты, привлекаются дополнительные специалисты, но такой подход может повлечь за собой сразу несколько проблем: внесение субъективизма, связанного с разными подходами к пикировке у разных специалистов, а как следствие – появление краевых эффектов на границах блоков, проявляющихся на картах скоростей в виде линейных или сегментальных полос.

Комплексным решением данной проблемы, связанной как с экономией затрачиваемого на работу времени, так и с качеством получаемой скоростной модели является автоматическое выпол-

Рис. 1.



нение пикировок одновременно по всей сейсмической съемке с применением элементов машинного обучения, что и реализовано в «MPick».

Описание алгоритма

В процессе разработки «MPick» алгоритм, который основывался исключительно на использовании нейронных сетей, давал хороший результат только для сейсмограмм, похожих на те, которые были использованы при обучении. На сейсмограммах с отличающимися характеристиками, к сожалению, возникали ошибки пикировок даже для относительно простых случаев, поэтому в конечном итоге в инструменте был реализован комбинированный подход.

Последовательность работы в программе включает в себя следующие основные шаги:

• Сначала считывается SEGY-файл и задается коридор возможного положения первых вступлений на основе заданных значений зависимости скоростей от удаления или имеющихся пикировок.

• Затем происходит непосредственно пикировка первых вступлений и их предобработка, включающая в себя удаление и корректировку грубых отскоков, и простое сглаживание кривой пикировок.

• На последнем шаге происходит интеллектуальная корректировка пикировок на основе сравнения скоростей по ПВ и ПП с учетом азимутов направления. Здесь предусмотрены 2 различных алгоритма (линейный и полиномиальный).

• В конце пикировки выписываются в заданный файл, есть возможность его разбиения на отдельные блоки.

При составлении задания на пикировку есть возможность комбинировать



▲ *Рис. 2.*

используемые модули в любом порядке и количестве, а также предусмотрена возможность выводить файлы пикировок на любом шаге или выполнять процесс итеративно.

Для первичного определения первого вступления наиболее устойчивыми показали себя подходы, основанные на вычислении вероятности положения точки отдельно по каждой трассе, и последующей ее интеллектуальной корректировки на основе площадного анализа положения таких точек на соседних трассах. Вероятность положения точки первого вступления по трассе определяется на основе анализа сейсмических амплитуд в скользящем окне заданного размера (Рис.2). Само скользящее окно при этом разбивается на интервалы, которые описывают отдельные части сейсмической волны:

• первая часть окна описывает часть волны, где еще нет возмущений первого вступления, что может характеризоваться относительно маленькими изменениями амплитуд.

• средняя часть окна должна характеризовать минимум или «первый срыв» волны.

• передняя часть окна характеризует максимум волны.

Наиболее простой способ оценки вероятности выполняется по формуле (1), в которой участвуют среднее значе-

ние амплитуд в первой части скользящего окна, а также амплитуды в зонах максимума и минимума волны. Кроме этого, можно добавить логические ограничения для выделения мест, где нужно считать эту формулу, для ускорения работы программы. На этом шаге мы имеем еще довольно грубое приближение пикировки и широкий кроссплот зависимости время-удаление (Рис. 3, а). Для поиска грубых отскоков точек первого вступления применяется следующее уравнение:

$$\left|V_2 - \frac{V_1+V_3}{2}\right| > porog, \qquad (1)$$

где V_2 - значение кажущейся скорости в тестируемой точке,

V_1 и V_3 - значения кажущейся скорости в соседних точках (кол-во соседних точек задается пользователем),

$porog$ - порог изменения скоростей (задается пользователем).

Этот шаг основан на предположении, что кажущаяся скорость должна изменяться от точки к точке плавно без резких скачков. После этого шага пикировка и кроссплот несколько улучшились (Рис. 3, б).

Простое осреднение кривой пикировок (Рис. 3, в) выполняется с вычислением среднего значения кажущихся скоростей сейсмических волн для полученных точек первых вступлений на соседних трассах по следующей формуле (2):

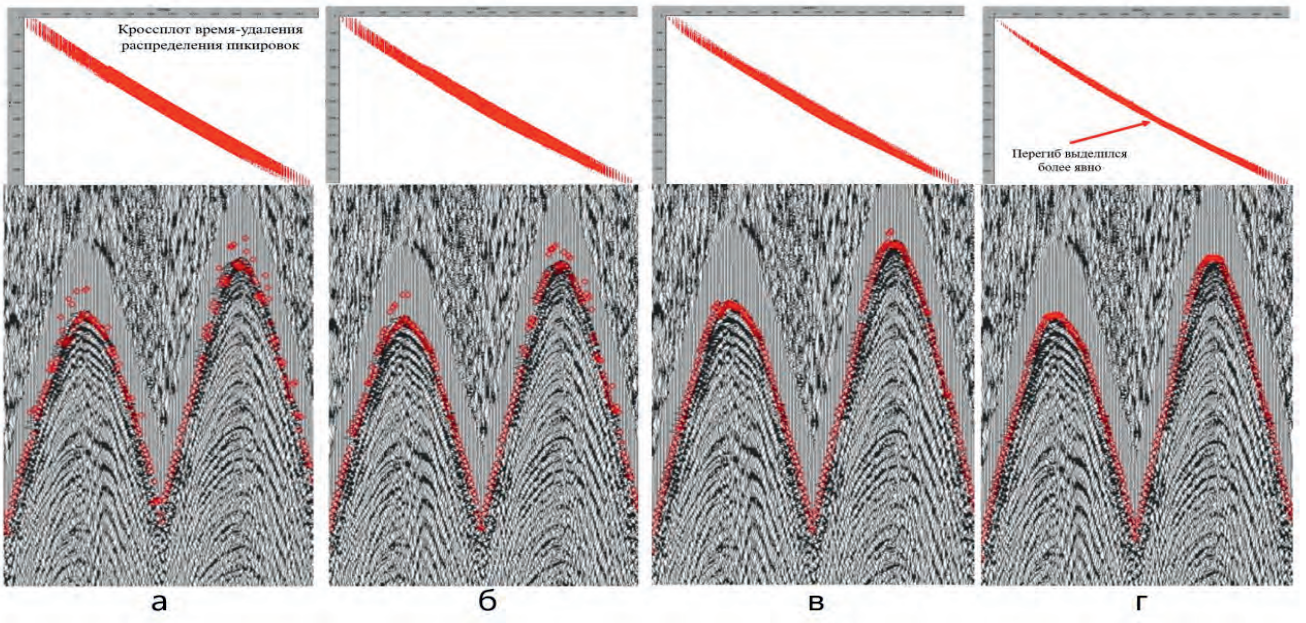
$$time = offset / \frac{\sum velosity_i}{N}, \qquad (2)$$

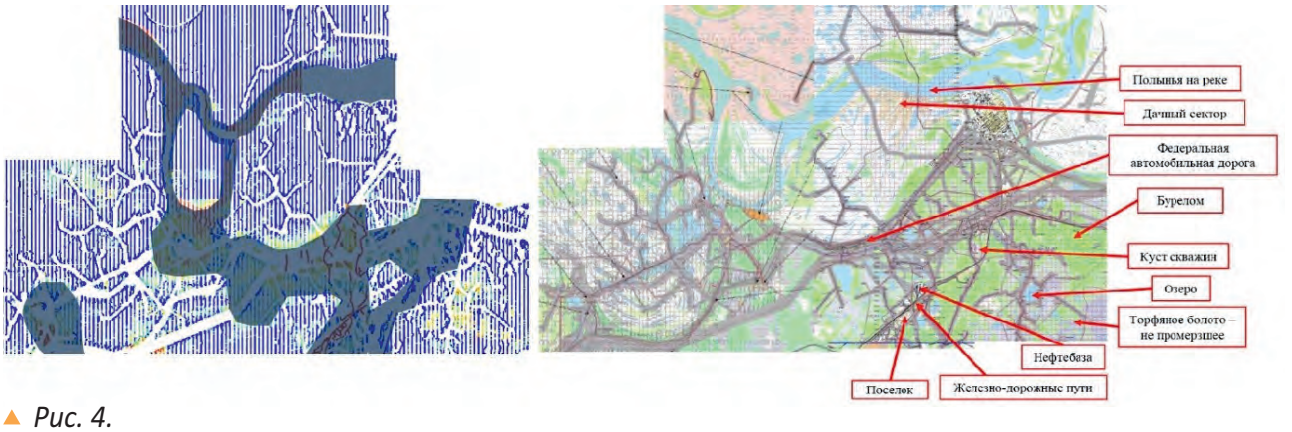
где $\frac{\sum velosity_i}{N}$ - среднее значение кажущейся скорости для соседних трасс, окружающих трассу с текущей точкой (база сглаживания задается пользователем),

$offset$ - значения удаления для текущей точки.

Интеллектуальная корректировка пикировок на основе сравнения скоростей по пунктам взрыва и пунктам приема выполняется по более сложной формуле, учитывая пространственное положение текущей точки приема и точки взрыва и азимуты направления от ПВ до ПП. Применяемый в «MPick» алгоритм использует элементы машинного обучения аналогичные технологии регрессии на основе нейронных ограничений выборки для корректировок. В его работе используются нейронные сети Кохонена. Такой

Рис. 3.





▲ *Рис. 4.*

подход позволяет ограничить массив пар ПП-ПВ для коррекции времени первых вступлений и выбрать физически и геологически близкие пары с близкими кажущимися скоростями.

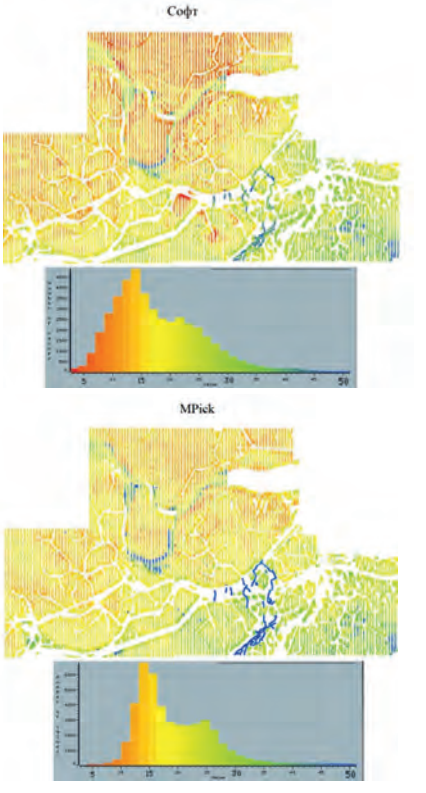
Когда такой набор определен, то можно вычислить скорректированное значение времени первого вступления по формуле подобной предыдущему шагу. После этого шага алгоритма мы получаем финальные пикировки первых вступлений. Следует обратить внимание, что все пикировки заняли правильное положение, даже те, которые на всех предыдущих шагах стояли не на своем месте. Кроме того, кроссплот распределения стал выглядит гораздо собраннее, и на нем четко выделяется перегиб между слоями (Рис. 3, г).

Использование в работе

Компания “МиМГО” активно применят «MPick» в производственном процессе уже несколько лет. Несмотря на то, что настройка параметров может занимать несколько часов, это помогает выиграть время без потери качества пикировки.

В качестве примера проиллюстрирован участок исследований площадью 700кв.км с кратностью наблюдений 64. Территория осложнена совокупным влиянием ряда негативных факторов, объединенных в эксклюзивные зоны (Рис. 4).

На пикировку всего объема сейсмических данных специалистам потребовался 1 день, тогда как раньше, с использованием встроенного инструмента обрабатывающего комплекса, время работы составляло 5-7 дней. Использование «MPick» на начальном этапе позволило не только сократить время, затрачиваемое на этапе построения модели ВЧР, но и получить более корректное статическое решение по сравнению с полученным по ручной пикировке. На Рис.5 показаны карты статических поправок, полученные с применением разных инструментов.



◀ *Рис. 5.*

Площадь	S, км	Кратность	Стороннее ПО, дни	MPick, дни
1	200	64	5-7	1
2	685	121	80	7
3	255	144	40-45	7
4	800	10-70		3-4

▲ *Табл. 1.*

Для понимания общей эффективности от применения разработанного инструмента в таблице 1 представлены сравнительные результаты затраченного на пикировку времени. Специалисты сократили свои временные затраты в более чем в 5 раз, что напрямую сказывается на сроках проектных работ.

Выводы

• Текущая версия «MPick» была разработана для работы с полевыми сейсморазведочными данными минимально-фазового вида

• Программа позволяет производить расчеты на больших массивах данных, одновременно по всей сейсмической съемке. Это дает возможность получить однородные карты скоростей и избежать краевых эффектов при расчете статических поправок, что исключает влияние субъективности в обработке.

• Ускорить процесс пикирования первых вступлений, что значительно сокращает время выполнения данного этапа работ по сравнению с «ручной» или полуавтоматической пикировкой, а это позволяет сократить сроки выполнения проекта или уделить больше времени другим процедурам графа обработки.

• Минимизировать ошибки, основанные на человеческом факторе при работе в ручном режиме. (При привлечении большого количества сотрудников для ускорения процесса)

Таким образом, «MPick» позволяет существенно экономить время при расчете статических поправок, без потери качества получаемого результата.

Концепция развития:

• Программа имеет открытую архитектуру, что позволяет при необходимости легко добавлять к ней новые модули и алгоритмы.

• Добавить возможность учета дополнительной априорной информации (карты известных скоростей в ВЧР, полученные другими методами и пр.) для возможности более точного расположения первоначальных пикировок.

Литература

1.Козырев В.С., Жуков А.П., Коротков И.П., Жуков А.А., Шнеерсон М.Б. Учет неоднородностей верхней части разреза в сейсморазведке. 2003г.

2.Wong L.J., Vassiliou A. Stromberg R., 2021, AI-complemented first-break picking for field low-S/N seismic data. The Leading Edge, June 2021.

3.Priezzhev I.I. , P.C.H. Veeken, S.V. Egorov, A.N. Nikiforov, 2019, Seismic waveform classification based on Kohonen 3D neural networks with RGB visualization, First Break, Volume 37, Issue 2, Feb 2019, p. 37 – 43.

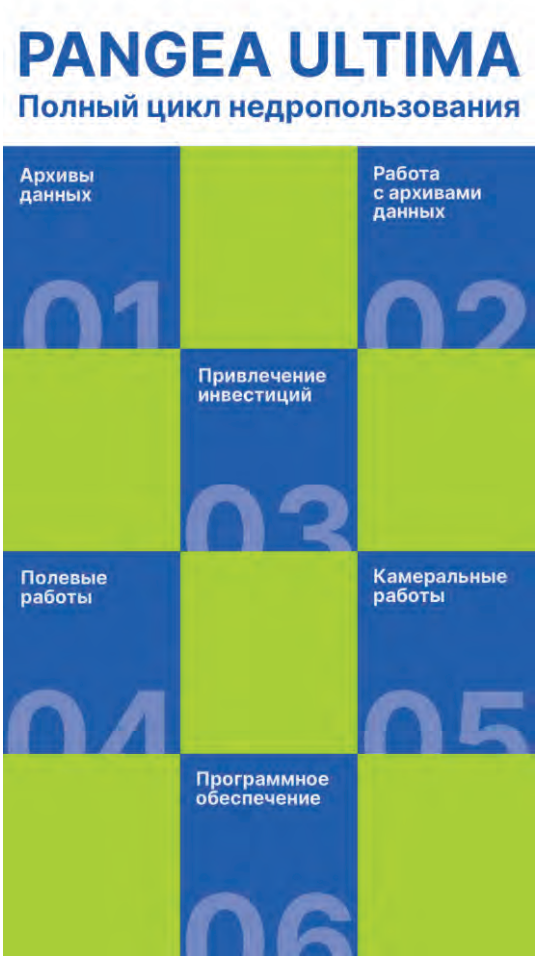
Стратегия развития PANGEA ULTIMA: Интеграция как ключ к успеху

Объединение ПАНГЕИ и Астраханской Геофизической Экспедиции (АГЭ) представляет собой важный шаг в развитии геологоразведки, который создает нового, мощного игрока на рынке. Это стратегическое слияние объединяет богатый опыт и современные инновации, что открывает новые горизонты и возможности для внедрения передовых решений в геофизике и геологии.

АО «АГЭ», основанное в 1959 году, играло ключевую роль в реализации геологоразведочных работ в Советском Союзе, особенно, в Южном регионе. Специализируясь на сейсморазведке, компания накапливала и развивала значительный опыт, который стал основой для внедрения прогрессивных технологий в этой области. За долгие годы работы АГЭ зарекомендовала себя как надежный партнер и профессионал, способный справляться с различными задачами, связанными с геологоразведкой.

Со своей стороны, АО «ПАНГЕЯ», начавшее свою деятельность позже, сделало акцент на разработке программного обеспечения и современных технологий для геологии и геофизики. Благодаря этим усилиям, компания смогла укрепить свои позиции как на внутреннем, так и на международном рынках. Особенно актуально это в условиях, когда вопрос импортозамещения становится всё более важным; «ПАНГЕЯ» активно занимается разработкой эффективных решений, что позволяет снизить зависимость от иностранных технологий и систем.

Таким образом, объединение двух компаний не только усиливает их позиции, но и создает новые возможности для внедрения высокотехнологичных решений, способствуя развитию сферы геологоразведки как на российском, так и на международном рынках. Совместные усилия ПАНГЕИ и АГЭ откроют новые перспективы для внедрения инноваций и создания более эффективных методов в геофизических исследованиях.



Синергия опыта и инноваций: стратегическая значимость объединения

Объединение АО «ПАНГЕЯ» и АО «АГЭ» формирует стратегический альянс, который сочетает многолетний опыт с современными технологиями, значительно повышая эффективность и точность геологоразведочных работ. Это важный шаг для обеих компаний и всей отрасли.

АО «АГЭ» приносит в альянс богатый опыт в сейсморазведке, что является ключевым для успешного проведения

сложных геофизических исследований. Долгосрочное присутствие на рынке позволило компании накопить уникальную экспертизу, необходимую для решения различных задач в геологии и получения надежных данных для анализа.

АО «ПАНГЕЯ», в свою очередь, добавляет инновационные технологии и программные решения, которые автоматизируют обработку данных, сокращая время и ресурсы, затрачиваемые на анализ. Это обеспечивает точные и быстрые результаты, делая геологоразведку более доступной и эффективной. Применение современных методов значительно повышает качество анализа и снижает риск ошибок.

Таким образом, объединение этих компаний позволяет разрабатывать комплексные решения, соответствующие высоким стандартам устойчивого развития отрасли. Синергия опыта и технологий открывает новые горизонты для геологоразведки и подчеркивает стремление обеих организаций к внедрению лучших практик. Это сотрудничество станет основой для создания эффективных методов работы, соответствующих современным требованиям и вызовам отрасли.

Интеграция – главный принцип концепции PANGEA ULTIMA.

Центральным элементом объединения является концепция PANGEA ULTIMA, направленная на решение ключевых задач в геологоразведке и разработке месторождений. Концепция учитывает современные тенденции и потребности рынка, делая акцент на инновациях и новых технологических подходах для повышения эффективности и точности работ.

Основной аспект PANGEA ULTIMA — интеграция полевых данных и опыта АГЭ с разработками ПАНГЕИ в области программного обеспечения и технологий. Это улучшает качество данных и обеспечивает их более точную интерпретацию, что критически важно в условиях растущей конкуренции и необходимости быстрого принятия решений.

PANGEA ULTIMA включает внедрение новых методов обработки и интерпретации данных, основанных на передовых научных достижениях и технологиях. Использование программных решений ПАНГЕИ автоматизирует процессы, ускоряя их выполнение и снижая вероятность ошибок. Это особенно важно при работе с большими объёмами данных, требующими оперативного анализа для стратегических решений.

Концепция также предполагает совершенствование существующих технологий. Ключевое направление — развитие серверных решений, таких как PANGEA Cloud, которая обеспечит удобный интерфейс, высокий уровень безопасности и автоматизацию процессов, улучшая взаимодействие с клиентами и партнёрами.

Новые горизонты и возможности: развитие и внедрение передовых проектов

Компания продолжит развивать сотрудничество с ключевыми партнёрами, такими как Ассоциация юниорных геологоразведочных компаний (АЮГК). Это партнёрство открывает дополнительные возможности для развития юниорного бизнеса, привлечения частных инвестиций и внедрения передовых методов в геологоразведке. АЮГК поддерживает молодые компании, предоставляя им доступ к необходимым ресурсам и экспертной поддержке, что позволяет объединённой компании предлагать новые решения, соответствующие мировым стандартам.

Кроме того, компания активно ищет

новые партнёрства в сфере программного обеспечения, оборудования и юниорной геологоразведки. В условиях, когда рынок требует постоянных инноваций и адаптации к изменениям, способность работать с новыми партнёрами становится особенно важной. Объединение АГЭ и ПАНГЕЯ открывает уникальные возможности для расширения партнёрского круга и укрепления позиций компании на рынке.

Компания также нацелена на достижение более амбициозных целей, связанных с укреплением международного присутствия. Объединённая компания намерена расширить своё влияние на международной арене, предлагая инновационные решения и продукты, востребованные на глобальном рынке. Это включает участие в международных проектах и разработку продуктов, способных конкурировать с мировыми аналогами.

Открытость к новым партнёрствам и перспективам

Стратегия объединённой компании акцентирует внимание на расширении партнёрских связей и установлении новых сотрудничеств. В условиях, где инновации и адаптация критичны для успеха, способность налаживать партнёрства становится важным фактором. Объединение ПАНГЕИ и АГЭ открывает возможности для интеграции с новыми игроками на рынке и укрепления существующих связей.

Компания открыта к партнёрству в разработке программного обеспечения, оборудования и юниорной геологоразведке, что позволяет обмениваться опытом и совместно разрабатывать решения, соответствующие потребностям рынка. Открытость к новым партнёрствам поддерживает её лидерство в инновациях.

Стратегическое сотрудничество с АЮГК способствует развитию юниорного бизнеса и привлечению частных инвестиций, что особенно важно в условиях растущей роли новых технологий. Это укрепляет позиции компании и способствует развитию отрасли.

Компания также ориентирована на международное сотрудничество. Установление партнёрств с зарубежными компаниями позволит расширить присутствие на международном рынке и внедрять передовые технологии.

Таким образом, объединение ПАНГЕИ и АГЭ создаёт вертикально интегрированную структуру, охватывающую весь цикл геологоразведочных и геофизических работ. Основные направления деятельности включают полевые и камеральные работы, привлечение инвестиций, работу с архивными данными и разработку современного программного обеспечения. Такой подход обеспечивает комплексное решение задач на всех этапах геологоразведки, повышая эффективность и точность исследований.



GEOSPACE Technologies

PIONEER

РЕГИСТРАТОР СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ



Компактный, легкий автономный регистратор

- Менее 0,5 кг (1 фунт)
- Бескабельная загрузка данных и зарядка
- Непрерывная бескабельная запись
- 24-битное разрешение и мгновенный динамический диапазон 122 dB
- Вертикальный геофон GS-5 (5 Гц)
- Время работы от аккумулятора: 50 суток круглосуточной работы
- Твердотельная флэш-память: 16 или 32 ГБ

ТОО "Геоспейс Технолоджис Казахстан"

130000, Казахстан, Мангистауская область, город Актау, 14й микрорайон, 58/1, БЦ Форум

Тел +7(775)84-17-930

info@geospace.kz **geospace.kz**

Нелинейные искажения как дополнительный источник сейсмической информации в вибрационной сейсморазведке

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

Введение

Во время производства СРР с использованием вибрационного источника, в процессе излучения проектного свип-сигнала, к нему добавляются так называемые нелинейные искажения, причины возникновения которых связаны с несовершенством передачи сигнала от плиты источника к грунту, а также наличием аппаратурных ограничений в работе самой системы вибрационного источника.

Нелинейные искажения привносят в волновое поле виброграммы такие же сигналы, как и сигналы проектного свипа, но с кратными частотами. После корреляции данные искажения перераспределяются в область отрицательных времен полученной коррелограммы. В данной статье показано, что нелинейные искажения при определенном алгоритме обработки могут привнести дополнительную полезную сейсмическую информацию к исходному волновому полю коррелограмм.

Что такое нелинейные искажения – «Distortion»

Distortion – эффект, искажающий сигнал и характеризующий степень отличия формы реального сигнала (выходного) от проектного сигнала (входного). При разложении проектного и реального свип-сигналов в частотно-временной области, очень хорошо видны наличие и интенсивность гармонических искажений в реальном свип-сигнале (рис. 1).

Основной причиной, приводящей к появлению в сигнале четных гармоник $A_2, A_4, A_6, \ldots A_{2n}$ является несимметричность процесса возбуждения на контакте плита-грунт, а именно отрыв излучающей плиты от грунта при повышенных амплитудах воздействий. Появление же нечетных гармоник $A_3, A_5, A_7, \ldots A_{2n-1}$ обусловлено нелинейностью передаточной характеристики дроссельного привода возбудителя вибраций [1].

Исходя из этого следует, что на определенных временах, помимо основной

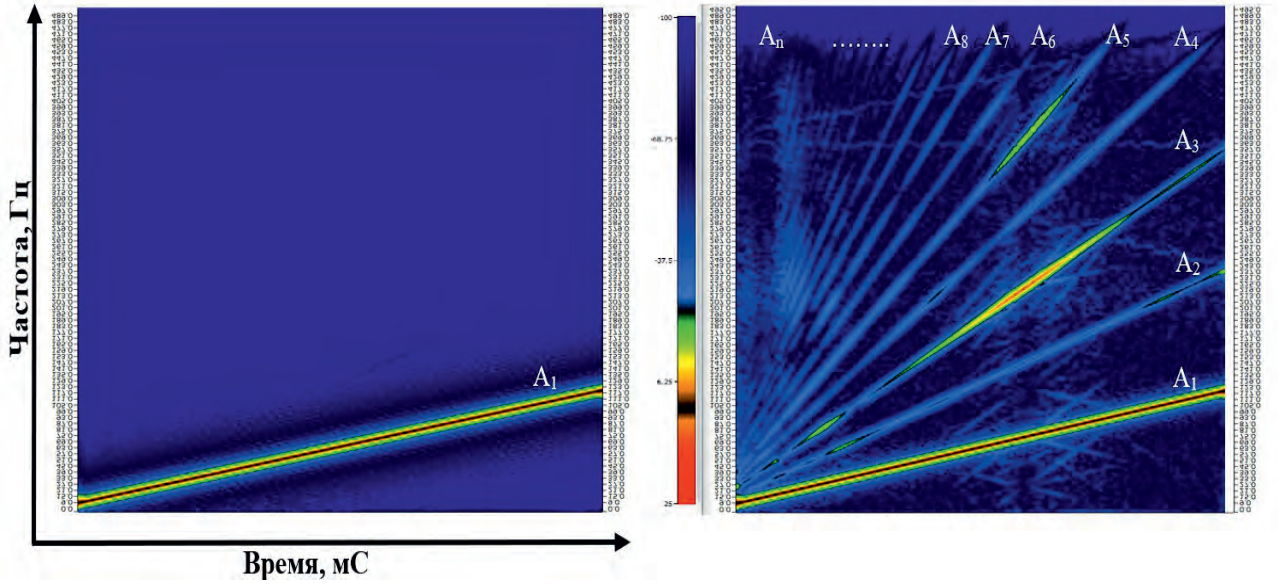
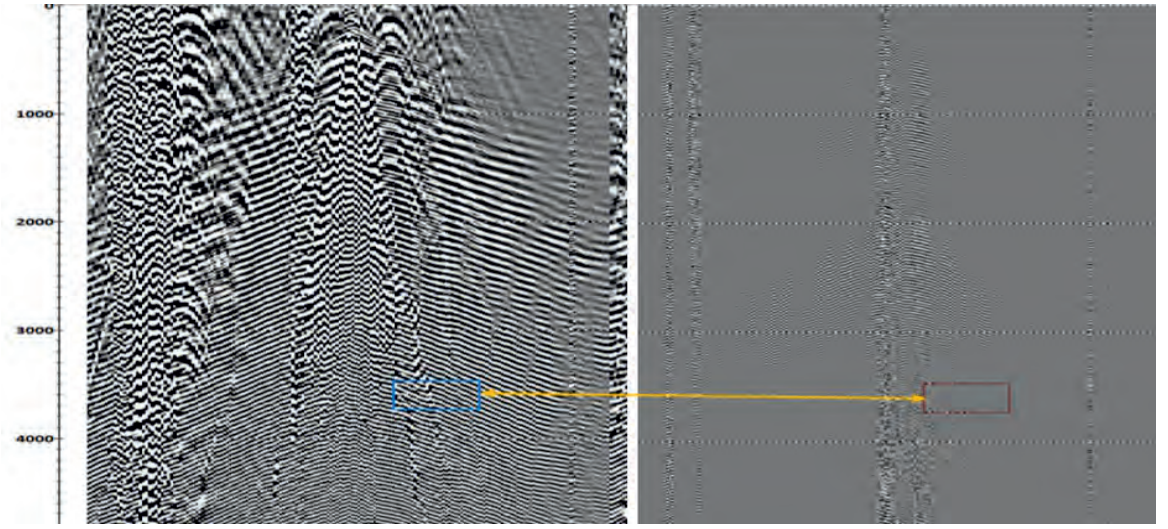
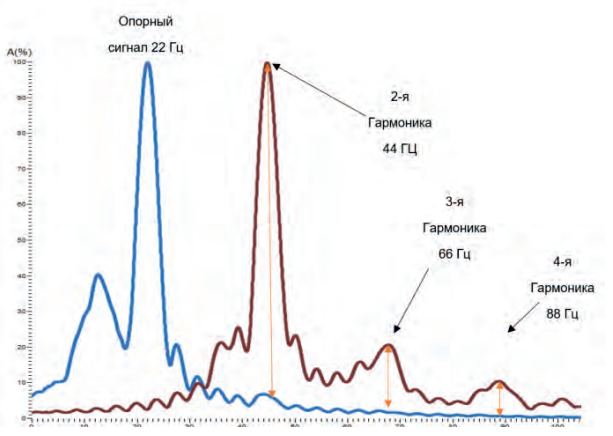


Рис. 1. Разложение проектного (слева) и реального (справа) свип-сигналов на гармоники в области время-частота.



▲ *Рис. 2. Фрагмент виброграммы без фильтрации и с применением ФВЧ 30/35 Гц.*



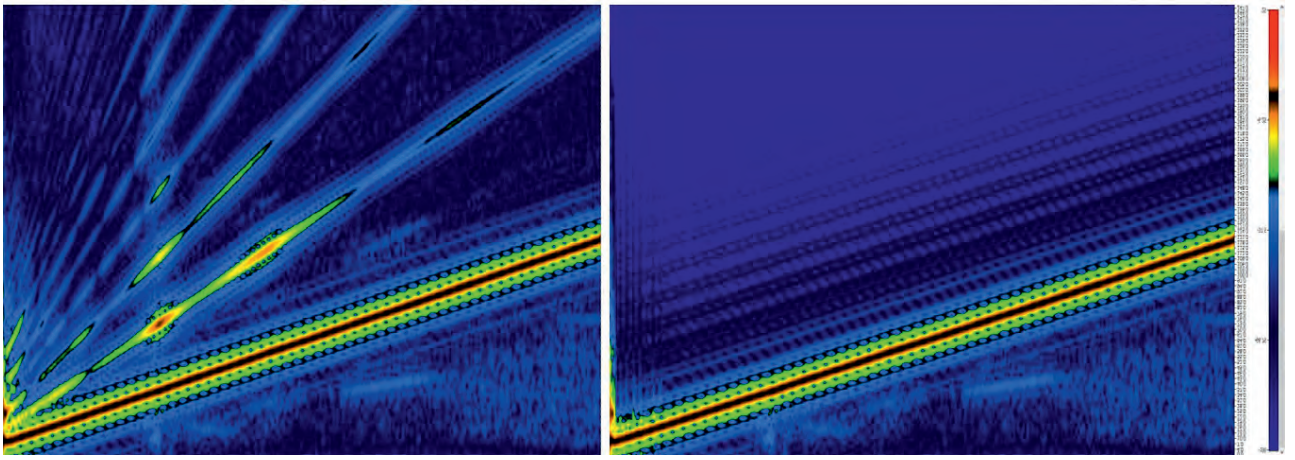
◀ *Рис. 3. Нормированный спектр АЧХ с побочными максимумами по частоте: синий график показывает АЧХ, соответствующую проектной частоте свип-сигнала; коричневый график показывает побочные максимумы АЧХ после удаления из сигнала проектной частоты свип-сигнала.*

частоты, будут замешаны сигналы со значениями частоты в 2, 3 и т.д. раза большими, чем частота проектного свип-сигнала (рис. 2-3).

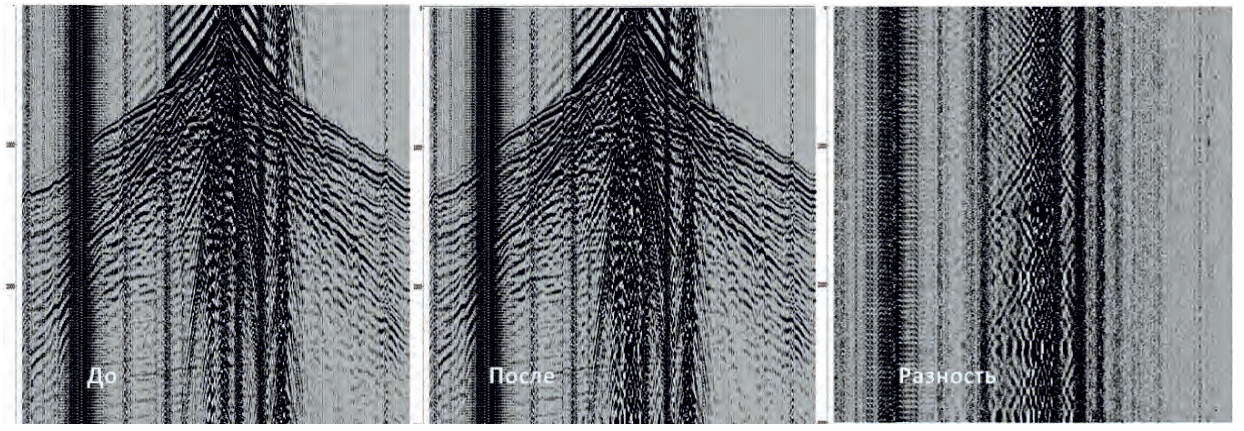
Амплитудно-частотная характеристика (АЧХ), полученная во временном интервале виброграммы 3.5-3.7сек (рис.2), показывает, что максимальная частота сигнала здесь составляет 22Гц (рис.3, синий цвет), что соответствует частоте проектного свип-сигнала на данном времени излучения. Если к данной виброграмме применить фильтр-высоких частот 30/35Гц для удаления максимальной частоты проектного свип сигнала на этом отрезке времени, то получим АЧХ с максимумами на частотах, соответствующих кратным частотам максимальной частоты 44Гц, 66Гц и 88Гц (рис. 3, коричневый цвет). Данный эффект проявляется на всех реальных полевых данных и для каждой проектной частоты свип-сигнала имеются сигналы с частотой в 2, 3, 4 и т.д. раза, превышающие проектную.

Причина возникновения данных кратных частот — «излучатель» этих сигналов. В данном случае это вибрационный источник, так как любая система, преобразующая идеальный сигнал в реальный физический, будет иметь ограничения, как в работе своих систем, так и при передаче данного сигнала в реальную среду, тем самым искажая исходный сигнал.

Чтобы показать эффект влияния кратных гармоник на сейсмический сигнал, применим скользящий фильтр [2] к



▲ *Рис. 4. Представление реального свип-сигнала в частотно-временной области до и после скользящей фильтрации.*

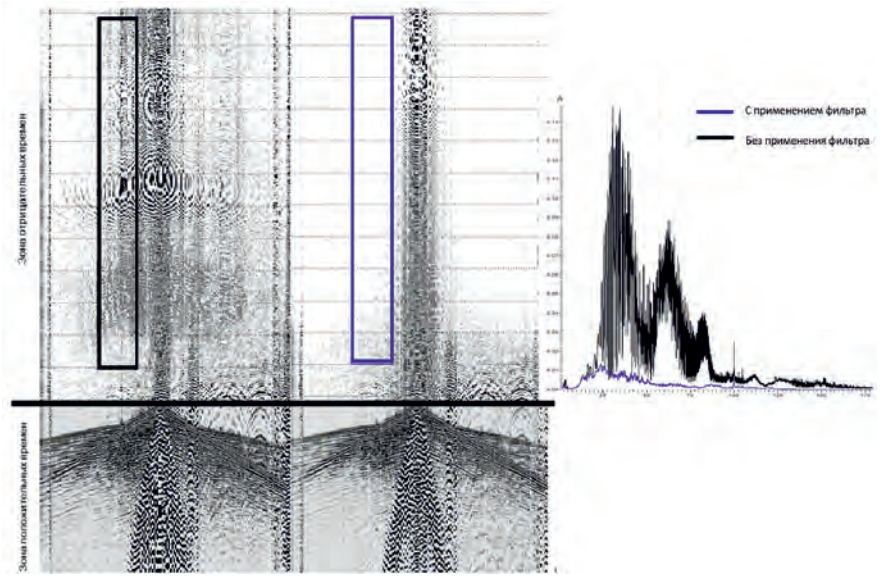


▲ *Рис. 5. Коррелограммы до и после фильтрации виброграммы скользящим фильтром. Разность волновых полей.*

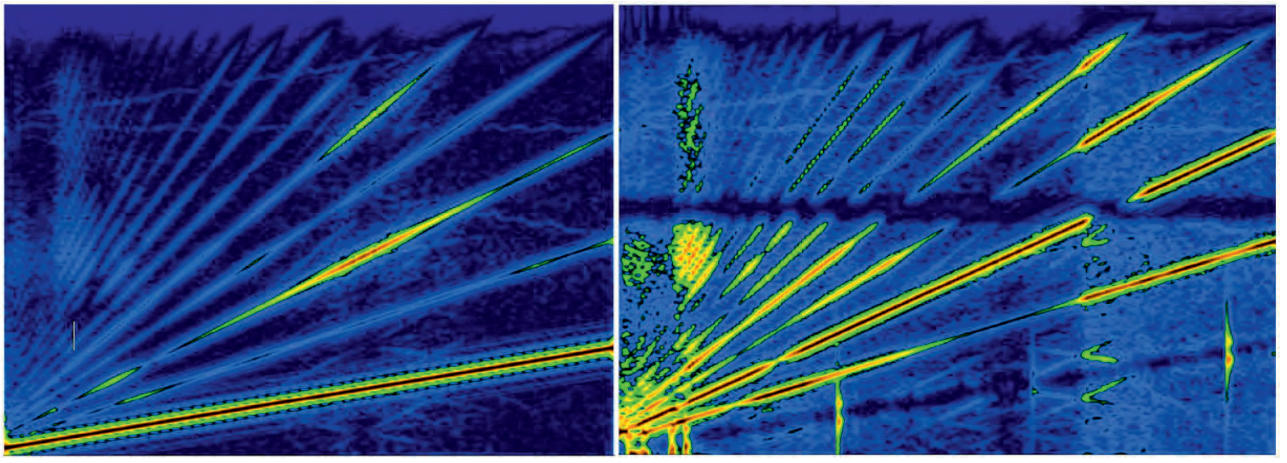
реальному свип-сигналу, оставляя только частоты кратных гармоник.

Представим полученные результаты в частотно-временной области, после применения скользящего фильтра к реальному свип-сигналу (рис. 4). При помощи данного скользящего фильтра удалось удалить с волнового поля все «паразитные» частоты.

Применим полученный скользящий



◀ *Рис. 6. Коррелограммы до и после фильтрации виброграммы скользящим фильтром. АЧХ отрицательной области времен.*



▲ *Рис. 7. Представление реального свип-сигнала в частотно-временной области до и после «обратной» скользящей фильтрации.*

фильтр к реальной виброграмме, выполним операцию корреляции и вычтем полученные волновые поля коррелограмм (рис. 5).

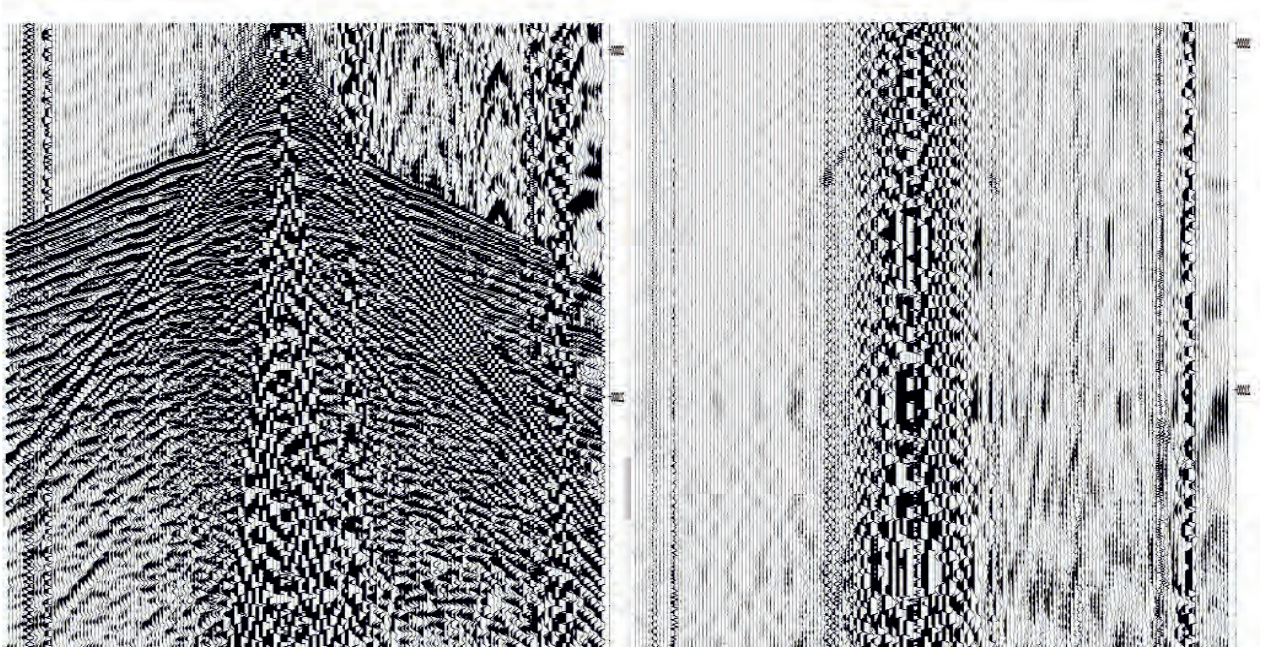
Представленный выше рисунок показывает, что наличие в волновых полях виброграмм нелинейных искажений после корреляции не несут в себе никакой полезной информации.

После корреляции нефильтрованной и фильтрованной виброграммы сдвинем оба полученных волновых поля так, чтобы была видна их зона отрицательных времен (рис. 6).

Сравнение АЧХ сигналов (рис.6), взятых в указанных областях отрицательных времен, для фильтрованной виброграммы существенно улучшилось, что говорит о том, что кратные гармоники после операции корреляции «переходят» в зону отрицательных времен.

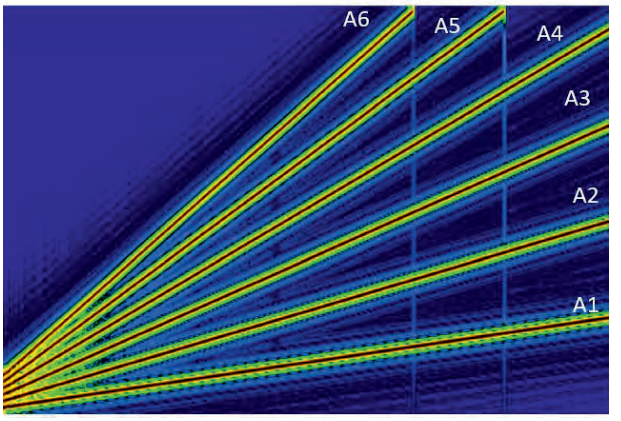
Применим обратный скользящий фильтр, а именно удалим из волнового поля только 1-ю (основную гармонику) (рис. 7).

Применим полученный обратный скользящий фильтр к реальной виброграмме, выполним операцию корреляции и проанализируем полученные волновые поля.



▲ *Рис. 8. Коррелограмма до и после фильтрации виброграммы обратным скользящим фильтром.*

На представленных коррелограммах (рис. 8) видно, что после применения обратного скользящего фильтра к виброграмме, после корреляции на волновом поле, нет никакой информации, характеризующей регулярное волновое поле. Также можно отметить, что на отфильтрованной коррелограмме остались характерные шумы техногенного происхождения, такие как зашумленные трассы и остатки поверхностной волны. Таким образом, наглядно показано, что все гармоники высшего порядка, после операции корреляции «переходят» в область отрицательных времён и практически не влияют на волновое поле коррелограммы.



▲ *Рис. 9. Проектные свип-сигналы для гармоник 1, 2, 3, 4, 5, 6 порядка.*

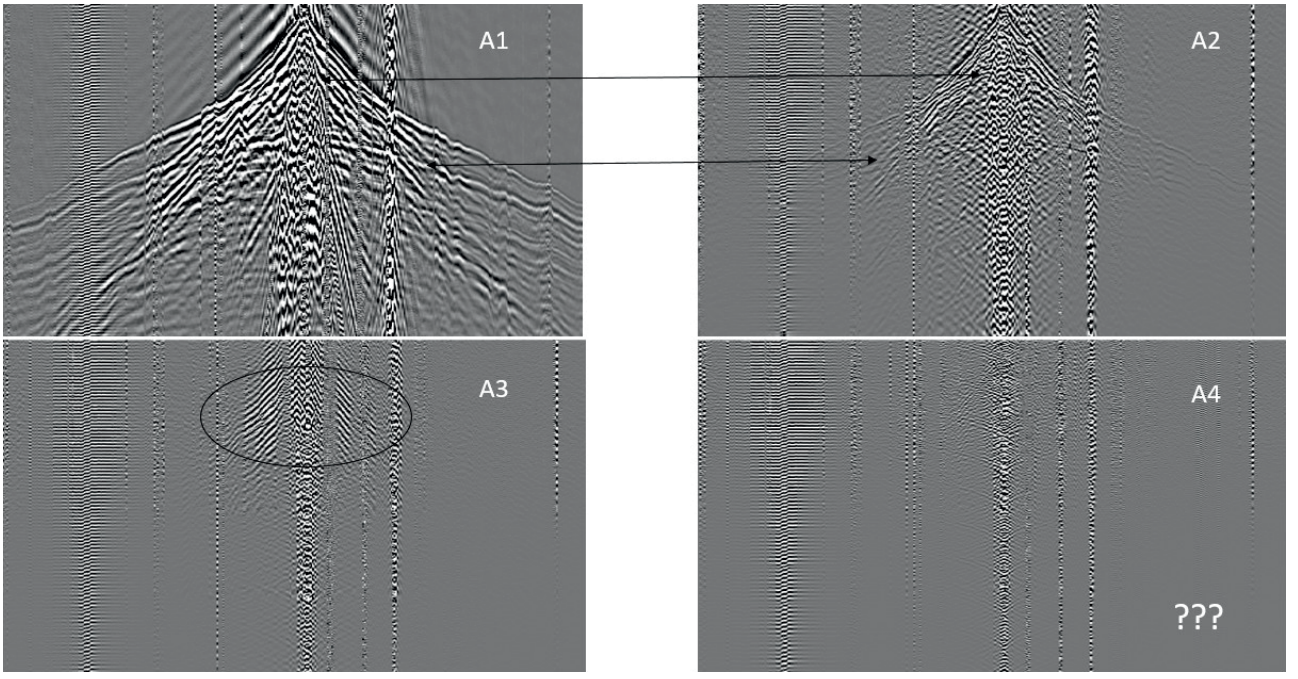
Гармонические искажения как дополнительный источник сейсмической информации

Рассмотрим другой подход при работе с гармониками. Выполним селекцию определенных гармоник (2, 3, 4, 5, 6) из волнового поля виброграммы при помощи скользящего фильтра. Для каждой гармоники смоделируем свой теоретический свип-сигнал (рис. 9) и проведем операцию корреляции каждой гармоники со своим свип-сигналом (рис. 10).

Для построения полевого временного разреза будем использовать данные, полученные с 2D работ (рис. 11), на которой велась запись виброграмм.

На волновых полях коррелограмм, полученных при корреляции определенных гармоник со своими смоделированными свип-сигналами, видны полезные отражающие волны, которые особенно выделяются на гармонике 2-го порядка. На коррелограммах 3 и 4 гармоники сложно визуально идентифицировать полезные волны. Однако, при суммировании волно-

▼ *Рис. 10. Волновые поля коррелограмм 1-ой (A1), 2 (A2), 3(A3), 4(A4) гармоник.*



Для построения полевого временного разреза будем использовать данные, полученные с 2D работ на котором велась запись виброграмм. Параметры отработки 2D профиля:

Источники возбуждения:	Одиночный СВ
Параметры свип-сигнала (Fн, Fк, Tр):	7-120 Гц, 500 мсек
Длина свипа:	48 сек
Количество накоплений:	1
Шаг ПВ/ПП:	50/25 м

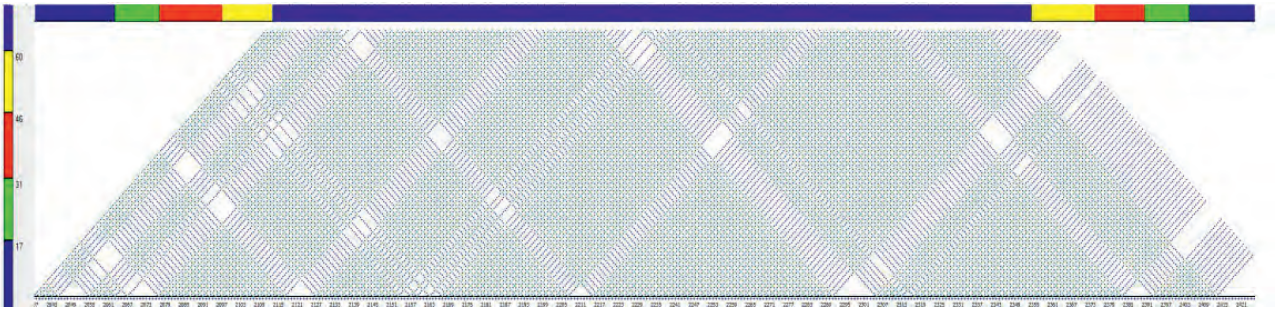


Рис. 11. Фактическая кратность 2D.

вых полей при построении временных разрезов (рис. 12-13) можно видеть проявление отражённых волн даже на 5-6 гармониках.

Построим полевые временные разрезы по одному графу для 1-ой, 2, 3, 4, 5, 6 гармоник соответственно. На волновых полях полученных разрезов (рис.12) отчетливо наблюдаются отражения даже на 4-5 гармониках. При более профессио-

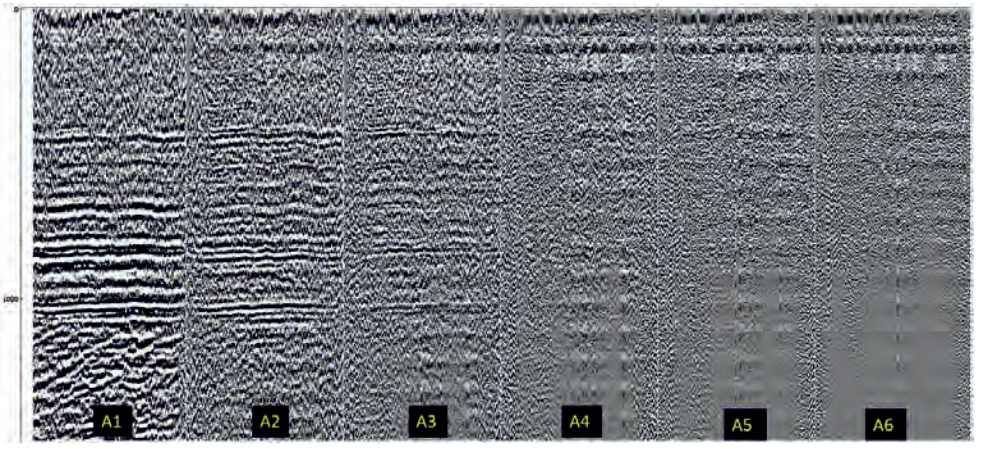
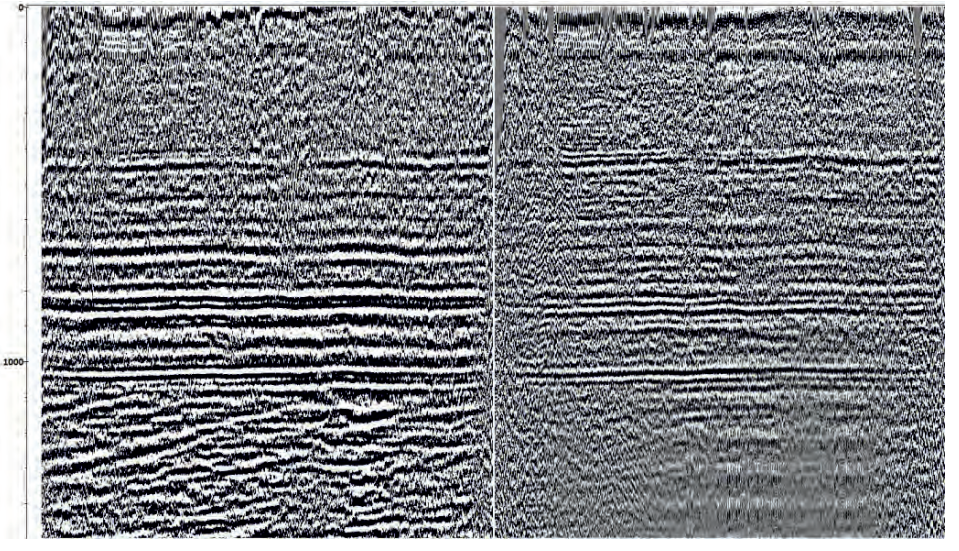


Рис. 12. Полевые временные разрезы, полученные отдельно по 1-ой (основной), 2, 3, 4, 5, 6 гармоникам.

Рис. 13. Полевые временные разрезы, полученные по 1-ой (основной) и сумме 2, 3, 4, 5, 6 гармоник.



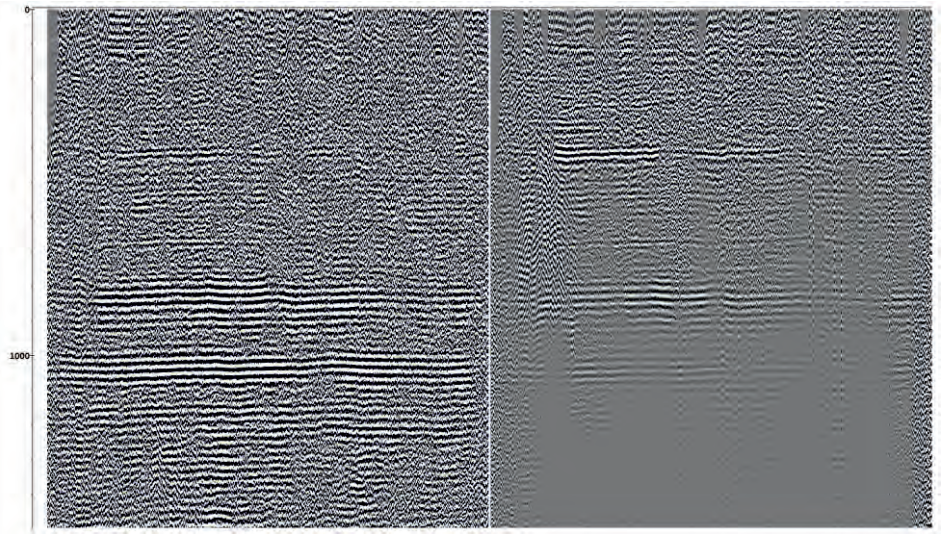


Рис. 14. Полевые временные разрезы после ФВЧ 34/45Гц, полученные по 1-ой (основной) и сумме 2, 3, 4, 5, 6 гармоник.

нальном построении временных разрезов, можно продолжить представленный ряд гармоник и дальше.

Нелинейные искажения, которые всегда присутствуют в волновых полях, не только не искажают волновое поле коррелограмм, но и при дополнительной обработке позволяют дополнить сейсмической информацией волновые поля, особенно для ВЧР. Отчетливо это видно после применения ФВЧ по полученным временным разрезам (Рис. 14).

Необходимо отметить, что энергия гармоник не постоянна. Где-то нелинейные искажения имеют повышенный уровень энергии, а где-то - пониженный. Зависит это в основном от поверхностных условий возбуждения, на мягких (пашня) и болотистых грунтах могут наблюдаться повышенная энергия, а на плотных (луговина) - пониженная энергия нелинейных искажений.

Выводы

При выполнении любых работ с использованием вибрационного источника, в волновых полях виброграмм в излучаемом свип-сигнале дополнительно присутствуют кратные гармоники (нелинейные искажения), которые практически не искажают полезную часть волнового поля коррелограммы, но и при определенной обработке могут привнести в волновое поле дополнительную сейсмическую информацию. При этом также необходимо отметить, что привлечение дополнительных аппаратурных средств или усложнение методики работ не требуется, необходимы только наличие волновых полей виброграмм.

Литература

1. Zhukov A. P., Kolesov S. V., Shekhtman G. A., Shneerson M. B., 2011, Seismic exploration with vibration sources: Tver, Publishing house GERS.

2. Gafarov R.M. Primenenie sledyashchej fil'tracii pri obrabotke dannyh Slip sweep // Geofizika. 2012. № 4. S. 47-53.

Российское программное обеспечение для обработки сейсморазведочных данных «АЛЬТАИР-М»

- Казанин А.Г., Литвачук А.В., Сидоров Д.Н., АО «МАГЭ», г. Москва
- Сутягин Н.В., ООО «Совфрансгео», г. Тюмень

Аннотация. *Начиная с 90-х годов отечественный рынок обработки сейсмических данных практически полностью опирался на иностранные программные решения. Подобный вариант развития отрасли изначально нес в себе существенные риски – при определённых условиях доступ к передовому программному обеспечению и технологиям обработки мог быть ограничен в одностороннем порядке иностранным производителем.*

Компания АО «МАГЭ» одной из первых в отрасли столкнулась с влиянием санкционных ограничений по широкому спектру направлений своей деятельности, что привело к необходимости реализации собственной программы импортозамещения, в том числе и в части обработки сейсмических данных.

Ключевые слова: *АЛЬТАИР-М, программное обеспечение для обработки*

История цифровой обработки в России

В 60-е годы прошлого столетия геофизикам стало очевидно, что методика многократных перекрытий (МОВ ОГТ) способна существенным образом повысить качество геологического результата сейсморазведки. Вместе с тем, переход на выполнение работ в варианте МОВ ОГТ привел к усложнению подходов к обработке и существенному увеличению объема первичной сейсмической информации. Тогда же определилась главная проблема - эффективное внедрение МОВ ОГТ невозможно без перехода к цифровой обработке с использованием электронно-вычислительных машин (ЭВМ). Обеспечить переход к цифровой обработке было поручено, в том числе, и коллективу Центральной геофизической экспедиции (Миннефтепром СССР).

В рамках данного поручения в 1979 г. был заключен контракт с компанией Western Geophysical на приобретение программно-аппаратного комплекса для обработки сейсмических данных на основе оборудования IBM, при этом программная часть комплекса приобреталась вместе с исходным кодом [Кириллов, 2017]. Уже в конце 1979 г., на фоне событий в Афганистане, против нашей страны впервые вводятся санкции, затрагивающие в том числе сектор геологоразведки – только что полученное ПО перестает поддерживаться производителем.

В сложившейся ситуации в ЦГЭ было принято решение сосредоточиться на собственной разработке – программе СЦС (Система Цифровой Сейсморазведки). Некоторое время производственные работы шли параллельно на двух системах – СЦС и Western, но со временем отечественное решение полностью вытеснило конкурента. Разумеется, были и другие примеры отечественных разработок, но к моменту окончания советской эпохи лидирующим пакетом обработки можно считать именно комплекс СЦС-3 разработки ЦГЭ.

В начале 90-х, с появлением у отечественных сервисных компаний возможности закупать иностранные программные решения, произошел стремительный и полный отказ от российских пакетов обработки, что привело к остановке их дальнейшего развития.

Текущая ситуация показывает, что выбранный в 90-х курс на замещение собственных технологий сторонними привел к серьёзным рискам не только в части обработки сейсмических данных,



Рис. 1. Почему до сих пор нет повсеместного внедрения, удовлетворяющего всем требованиям обработчиков отечественного ПО [2023, Горбачев].

но и для всей отрасли ГРР, базой которой является точное и достоверное сейсмическое изображение. Сегодня, когда ведущие иностранные компании остановили поставки программных продуктов на отечественный рынок, а доступ к ранее выданным лицензиям может быть ограничен в любой момент, задача импортозамещения специализированного ПО становится одним из главных приоритетов и вызовов для геофизического сообщества страны. Если в интерпретации уже существуют примеры успешного и массового внедрения отечественных программ, то рынок обработки все еще находится в глубокой зависимости от зарубежных решений.

В рамках научно-практической конференции «Геонауки: Время перемен, время перспектив» (г. Санкт-Петербург, 20 апреля 2023) под председательством Горбачева С.В. (ООО «РН-Шельф-Арктика») и Оболенской А.А. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг») состоялся круглый стол по теме «Состояние и перспективы рынка обработки сейсмических данных в России», одним из центральных вопросов которого стало обсуждение проблем отечественного ПО для обработки. Опрос экспертов, проведенный в рамках круглого стола, показал, что несмотря на то, что на отечественном рынке уже представлено несколько работающих комплексов и несколько прототипов разного уровня проработки [2023, Горбачев], полный переход на отечественные программные решения в обработке отрасль сейчас считает невозможным (Рис. 1).

В АО «МАГЭ» одними из первых столкнулись с реализацией в отношении себя санкционных рисков – запретительные меры, касающиеся разведки и освоения шельфовых месторождений, были приняты еще в 2014 г. С тех пор доступ к западным технологиям, в том числе и для обработки сейсмических данных, стал существенно ограничиваться.

Понимая все недостатки имеющихся отечественных программ, в начале 2023 г. было принято решение приступить к разработке собственного программного обеспечения для обработки сейсмических данных 2D/3D под рабочим названием «АЛЬТАИР-М» [2024, Казанин]. Данная работа начата в партнёрстве с ООО «Совфрансгео» - одним из лидеров отечественного рынка разработки и поддержки геофизического программного обеспечения.

Разработка программного обеспечения

За основу АЛЬТИР-М взята отечественная разработка – программное обеспечение для контроля качества полевых сейсморазведочных работ GeoSeisQC. Концепция разработки изначально

базировалась на использовании только собственных или свободных технологий. Например, в качестве базы данных выбрана PostgreSQL, которая позволяет хранить и получать оперативный доступ к любым типам данных и по своему уровню не уступает санкционным решениям от Oracle.

АЛЬТАИР-М разработан в режиме полной совместимости с наиболее популярными отечественными операционными системами (RedOS, Astra Linux, AlterOS) и в тоже время адаптирован к прочим наиболее распространённым ОС (RHEL, Oracle Linux, CentOS, Debian/Ubuntu). В основе работы с данными лежит распределённая система хранения, которая позволяет значительно ускорить работу (чтение, запись, выборка, сортировка) с большими объёмами данных и обеспечить их сохранность с помощью фонового создания резервных копий. Процесс расчета может быть реализован в том числе в параллельном или кластерном варианте (в зависимости от конкретного используемого модуля обработки).

При разработке большое внимание уделено удобству работы пользователя - создание и редакция заданий реализованы в графическом виде, предусмотрен функционал для формирования очередей на запуск и отслеживания хода выполнения расчетов и просмотра результатов. Работа над проектом организована в мультиклиентском формате, что позволяет организовать одновременную работу практически неограниченному числу пользователей.

На текущий момент:

- подготовлены первая версия программы с набором промежуточных обновлений, модуль лицензирования, руководство пользователя и техническая документация;
- получено свидетельство о регистрации программы для ЭВМ (№2023685096 от 16.11.2023, выдано Федеральной службой по интеллектуальной собственности);
- АЛЬТАИР-М внесен в реестр отечественного программного обеспечения (реестровая запись №21697 от 07.03.2024, Министерство Цифрового развития, связи и массовых коммуникаций Российской Федерации).

Функционал АЛЬТАИР-М

Актуальная на сегодня версия АЛЬТАИР-М предоставляет пользователю доступ к более чем 200 расчетным модулям, позволяющим решить основные задачи обработки для широкого класса производственных проектов.

АЛЬТАИР-М содержит набор необходимых базовых процедур для работы с сейсмическими данными:

- ввод данных, присвоение геометрии (для наземных и морских данных) 2D/3D, бинирование;
- сортировка;
- изменение дискретизации, математические расчёты и анализ трасс;
- свёртка и частотная фильтрация;
- различные виды шумоподавления;
- расчет статических поправок на основе времен первых вступлений;
- QC, расчет атрибутов трасс, работа с заголовками трасс;
- регулировка амплитуд – компенсация сферического расхождения, АРУ, нормировка и т.д.;
- поверхностно-согласованная коррекция амплитуд;
- деконволюция (сжатия, предсказывающая, поверхностно-согласованная, сигнатурная и т.д.);
- коррекция статических поправок по отраженным волнам;
- кинематические фильтры (FK, высо-

коразрешающее Радон-преобразование);
- Q-компенсация;
- подавление следов расстановки.

Предусмотрен блок процедур для обработки морских данных:
- дегостинг за ПВ и ПП;
- расчет и ввод поправки за движение косы;
- подавление вторичных пульсаций;
- 2D/3D моделирование кратных волн (SRME, SWD, MWD);
- 2D/3D моделирование частично-кратных волн;
- адаптивное вычитание в *t-x* области;
- адаптивное вычитание в *curvelet* области;
- подавление дифрагированных кратных волн.

Подготовлены основные специфические процедуры для обработки многокомпонентных данных:
- реориентация 3С-данных по записанным углам и волновому полю;
- PS статика;
- SWS;
- бинирование по общей точке обмена;
- калибровка P-Z компонент;
- разделение волновых полей (PZ-суммирование);
- Up/Down деконволюция.

В части выполнения миграционных преобразований доступен следующий функционал:
- томография по отраженным волнам (временная и глубинная);
- анизотропная временная и глубинная миграция Кирхгофа;
- RTM;
- миграция по гауссовым пучкам;
- RMO.

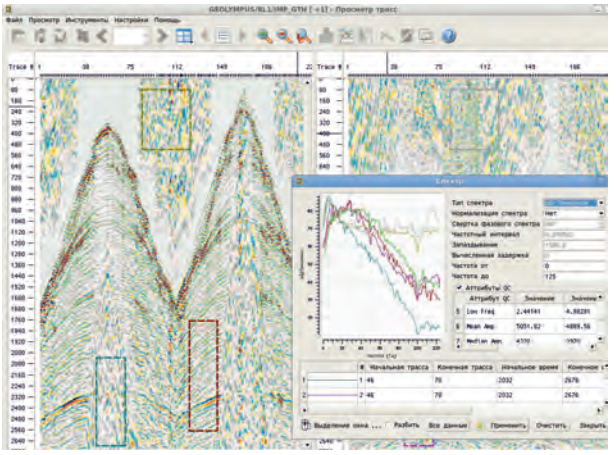
Предусмотрен ряд процедур для 4D-обработки:
- 4D-бинирование;
- расчет оператора 4D-калибровки;
- одновременное согласование съемок;
- спектральная фильтрация для 4D-съемок.

Перечень доступных процессов далеко не полный и находится в состоянии постоянного обновления.

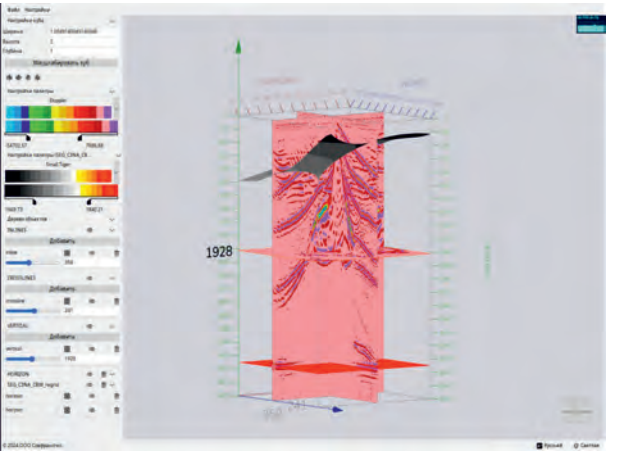
Дополнительно, в программном комплексе АЛЬТАИР-М предусмотрена возможность внедрения собственных алгоритмов обработки на наиболее популярных языках программирования (Python, C/C++, Fortran), что открывает огромный потенциал к реализации уникальных пользовательских решений внутри общей среды обработки без необходимости кроссплатформенных передач данных между программными продуктами.

Для удобной работы с сейсмическими и прочими данными в АЛЬТАИР-М разработан ряд интерактивных приложений:
- просмотр сейсмических данных (Рис. 2);
- работа с данными в трехмерной области (Рис. 3);
- визуализации карт (Рис. 4);
- пикинг первых вступлений и расчет модели ВЧР (Рис. 5);
- скоростной анализ (Рис. 6);
- работа с сигналами (Рис. 7).

На завершающей стадии находится этап опытно-методической эксплуатации – выполнена программа тестирования как общей работоспособности ПО и его взаимодействия с серверной инфраструктурной, так и программа верификации предложенных алгоритмов, подтверждающая качество и корректность работы отдельных процедур. Тестирование выполнено силами как отдела обработки сейсмических данных АО «МАГЭ», так и сторонними компаниями, проявившими интерес к создаваемому програм-



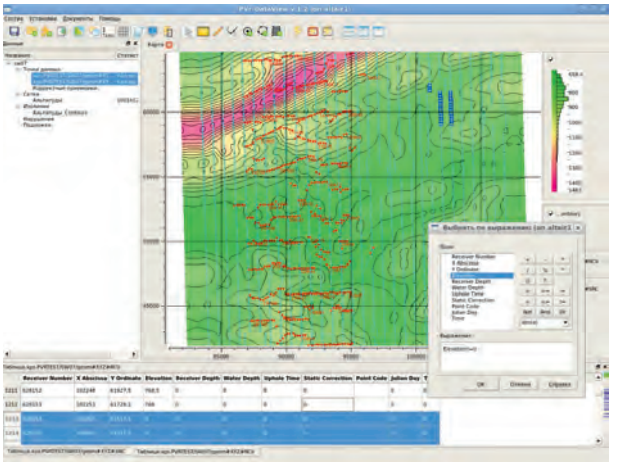
▲ *Рис. 2. Пример окна приложения для просмотра сейсмических данных.*



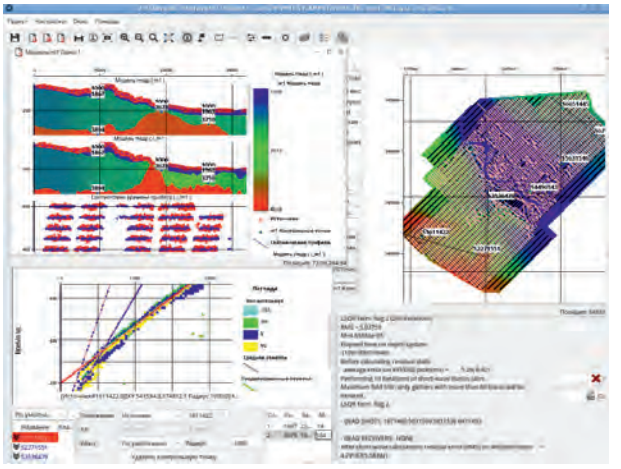
▲ *Рис. 3. Пример окна приложения для 3D-визуализации.*

мному продукту. Имеющийся сейчас функционал АЛЬТАИР-М позволяет решать задачи, сформулированные в большинстве Технических заданий основных отечественных Заказчиков.

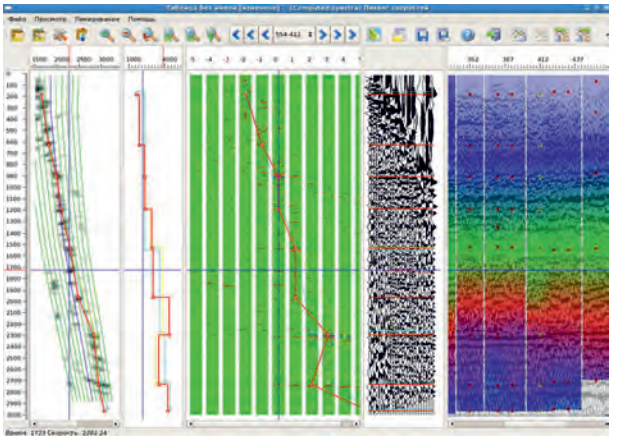
Первое применение АЛЬТАИР-М в рамках одного из производственных проектов АО «МАГЭ» запланировано на конец 2024 г., при этом будет продолжена работа в части поддержки и доработки уже имеющегося функционала и внедрения нового – в среднесрочной



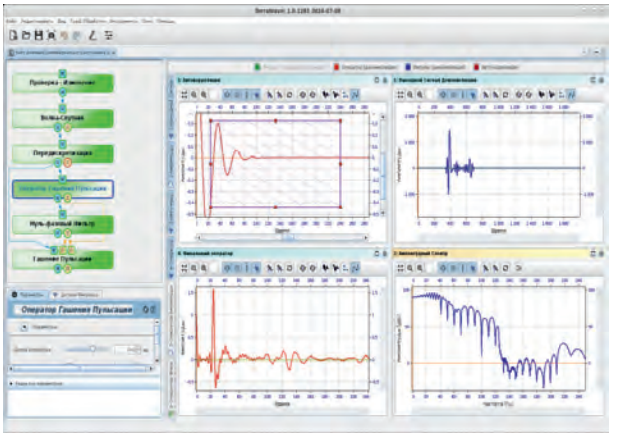
▲ *Рис. 4. Пример окна для работы с картами.*



▲ *Рис. 5. Пример окна для работы с моделью ВЧР.*



▲ *Рис. 6. Пример окна для скоростного анализа.*



▲ *Рис. 7. Пример окна приложения для работы с сигналами «TerraWave».*

перспективе планируется существенное расширение функционала в том числе за счет наиболее передовых алгоритмов обработки (например, FWI и SWI), что потребует разработки функционала для расчета на GPU.

Заключение

Независимо от того, будут ли в дальнейшем доступны иностранные пакеты обработки для отечественных сервисных и нефтегазовых компаний, стране необходимы собственные решения современного уровня. Такие решения должны создаваться в условиях здоровой конкуренции производителей программного обеспечения, результатом которой станет повышение качества программных пакетов до уровня, близкого к лучшим мировым образцам.

Итоговый успех разработки и внедрения отечественного ПО невозможен без поддержки со стороны компаний-заказчиков – на первом этапе могут формироваться совместные программы тестирования, проводиться работы по верификации алгоритмов на основе производственных или тестовых проектов с общей задачей последующего замещения импортного ПО в рамках проектов по обработке. Разумеется, переориентирование рынка на отечественные программные решения может быть успешным только при достижении высокого уровня конечных результатов обработки.

Литература

1. С.А. Кириллов, С.М. Канашова, А.В. Самойлов, 2017 «Пять десятилетий цифровой обработки сейсмических данных в ЦГЭ», Геофизика, S/2017.

2. Горбачев С.В., Оболенская А.А., 2023. Состояние и перспективы рынка обработки сейсмических данных в России, ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ 4(79)/2023.

3. А.Г. Казанин, А.В. Литвачук, И.В. Горбачев, 2024, «АЛЬТАИР-М» - новое российское программное решение для обработки сейсмических данных, тезисы конференции «Геомодель», Санкт-Петербург, 2024.

Применение технологии SWI для учёта искажающего влияния приповерхностных условий в Волго-Уральском регионе на примере данных с низкочастотным СВИП-сигналом

- Чистяков И.А., Ляпин Н.В., Кирнос Д.Г., ЗАО «МиМГО», г. Москва
- Кучканов Е.А., ООО «РИТЭК», г. Самара

Аннотация: *Одним из важных этапов обработки сейсмических данных является расчёт статических поправок, который учитывает влияние аномалий ВЧР для компенсации времени прихода полезного сигнала. По сей день активно используется метод преломлённых волн, однако он имеет некоторые недостатки, например, не всегда хватает разрешенности данного метода, чтобы учесть аномалии в зоне малых скоростей (ЗМС). Ещё одним методом учёта аномалий в ЗМС является процедура инверсии поверхностных волн (Surface Wave Inversion - SWI), однако не все сейсмические данные пригодны для выполнения данной технологии.*

Ключевые слова: *Surface Wave Inversion, SWI, статические поправки, поверхностная волна, низкие частоты, ВЧР, ЗМС.*

Введение

В настоящее время в технических заданиях на обработку данных сейсморазведки всё чаще появляются пункты в графе на выполнение процедуры SWI. В этой статье будет рассмотрено, как использовать эту технологию для создания детализированной модели ВЧР, а также какие данные для этого необходимы.

Теория

В наземной сейсморазведке поверхностные волны - это сейсмические волны, которые распространяются по поверхности земли вдоль границы воздух/земля. Данные волны быстро затухают при удалении от поверхности и распространяются в слое соизмеримым с длиной волны. Поверхностные волны подразделяются на два основных типа: волны Релея, которые имеют вертикальную поляризацию и волны Лява, у которых горизонтальная поляризация. В данной работе волны Лява не рассматриваются.

Скорость волн Релея V_r определяется исключительно упругими свойствами среды, зависящими от модуля сдвига μ и плотности породы ρ. Она примерно равна ≈ 0,9 V_s. Так как возмущения не ограничиваются только поверхностью Земли, скорость волн нельзя определить, основываясь лишь на свойствах поверхностных пород, необходимо также учитывать нижележащие породы. Возбуждение колебаний, вызванное длинными волнами (низкочастотными), достигает больших глубин, чем от коротких волн (высокочастотных), поэтому скорость распространения длинных волн сильнее зависит от свойств вещества [2]. В районах, где V_s меняется с глубиной, скорость длинных поверхностных волн отличается от скорости коротких, что приводит к различию фазовых скоростей в зависимости от частоты. В методе SWI эта дисперсия скоростей используется для оценки изменения V_s.

$$V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \qquad (1)$$

Прямая задача

Тензор импеданса определяется как величина, которая устанавливает связь между напряженностями $б_{xz}$, $б_{xz}$ и смещениями u_x , u_z в виде линейных соотношений (2):

$$\begin{cases} \sigma_{xz} = Z_{xx}u_x + Z_{xz}u_z \\ \sigma_{zz} = Z_{zx}u_x + Z_{zz}u_z \end{cases} \qquad (2)$$

$$\hat{Z} = \begin{vmatrix} Z_{xx} & Z_{xz} \\ Z_{zx} & Z_{zz} \end{vmatrix} \quad (3)$$

$\hat{Z}$ - тензор импеданса второго ранга.

Граничные условия в слоистой среде:

1. Тензор напряжений на поверхности земли равен нулю

$$\sigma_{xz|z=0} = \sigma_{zz|z=0=} = 0 \quad (4)$$

2. Смещения и напряжения непрерывны для j-го слоя

$$u_x(z_j)|_{z=z_{j+0}} = u_x(z_j)|_{z=z_{j-0}} \quad (5)$$

$$u_z(z_j)|_{z=z_{j+0}} = u_z(z_j)|_{z=z_{j-0}} \quad (6)$$

$$\sigma_{xz}(z_j)|_{z=z_{j+0}} = \sigma_{xz}(z_j)|_{z=z_{j-0}} \quad (7)$$

$$\sigma_{zz}(z_j)|_{z=z_{j+0}} = \sigma_{zz}(z_j)|_{z=z_{j-0}} \quad (8)$$

3. Граничное условие:

$$\lim_{z\to\infty} u_x(z) = \lim_{z\to\infty} u_z(z) \quad (9)$$

Если определить тензор импеданса при $z = 0$: $\hat{Z}(z{=}0) = \hat{Z}^0$, то согласно граничным условиям 1-3:

$$\sigma_{xz}(z=0) = {Z^0}_{xx}u_x(z=0) + {Z^0}_{xz}u_z(z=0) = 0 \quad (10)$$

$$\sigma_{zz}(z=0) = {Z^0}_{zx}u_x(z=0) + {Z^0}_{zz}u_z(z=0) = 0 \quad (11)$$

Что бы существовала волна Релея, то есть $u_x(0)$, $u_z(0)$ были отличны от нуля, необходимо выполнение следующего условия:

$$det\hat{Z}^0 = {Z^0}_{xx}{Z^0}_{zz} - {Z^0}_{xz}{Z^0}_{zx} = 0 \quad (12)$$

Уравнение (12) является прямой задачей расчёта кривой дисперсии поверхностных волн. В свою очередь, импеданс $Z^0(\lambda, \mu, h, \rho, \omega, \gamma)$ вычисляется системой уравнений (13).

$$\begin{cases} \frac{dZ_{xx}}{dz} = i\lambda\mu\gamma(Z_{xz} - Z_{zx}) - (\lambda+2\mu)Z_{xx}^2 - \\ -\mu Z_{xz}Z_{zx} + 4\mu^2\gamma^2(\lambda+\mu) - \omega^2\rho\mu(\lambda+2\mu) \\ \frac{dZ_{xz}}{dz} = -\big((\lambda+2\mu)i\mu\gamma Z_{xx} - \\ -i\lambda\mu\gamma Z_{zz} - (\lambda+2\mu)Z_{xx}Z_{xz} - \mu Z_{xz}Z_{zz}\big) \\ \frac{dZ_{zx}}{dz} = -\big((\lambda+2\mu)i\mu\gamma Z_{xx} - i\lambda\mu\gamma Z_{zz} + \\ +(\lambda+2\mu)Z_{zx}Z_{xx} + \mu Z_{zx}Z_{zz}\big) \\ \frac{dZ_{zz}}{dz} = -\big((\lambda+2\mu)i\mu\gamma Z_{xz} - (\lambda+2\mu)i\mu\gamma Z_{zx} + \\ +(\lambda+2\mu)Z_{xz}Z_{zx} + \mu Z_{zz}^2 + \omega^2\rho\mu(\lambda+2\mu)\big) \end{cases} \quad (13)$$

Более подробный вывод формул (2) – (13) см. в [1].

Обратная задача

Постановка задачи самой инверсии следующая: учитывая набор N эмпирических пар ($\boldsymbol{f_i^{real}}$, $\boldsymbol{v_i^{real}}$ - наблюденные данные), необходимо найти параметры m модельной кривой $\boldsymbol{v_i^{syn}}(\boldsymbol{f_i^{real}}, \boldsymbol{m})$ таким образом, чтобы сумма квадратов отклонений $\boldsymbol{SSE(m)}$ (14)была минимизирована (15).

$$SSE(m) = \sum^{N} w_i\big(v_i^{real} - v_i^{syn}(f_i^{real}, m)\big)^2 \quad (14)$$

$$argmin_m SSE(m) = argmin_m \sum_{i=1}^{N} w_i\big(v_i^{real} - v_i^{syn}(f_i^{real}, m)\big)^2 \quad (15)$$

где m – параметры модели (V_p, V_s, ρ)

Данная задача решается разными численными методами оптимизации функции, один из них – метод Левенберга-Марквардта (10).

$$m_{t+1} = m_t - (\nabla_{m_t}^2 SSE(m_t) + \lambda I)^{-1}\nabla_{m_t} SSE(m_t) \quad (10)$$

Примеры

Опытный профиль был отработан по системе наблюдений МОГТ-2D с двумя различными модуляциями и параметрами свип-сигнала, представленными в *Таблица 1*.

Перед выполнением процедуры инверсии поверхностная волна была вырезана мьютингом из сейсмограмм ОПВ для расчёта спектров фазовых скоростей (Рис. 1) и оценки амплитудно-частотной характеристики (Рис. 2). Как видно из Рис. 1 поверхностная волна, возбужденная широкополосным свипом от 3 Гц, образует дисперсию фазовых скоростей по частоте, в отличии от данных, полученных линейно-частотным свипом от 6 Гц. Таким образом, выполнить инверсию на первом профиле (свип

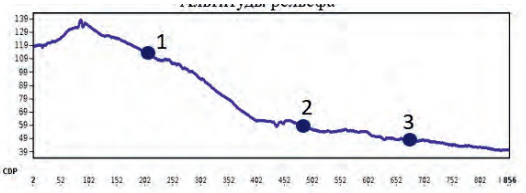
Профиль 1	Профиль 2
Линейно – частотная модуляция	Широкополосная модуляция
- начальная частота - 6 Гц	- начальная частота – 3 – 7 Гц
- конечная частота - 108 Гц	- конечная частота - 108 Гц
- длина свип-сигнала - 12 сек	- длина свип-сигнала - 14 сек
- тип свип-сигнала - ЛЧМ	- тип свип-сигнала - НЧМ(+0.1 дб/Гц)
- количество источников в группе - 4	- количество источников в группе - 4
- количество накоплений - 4	- количество накоплений – 4
- усилие на грунт - 60%	- усилие на грунт - 60%
- начальный конус сглаживания - 500 мс	- начальный конус сглаживания - 1000 мс
- конечный конус сглаживания - 500 мс	- конечный конус сглаживания - 500 мс
- фаза – 0	- фаза – 0
Тип сейсмоприёмников: GS-20DX	

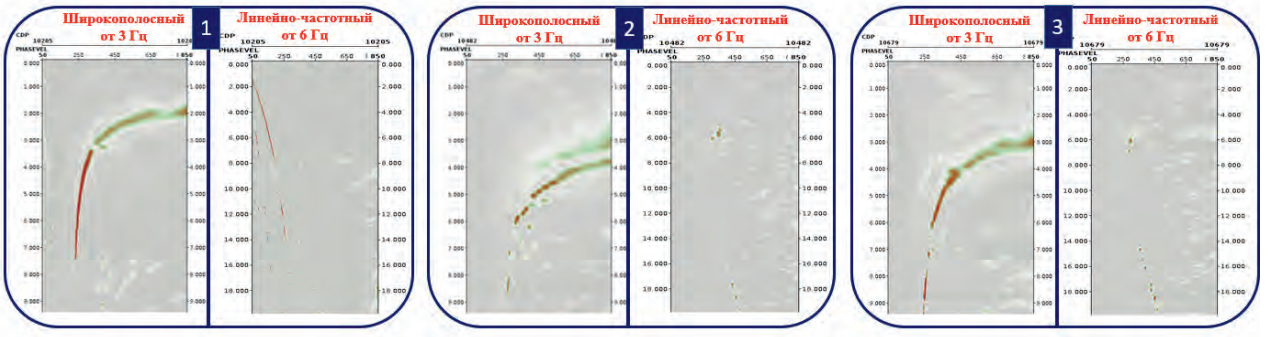
▲ *Таблица 1. Параметры свип-сигналов.*

от 6 Гц) не представляется возможным из-за отсутствия необходимой для этого информации. Рис. 2 иллюстрирует различие амплитудно-частотного состава поверхностных волн, стоит обратить внимание, что в данных, полученных низкочастотным свипом, пиковая частота поверхностной волны равна 6 Гц, в то время как у волны, образованной свипом от 6 Гц, пиковая частота равна 10 Гц.

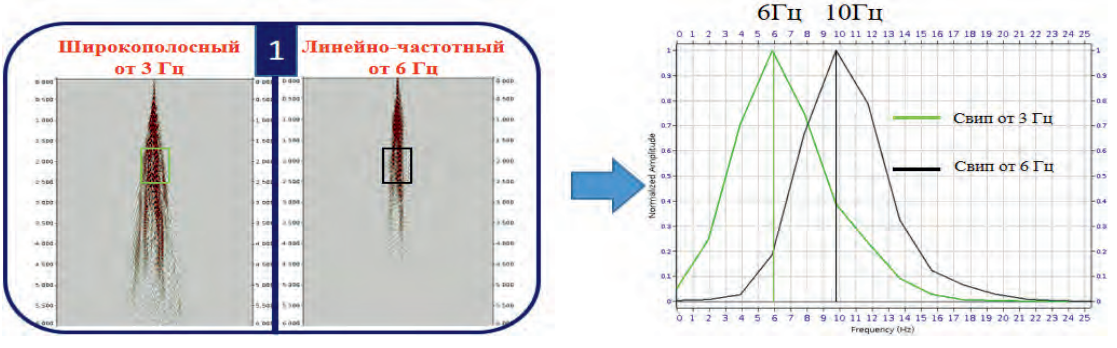
Для подтверждения связи между образованием мод поверхностной волны и её пиковой частотой были выбраны две площади в Волго-Уральском регионе, где присутствовали как взрывные, так и вибрационные источники, аналогичным

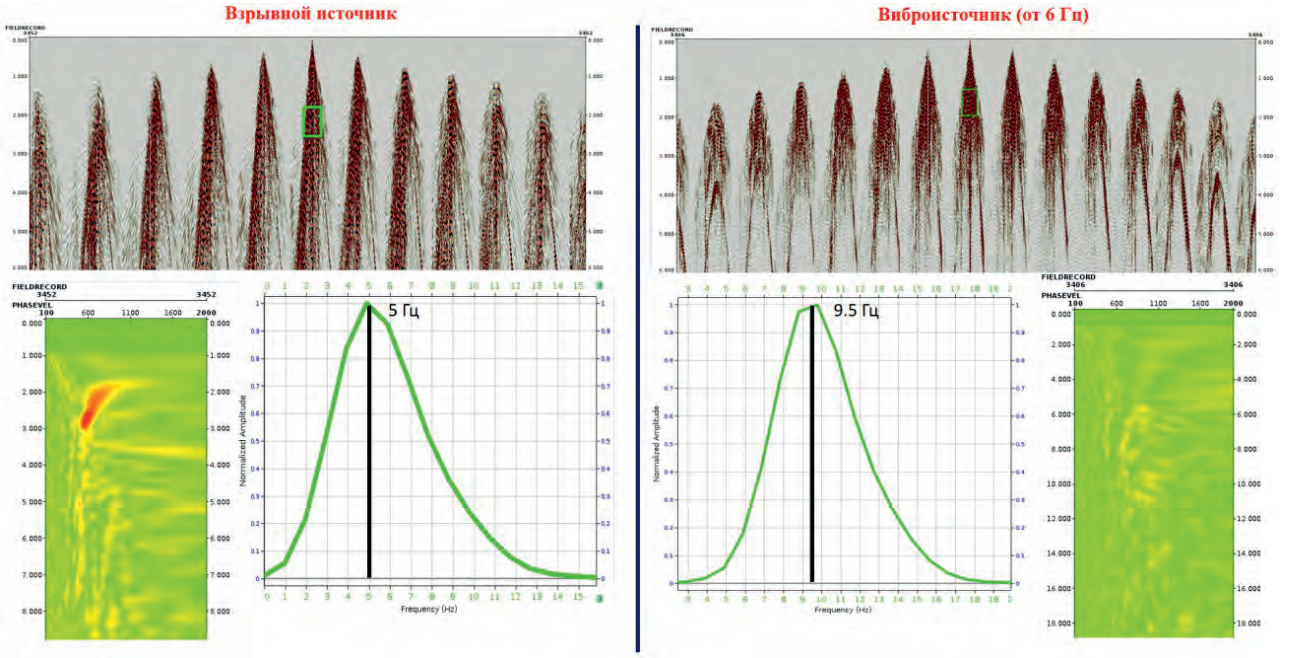
▶ *Рис. 1. Сравнение F-V спектров двух профилей.*





▼ *Рис. 2. Сравнение АЧХ поверхностных волн двух профилей.*

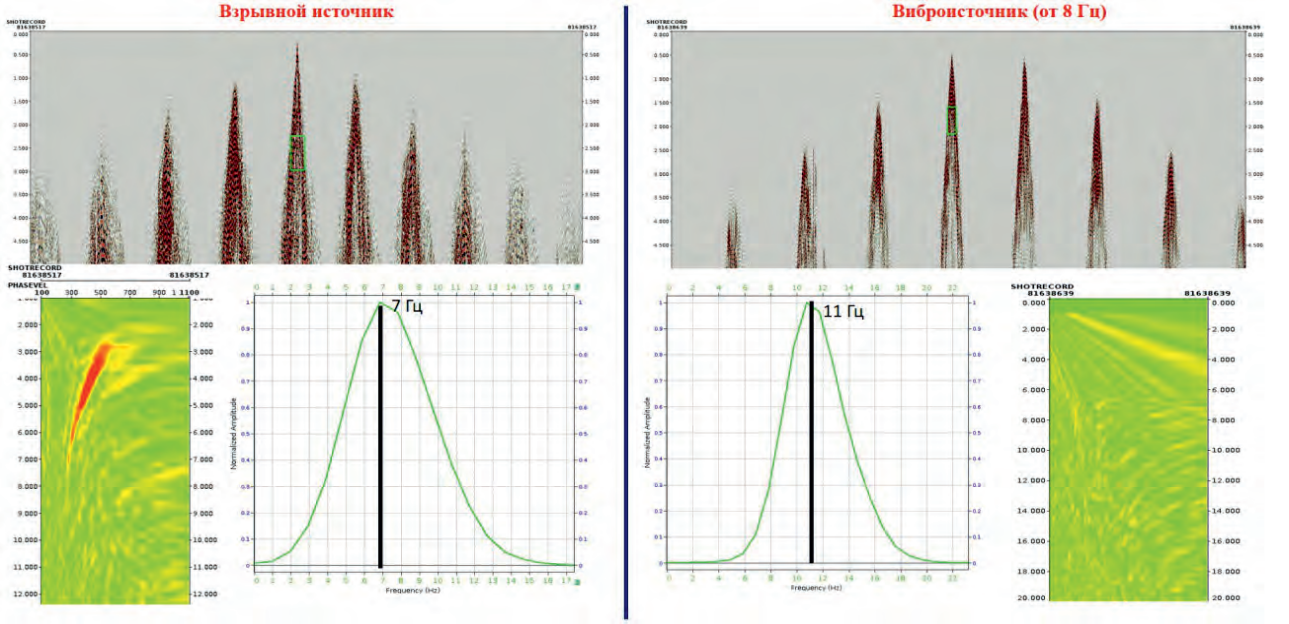


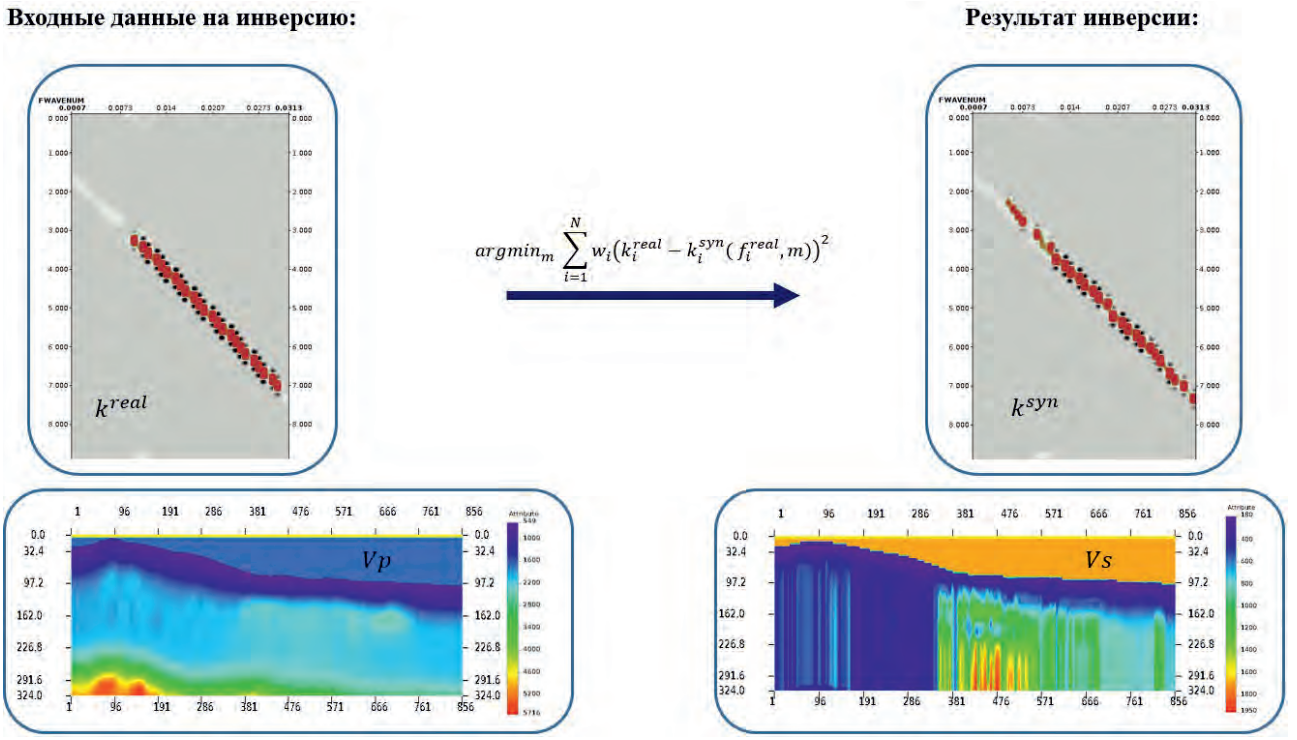


▲ *Рис. 3. Сравнение f-v спектров и АЧХ поверхностных волн, образованных взрывным источником и виброисточником на площади 1.*

образом была вырезана поверхностная волна и рассчитаны спектры фазовых скоростей и её АЧХ по сейсмограммам, полученными двумя типами данных источников. Известно, что взрывные источники не имеют ограничений по нижней частоте (в данном случае ограничения могут быть только в типе геофонов), поэтому амплитудно-частотный спектр поверхностной волны, образованной такими источниками, смещен в сторону низких частот, что позволяет наблюдать образование моды на спектре фазовых скоростей. В случае вибрационных источников пиковая частота поверхностных волн находится в области более высоких частот, и в этом случае моды не образуются – отсутствует дисперсия скоростей, так как волна бежит в приповерхностном слое с постоянной скоростью распространения, не проникая в нижележащие слои (Рис. 3 - Рис. 4).

▼ *Рис. 4. Сравнение f-v спектров и АЧХ поверхностных волн, образованных взрывным источником и виброисточником на площади 2.*





▲ *Рис. 5. Схема процесса инверсии.*

На Рис. 5 схематично проиллюстрированы входные данные на инверсию, в данном случае это модель V_p скоростей и пропикированные моды поверхностной волны в F-k области. В процессе минимизации функционала невязки между наблюденными данными k^{real} и синтетическими k^{syn}, которые уточняются итерационно, решается система нелинейных уравнений с неизвестными параметрами (V_s, Density) и в результате её решения мы получаем на выходе модель V_s скоростей.

Далее модель ВЧР скоростей поперечных волн была переведена в модель скоростей продольных волн с привлечением априорной информации – коэффициента $\gamma = V_p / V_s$. На Рис. 6 проиллюстрирована модель ВЧР до уточнения зоны малых скоростей (ЗМС) (А) и после (Б). Далее по двум моделям рассчитывались и оценивались статические поправки. На Рис. 7 продемонстрированы суммарные разрезы: А – со статическим решением по преломленным волнам, Б – после уточнения модели методом SWI. Стоит отметить, что в результате статического решения по уточнённой модели, структурный план выполаживается, что является одним из критериев лучшего учета аномалий в ЗМС. Это также подтвердилось линейно-регрессионным анализом по структурным картам, которые были взяты с завершенного проекта на данной площади (Рис. 8).

Заключение

Расширение диапазона амплитудно-частотного спектра в сторону низких частот (от 2-3 Гц) дает возможность использовать метод SWI для учёта неоднородностей в верхней части разреза в Волго-Уральском регионе. Процедура позволяет получить более детализированную модель, особенно в зонах малых скоростей (ЗМС). Благодаря этому задача компенсации неоднородностей выполняется точнее и, следовательно, уточняется структурный план геологической модели. Также, дальнейшее использование высокоразрешенной скоростной модели, как стартовой, очевидно, позволит улучшить PSDM изображение,

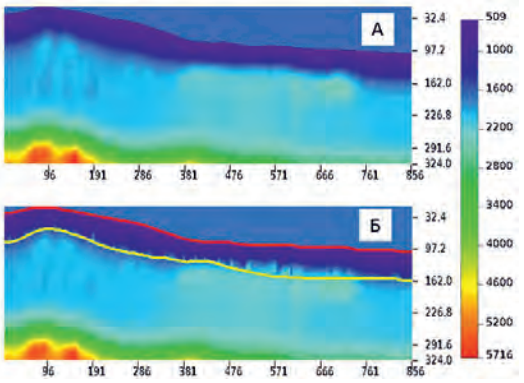


Рис. 6. А - модель продольных волн, полученная по сеточной томографии (по преломленным волнам), Б - уточненная модель продольных волн методом SWI.

поскольку метод SWI корректнее описывает реальное распределение скоростей в ЗМС, чем модели при стандартных подходах (пластовая, сеточная инверсия по преломленным волнам).

Литература

1. Yang Jianxun, Calculation of the Characteristics of Traveling Waves in Layered Media, Computational Mathematics and Modeling, Vol. 29, No. 3, July, 2018, 287-298

2. Ю.Н. Воскресенский, Полевая геофизика: учеб. для вузов. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. – 479 с.: ил.

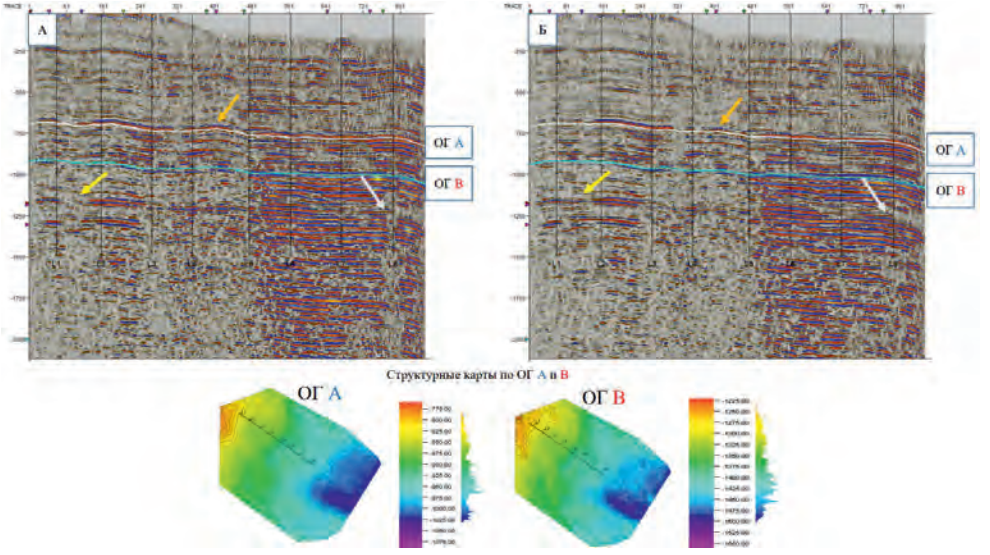


Рис.7. Суммарные разреза. А - статическое решение по преломленным волнам (сеточная томография), Б - статическое решение по уточненной модели после SWI.

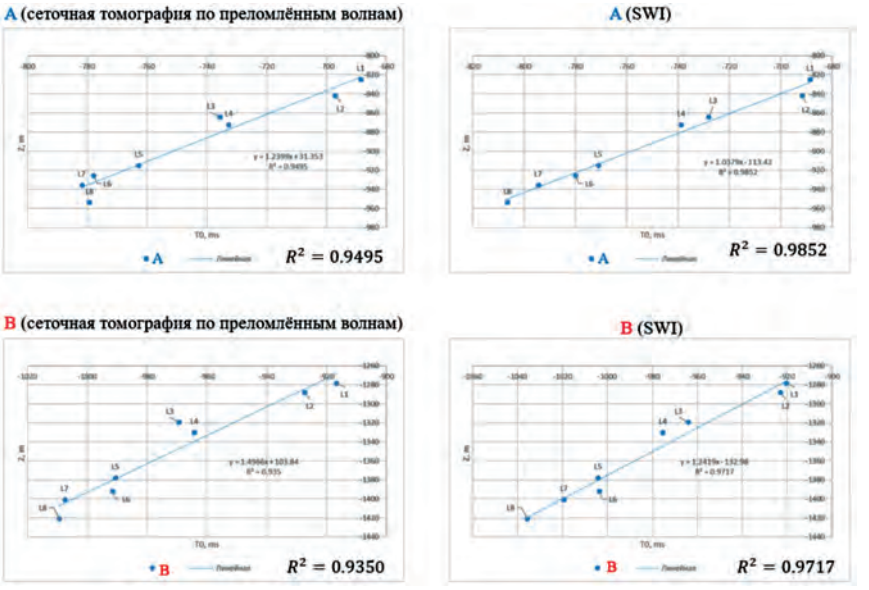


Рис. 8. Линейно-регрессионный анализ по ОГ А и В.

ВИБРОИСТОЧНИКИ «ВОСТОК» ОТ ЗАВОДА BASV В РОССИИ

В наличии и под заказ



На колесном и гусеничном ходу



Летнее и арктическое исполнение

Продольная (P) и поперечная (S) волна



@BASV_VOSTOK_RUSSIA

xPORT GROUP

Эксклюзивный дилер BASV в России

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

ОЛИМП-ОЙЛ
ТОРГОВЫЙ ДОМ

Официальный дистрибьютор BASV в России:

Moscow - xPort Group, OOO
Phone: +7 (916) 172-87-67

E-mail: dkrasnoborov@xportgroup.com

xPORT GROUP

GDST 中科深源

многофункциональная
бескабельная система

уже в России!

AllSeis – 1C, 3C, 4C







- **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

Сравнение волновых полей ВСП, полученных с использованием различных СВИП сигналов

Королев Д.А., Шевченко А.А., ООО «ПетроТрейс». г. Москва

Стандартным шагом обработки вибросейсмических данных является получение корреллограмм или корреляция вибросейсмических данных с эталонным сигналом-свипом. Результатом корреляции является наблюденная сейсмическая трасса, на которой сигналом источника является функция автокорреляции исходного свип сигнала. В современной вибросейсморазведке широко применяются методики, которые реализуют сложные свип сигналы или повторяющиеся вибрационные воздействия, имеющие цель расширение спектра сигнала на результирующих виброграммах (Жуков А.П. и др. 2011; Korotkov I., Zukov A., 2020). Использование комбинированных свип сигналов и повышение доли высоких частот в свипе обусловлено тем, что при возбуждении высокочастотных компонент может происходить их поглощение в механической системе вибратор-грунт. Повышении энергии высокой частоты в свипе позволяет генерировать в среде сейсмические сигналы с контролируемым частотным спектром.

Целью работы является изучение амплитудных изменений в возбуждаемом вибросейсмическом сигнале. Объект исследования - волновые поля ВСП, полученные с использованием вибраторов излучающих различные комбинированные свипы. В работе приводится сравнение волновых полей при одинаковом положении источников и приемников, но с различными сигналами в источнике. Для сравнения сигналов используется параметрический подход к определению амплитудных искажений в сейсмической записи.

Наблюдения ВСП с различными сигналами источника

Исходной информацией о возбуждаемом свип сигнале является функция автокорреляции. Для разных свипов автокорреляционные функции (АКФ) могут различаться длиной главного максимума, иметь различные по амплитуде побочные максимумы и длину «хвостов». Использование повторных наблюдений и комбинированных свип сигналов теоретически дает возможность сравнивать сейсмические волновые поля, и изучать вопросы изменения сигналов при возбуждении и прохождении в геологической среде (Адиев Т.Р., Коротков И.П. 2023). На Рис.1 приведены волновые поля ВСП с выполненной компенсацией геометрического расхождения. На фрагменте А приведено поле ВСП, полученное с импульсным источником возбуждения и при небольшом отклонении пункта взрыва от положения вибраторов, используемых при вибрационном возбуждении сигнала. В качестве источника применялась небольшая 2-х литровая воздушная пушка. Это наблюдение не является эталоном, но может служить некоторой опорой для анализа изучаемой волновой картины ВСП. При вибрационных работах положение вибраторов было неизменным в течение всех проведенных работ. Последовательность наблюдений ВСП была такая, что при одном положении приборов в скважине выполнялась регистрация данных с использованием различных свипов. На трех фрагментах Б,В,Г рисунка 1. показаны разрезы ВСП для которых в качестве источника сигнала использовалась группа из 2х вибраторов, генерирующая различные свип сигналы длиной 15 сек с изменением частоты от 3 до 120 Гц.

Волновые поля, показанные на рисунке 1 получены с различными свип сигналами. На фрагменте Б рис1. поле ВСП, получено при возбуждении линейного свип сигнала в спектре которого генери-

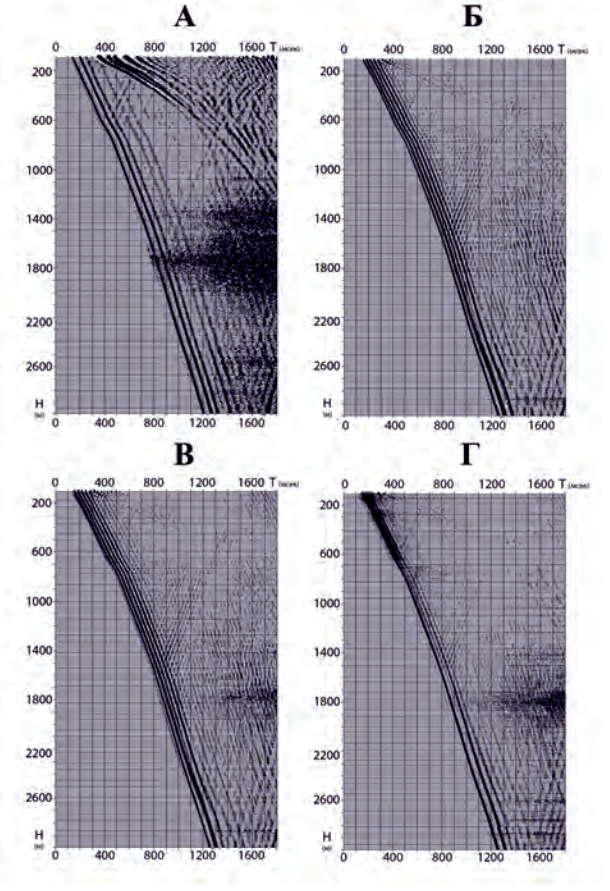
ровались минимально возможные начальные частоты, в данной статье свип имеет индексацию LowF. На рис.2 показаны корреляционные функции трех тестируемых свипов и на рис.3 их спектры. На фрагменте В рис.1 волновое поле ВСП получено при возбуждении сигнала для которого амплитудная модуляция выполнялась по линейному закону в области логарифмического спектра. Величина Q, определяющая линейный наклон логарифмического спектра равнялась 50. Индексация данного свипа на рисунках Q50. На фрагменте Г рис.1 волновое поле ВСП получено с модуляцией свипа с существенным увеличением амплитуды высокочастотных гармоник. Индексация данного свипа на рисунках IW1.

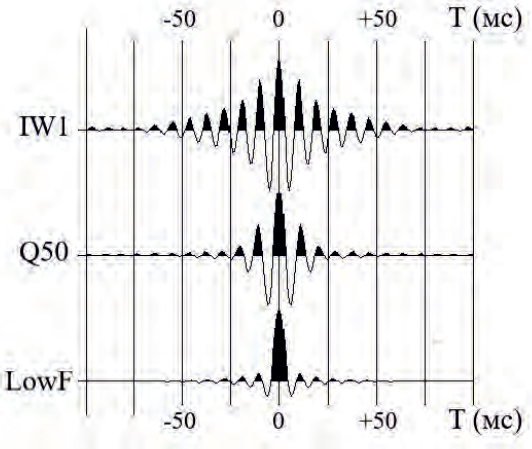
Форма падающей волны на полях ВСП при вибро-сейсморазведке определяется функцией автокорреляции используемых свипов (Рис.2). При визуализации полей на рис.1. представлена только часть волнового поля на которой видна форма падающей прямой волны. Для того чтобы данные были сравнимы между собой и были видны первые вступления ко всем данным применен мьютинг перед первыми вступлениями 75 мсек. На волновых полях сложно оценить форму излучаемого сигнала, поэтому первоначально для различных свипов мы сравниваем теоретические формы автокорреляционных функций (рис.2) и их спектры. Спектры (рис.3) приведены в двух масштабах,- линейном и логарифмическом. Сопоставляя формы АКФ и спектры мы видим, что закономерно для сигналов IW1 и Q50 главные максимумы имеют меньшую длину. Хотя за счет низкой энергии в области низких частот огибающие ФАК слабо затухают, что не приветствуется при наблюдениях ВСП. Однозначно, что с точки зрения временной разрешенности сигнала наилучшая форма ФАК достигается для LowF – свипа. Свип с равномерно АЧХ (LowF) может служить некоторым базовым эталоном, показывающим возможность получения наиболее качественного сигнала с наибольшей разрешенностью в заданном диапазоне частот (3-120 Гц).

Анализ спектров опорных свипов

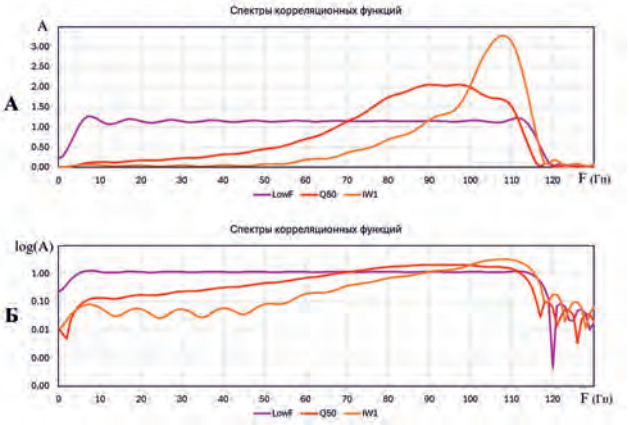
При возбуждении, распространение и регистрации сигналов их форма и спектр изменяются. С точки зрения анализа условий возбуждения сигналов нам было бы интересно проанализировать подобие спектров АКФ свипов на различных частотах. На Рис.4 приводятся отношения энергетических спектров. Спектры свипов IW1 и Q50 поделены на энергетический спектр широкополосного сигнал

Рис.1. Наблюденные поля ВСП. А-импульсный источник; Б-ЛЧМ; В- Q-50; В - IW1.





▲ *Рис. 2. Корреляционные функции свип сигналов.*

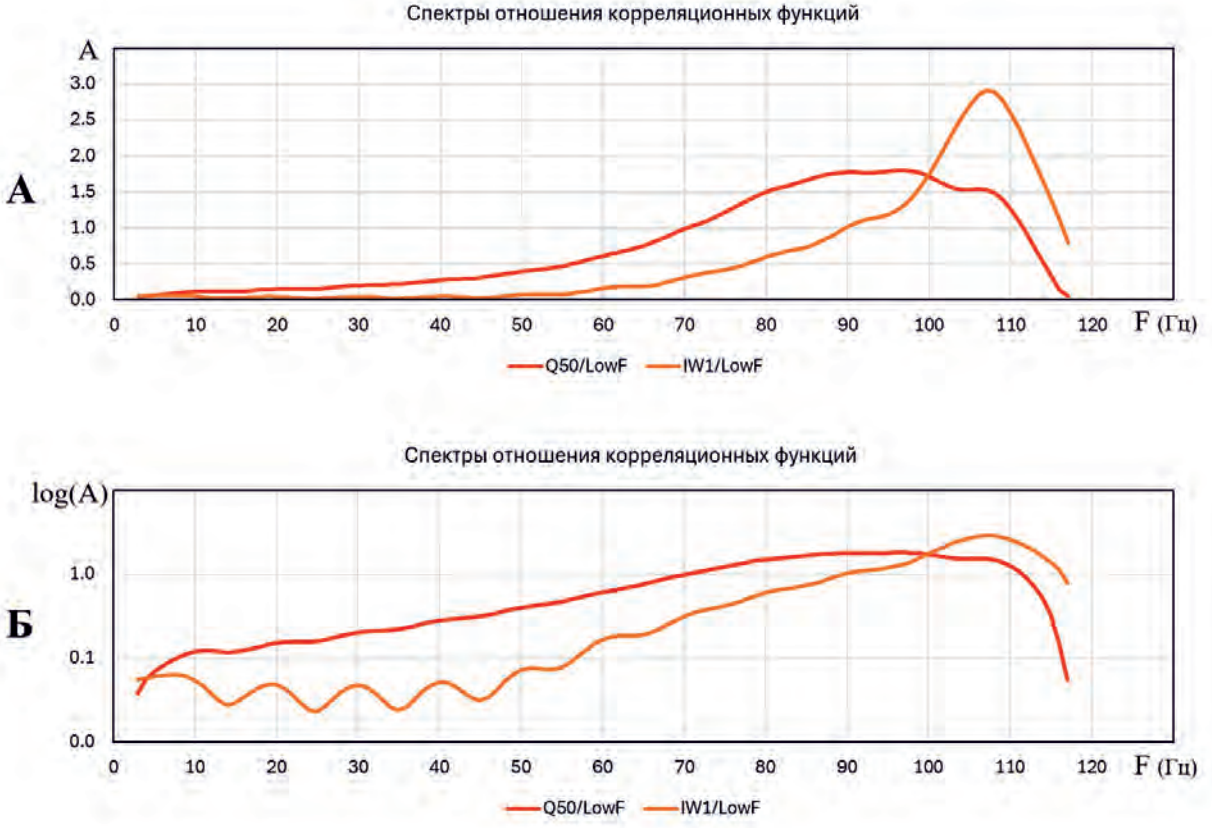


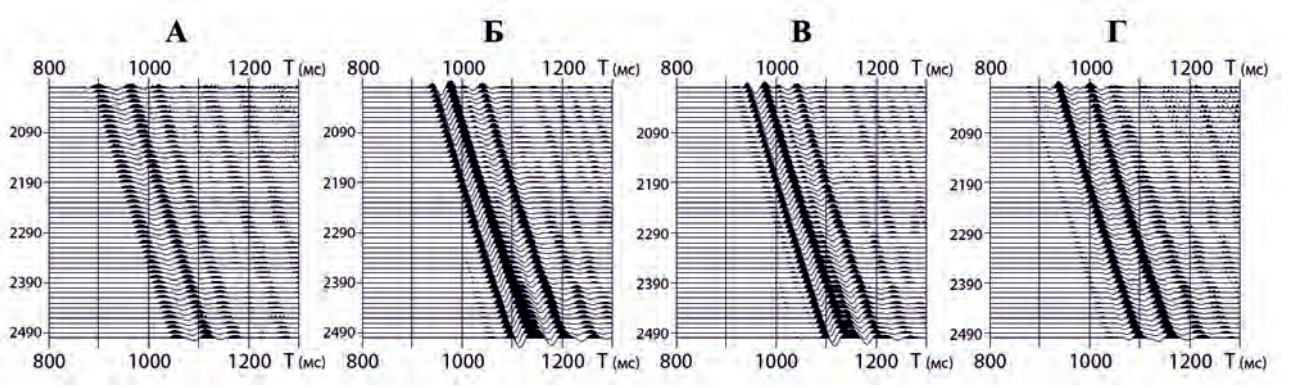
▲ *Рис.3. Спектры автокорреляционных функций различных свипов. В линейном (А) и логарифмическом масштабах (Б).*

LowF. Для идеальных сигналов, то есть опорных свип сигналов, записанных на сейсмической станции, рассмотренные отношения спектров Q50 и IW1 к спектру LowF свипа повторяют исходные спектры АКФ, так как спектр LowF является константой в широком диапазоне частот.

При выполнении наблюдения ВСП с вибраторами в среде распространяются не опорные свипы а искаженные при возбуждении и прохождении в геологической среде сигналы. Воспользуемся тем, что для фиксированного положения ПВ и ПП для сейсмической трассы с

▼ *Рис.4. Спектры отношений энергетических спектров различных свипов. А- линейный масштаб; Б- Логарифмический масштаб.*





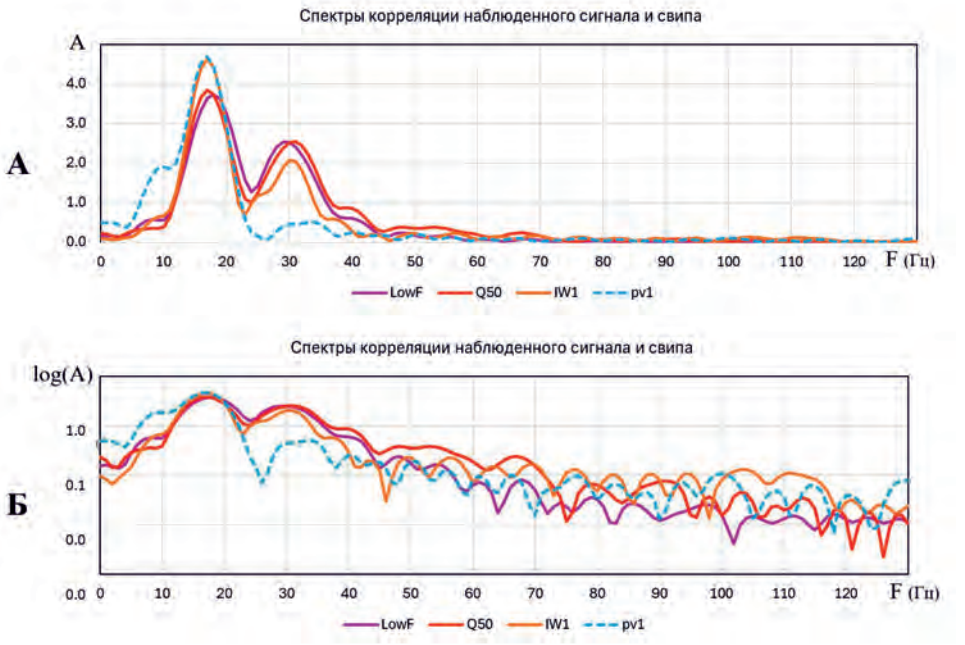
▲ *Рис. 5. Наблюденные поля ВСП в области анализа. А-импульсный источник; Б-ЛЧМ; В- Q50; Г - IW1.*

различными свипами – импульсная характеристика среды одна и та же. Это дает право рассматривать отношения спектров АКФ трасс между собой и считать что импульсная характеристика среды не вносит никакого вклада в вычисляемые отношения спектров. Так как для трасс условия регистрации и импульсная характеристика среды не изменяется, то отношения спектров будет показывать в основном различие в возбуждения сигналов.

На рис.5 приведены фрагменты разрезов ВСП, зарегистрированные на глубине 2000-2500 метров. На всех волновых картинах форма регистрируемого сигнала различна. Представленное на фрагменте А поле получено с импульсным источником и положение источника отличается от положения вибраторов на 50 метров. Импульсный источник располагался на глубине 1 м и поэтому формирование спутников сигнала и кратных волн было такое же как для вибрационного возбуждения. На поле импульсного источника в поле падающей волны можно видеть ряд частично-кратных волн образованных в ВЧР и влияющих на форму сейсмического сигнала. Можно полагать, что подобные спутники должны быть зарегистрированы на виброграммах. Сравнивая между собой три поля на фрагментах Б ,В, Г рисунка 5 можно видеть повторные максимумы, обусловленные спутниками. Но амплитуда максимумов в первых вступлениях в каждом волновом поле различна и определяется формой спектра свипа.

Анализ спектров падающей волны на разрезе ВСП

На рисунке 6 представлены амплитудные спектры, рассчитанные для трасс, расположенных на глубине 2290 метров. Спектры представлены в линейном и логарифмическом масштабе для того, чтобы можно было лучше контролировать различие спектров на всех частотах. Для импульсного источника основной максимум спектра на частоте 18 Гц совпадает с максимумами спектров сигналов полученных с вибрационным возбуждением. Для сигнала с импульсного источника спектр в области низких частот выше, а в области высоких частот ниже, чем для вибрационного возбуждения. На этом основании можно сказать, что вибрационное возбуждение по сравнению с импульсным источником имеет преимущество в том, что существует возможность с помощью вибраторов контролируемо изменять спектр возбуж-



А

Б

Рис.6. Спектры автокорреляционных функций одной сейсмической трассы ВСП для различных свипов. Окно анализа 500 мс.
В линейном (А) и логарифмическом масштабах (Б).

даемого сигнала, преимущественно в области высоких частот.

При сравнении спектров сигналов на фрагментах Б, В, Г хорошо видно, что спектры очень похожи между собой на частотах до 50 Гц. На спектрах вибросигналов хорошо виден максимум на 30Гц, отсутствующий на спектре сигнала импульсного источника. Различие спектров LowF, Q50, IW1 в области высоких частот происходит на относительно небольших амплитудах, но это различие хорошо видно на графиках в логарифмическом масштабе. Рассмотрим относительное изменение спектров, повторив для наблюденных данных расчет, показанный на рис.4. Графики отношений Q50/LowF и IW1/LowF (соответственно рис.7А и рис.7Б) представлены линиями синего цвета. Графики отношений спектров Q50 и IW1 к спектру LowF дают информацию о различии спектров в области частот от 10 до 110 Гц. При этом в знаменателе отношения спектров стоит спектр LowF, который уже не является постоянной величиной, как для опорного свипа. На рис. 6 можно видеть, что все спектры имеют два выраженных максимума на частотах 18Гц и 30 Гц. Для сравнения на рис.7 представлены отношения спектров, рассчитанные для опорных сигналов (C_Q50/LowF и C_IW1/LowF). Так как абсолютные значения наблюденных сигналов изменились, то для каждого спектра в диапазоне 10-60 Гц была выполнена нормировка кривых, уравнивающая амплитуду опорного отношения (C_Q50/LowF и C_IW1/LowF) с графиком отношений наблюденных спектров (Q50/LowF и IW1/LowF). Графики нормированных опорных отношений (N_Q50/LowF и N_IW1/LowF) представлены на рис.7 пунктирной линией.

Анализируя изменения спектральных отношений можно видеть, что отношение спектров в диапазоне частот 15-60 Гц не изменились. Для диапазона частот выше 60 Гц видно, что амплитуды гармоник для свипов Q50 и IW1 стали меньше, относительно спектра LowF. Причину относительно большего затухания амплитуд по данному эксперименту выяснить сложно. Можно только отметить факт, что для свипов с увеличением амплитуды высокочастотных гармоник происходит различное (в зависимости от

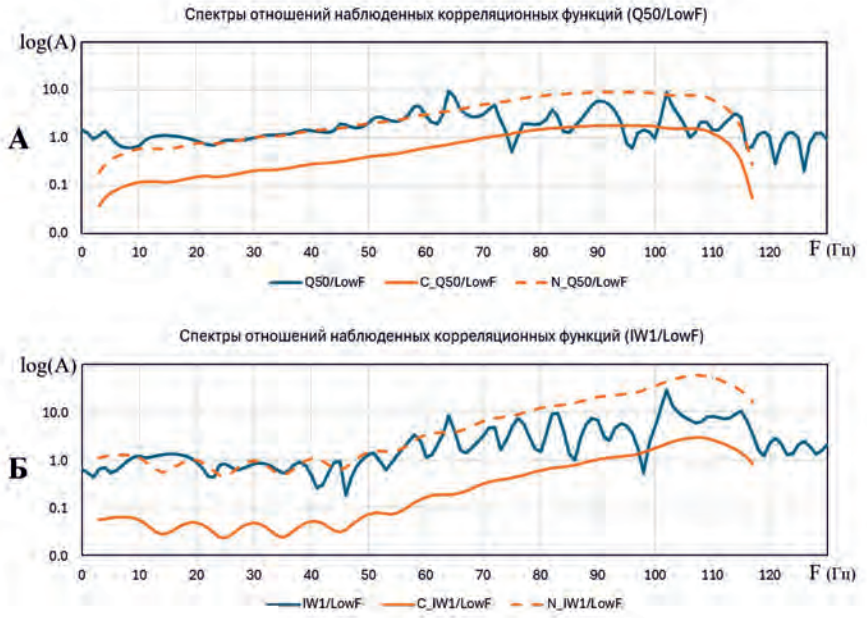


Рис. 7. Спектры отношений автокорреляционных функций одной сейсмической трассы ВСП для различных свипов. Окно анализа 500 мс. В логарифмическом масштабе.

амплитуды) поглощение в диапазоне частот выше 60 Гц в данном полевом эксперименте.

Корректирующая фильтрация данных ВСП

Для того чтобы определить эффективность различных методов возбуждения сигнала для проведения работ ВСП выполним корректирующую амплитудную фильтрацию волновых полей. Используем для компенсации высокочастотных компонент полосовые фильтры, построенные по принципу компенсации поглощения. Для этого используются фильтры, зависящие только от одного параметра Q. Где Q коэффициент линейного искажения логарифмического спектра фильтра (Королев Д.А. и др. 2022). На рис.6 были приведены спектры трех различных трасс, и обсуждались особенности изменения частотного состава спектров в области высоких частот. Для компенсации искажений в области высоких частот используем Q фильтры в диапазоне 40-90 Гц. На рисунке 8 приведены спектры фильтров, которые подобраны для компенсации полей ВСП. Самая большая компенсация потребовалась для восстановления высокочастотных компонент для ЛЧМ свипа с постоянными амплитудами (LowF). Приведенный на рисунке спектр соответствует фильтру в полосе частот 35-40-90-100 Гц, значение параметра Q=80. Для волновых полей Q50 (рис. 5, В) и IW1 (рис. 5, Г) применены фильтры, построенные в том же диапазоне частот, с параметрами Q=90 и Q=100 (соответственно для фильтров Q50 IW1).

По спектрам трасс после применения коррекции можно видеть, что восстановление высокочастотных составляющих спектров сигнала с помощью полосовых Q фильтров выполнен достаточно хорошо. На спектрах с линейным масштабом (рис.9А) можно видеть, что спектры всех вибросигналов имеют похожую структуру, совпадающие по положению локальные максимумы и минимумы. Это означает что импульсная характеристика среды на данной трассе ВСП сохраняется при выполнении коррекции. На спектрах в логарифмическом масштабе (рис.9Б) хорошо видно, что уровень усиления для различных вибросигналов после коррек-

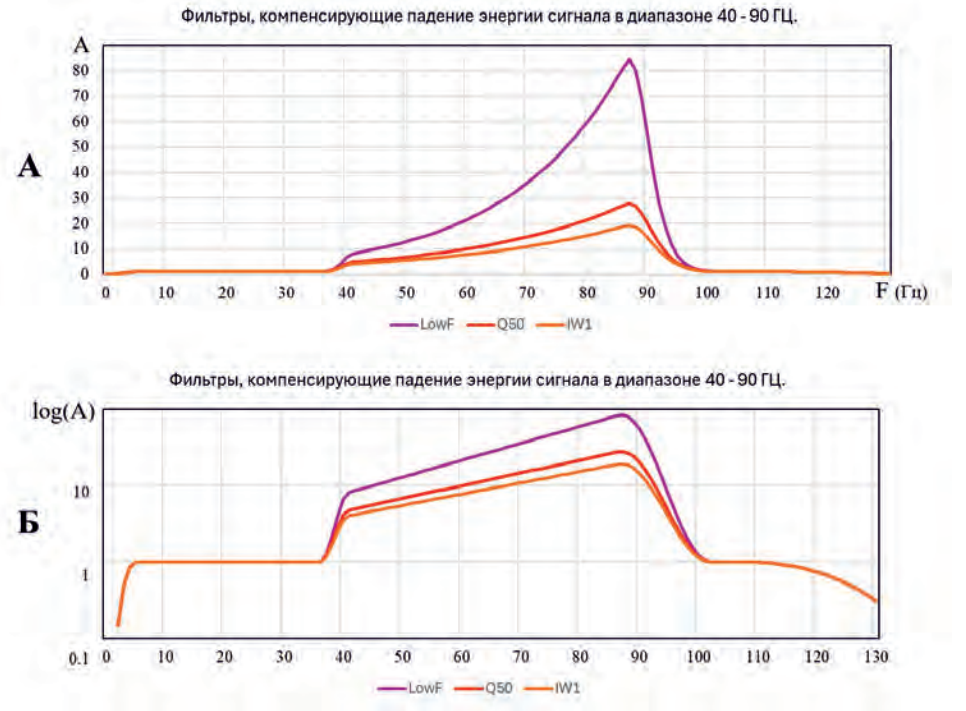


Рис.8. Спектры корректирующих Q-фильтров, используемых для коррекции вибросейсмических записей. А-линейный масштаб; Б – логарифмический масштаб.

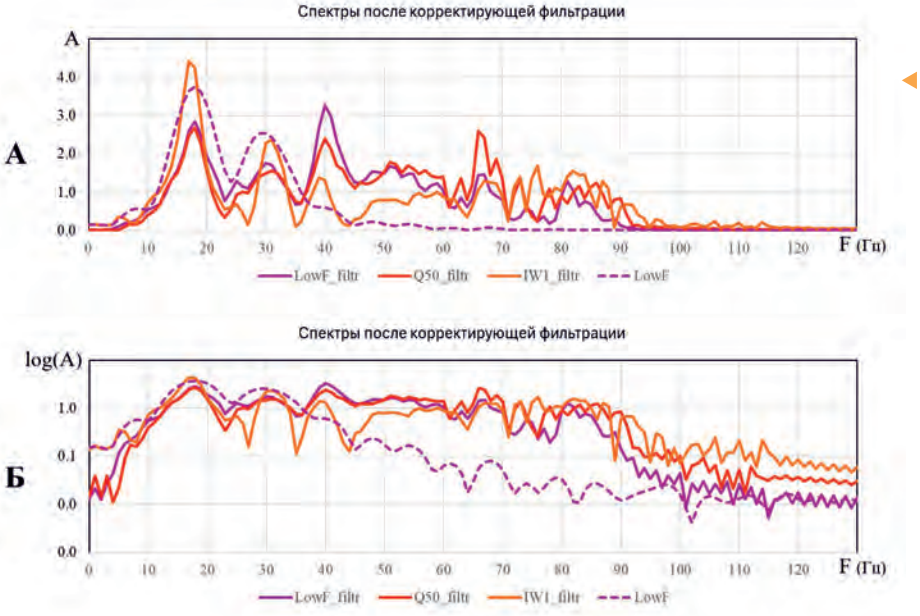


Рис.9. Спектры трассы ВСП (Н=2290м) после применения корректирующих фильтров. А-линейный масштаб; Б- Логарифмический масштаб. Сиреневый график пунктирная линия – Спектр LowF свипа до применения корректирующего фильтра.

ции близок к постоянной составляющей. По сравнению со спектром LowF до коррекции (пунктирная сиреневая линия) видно существенное усиление спектров на частотах выше 40 Гц.

Результаты сравнения волновых полей рисунок 10 до и после коррекции подтверждает рассмотренные спектральные изменения. На фрагментах А и Б выполненная Q-фильтрами коррекция привела к очень хорошему совпадению восстановленных полей. Несмотря на то, что данные со свипом Q50 до коррекции были более высокочастотными, после коррекции данные LowF и Q50 почти не отличаются друг от друга. Применяемые для коррекции фильтры затрагивали спектральный диапазон 40-90 Гц. По-видимому низкочастотная область спектра для двух волновых полей была похожей, что позволило получить близкие результаты коррекции. Волновое

поле, зарегистрированное с высокочастотным сигналом IW1 после коррекции восстановилась не так хорошо. На фрагменте рис.10В после коррекции наблюдается высокий уровень высокочастотных шумов. При анализе по спектрам высокочастотная часть спектра сигнала IW1 восстановлена хорошо. Но различие с данными LowF и Q50 на низких частотах большая. Это привело к тому, что форма волнового поля сильно отличается и на результатах наблюдается больший уровень помех. Сравнение данных говорит о том, что использование свипов с большим градиентом амплитуд между низкими и высокими частотами может потребовать более существенной обработки, чтобы быть сравнимым с результатами наблюдений с обычными ЛЧМ свипами. Для обработки наблюденных (IW1 – свип) данных требуется дополнительное восстановление волнового поля на низких частотах и возможно фазовая коррекция наблюденных данных.

Благодарности

Авторы выражают признательность сотрудникам ООО «Геофизические системы данных» Жукову А.П. и Короткову И.П. за возможность анализа полевых данных и конструктивные советы при обсуждении результатов вибрационных наблюдений, представленных в статье.

Выводы

В представленной работе выполнен анализ и коррекция формы падающей волны, наблюденной на данных ВСП с различными свип сигналами. При визуальном анализе и на амплитудных спектрах хорошо видно повышение частотного состава волнового поля при применении свипов с увеличенным уровнем

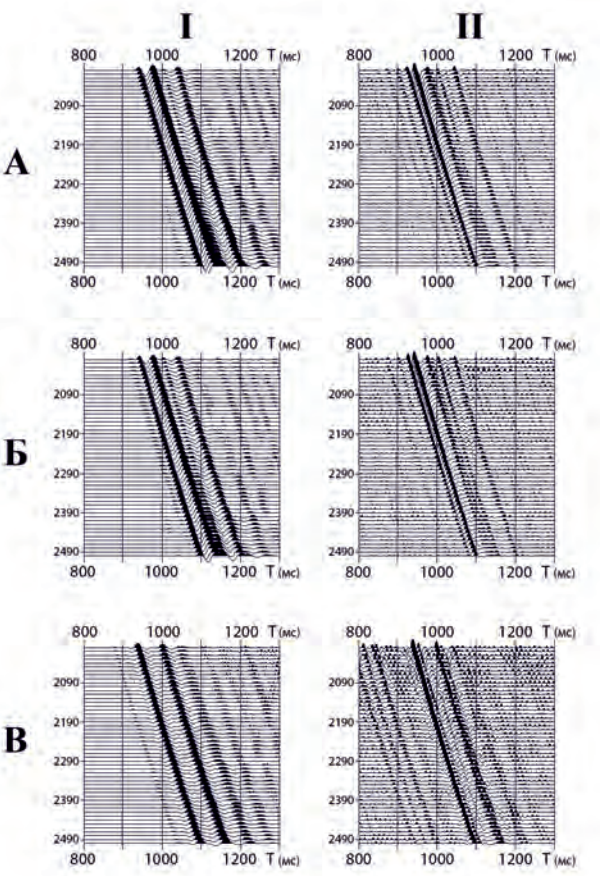


Рис. 10. Поля ВСП до (столбец - I) и после применения корректирующей фильтрации Q-фильтрами в диапазоне 40-90Гц (столбец - II). А-ЛЧМ сигнал LowF; Б – сигнал с линейным возрастанием амплитуды в логарифмическом спектре - Q50; В – сигнал с повышенными амплитудами в области высоких частот - IW1.

амплитуд на высоких частотах. На низких и средних частотах от 10 до 50 Гц поглощение пропорционально энергии сейсмического сигнала, возбуждаемого вибратором. Для высокочастотных свипов, по сравнению со стандартным линейным свипом, на частотах выше 50 Гц наблюдается дополнительное уменьшение энергии наблюденного сейсмического сигнала. На полевых данных ВСП показано, что компенсация потери энергии на высоких частотах может быть выполнена с помощью специальных корректирующих фильтров. Так как

используемые фильтры могут вносить только линейные (в логарифмической области) изменения спектра, то их использование предполагает сохранение без искажения частотной характеристики среды.

Литература

1. Жуков А.П., Колесов С.В., Шехтман Г.А., Шнеерсон М.Б. Сейсморазведка с вибрационными источниками. Тверь, 2011.

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

3. Korotkov Ilya, Zukov Aleksander. Invers Q sweep Signal for Broadband Vibroseis Acquisition. In SEG Technical Program Expanded Abstracts, 2020.p.116-120

4. Королев Д.А., Королев А.Е., Шевченко А.А. Параметрические методы коррекции сигналов в вибросейсморазведке. Международная геолого-геофизическая конференция «ГеоЕвразия – 2022. Геологические технологии: наука и бизнес». Москва 2022.

Подробнее об авторах



Королев
Димитрий Александрович

Геофизик компании ООО «ПетроТрейс». Окончил Российский государственный университет нефти и газа (Научно-исследовательский университет) имени И.М. Губкина в 2020 г. и аспирантуру кафедры сейсмометрии и геоакустики геологического факультета МГУ в 2023 г. Сфера интересов – теоретические аспекты деконволюции сейсмических данных.



Шевченко
Алексей Александрович

Руководитель технологического департамента ООО «ПетроТрейс»

В 1981 г. окончил МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. Работал в компаниях ЦГЭ МНП, СП МДСЕЙС, ПетроАльянс, Шлюмберже. К.т.н. Автор более 50 публикаций. Член ЕАГО, EAGE, SEG.

Импульсное возбуждение в движении: реальные достижения или «бег на месте»?

- Камалтдинов Р.Р., Зозуля В.А., ООО «ТСКГ», г. Тюмень.
- Гладилов Д.В., Ошкин А.Н., Турчков А.М., ООО «Соника», г. Санкт-Петербург.

В настоящее время сейсморазведочные работы все чаще осуществляются на фоне развитой нефтегазовой инфраструктуры и в пределах населённых пунктов, а также в условиях сложного рельефа и орогидрографии, что создает множество трудностей. Однако это не единственная проблема, с которой сталкиваются специалисты в этой области. Ограниченные сроки выполнения работ также составляют серьёзный вызов. В последние 10-15 лет продолжительность полевого сезона в северных регионах заметно уменьшилась, что обусловливает необходимость интеграции как нового оборудования, так и современных технологий для снижения рисков невыполнения задач.

Одной из таких инновационных технологий стало использование импульсных источников сейсмических сигналов в движении, основанное на одиночных ударах и сокращении расстояния между пунктами взрыва до 5-7 метров. Эта методика значительно увеличивает производительность работ, позволяя проводить исследования в большинстве эксклюзивных зон.

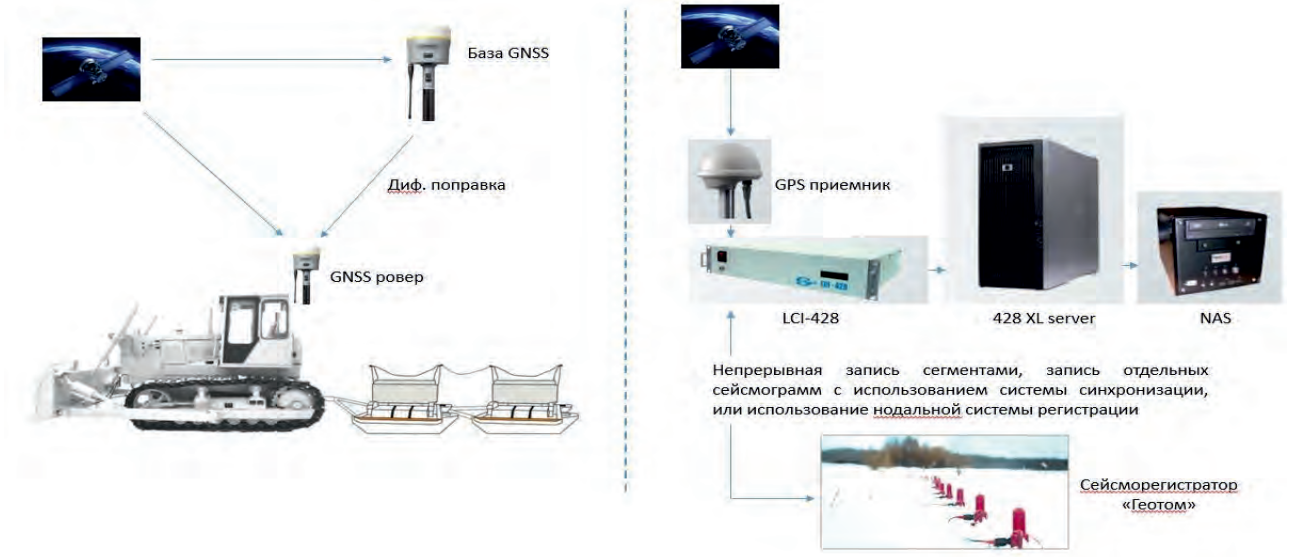
Из истории вопроса

Импульсный источник стал важной частью арсенала сейсмических технологий и активно применяется на протяжении последних нескольких десятилетий. Он используется как альтернатива другим видам источников в условиях, когда их использование невозможно, так и в комбинации с ними в различных специальных зонах.

Архитектура работ в движении (рис.1), следующая:

1. На трактор, буксирующий группу из 2-х источников, устанавливается GNSS ровер, который записывает данные позиционирования (x, y и высота), а также GPS время.

2. Для записи полевого материала могут использоваться как кабельные системы, так и бескабельные. В случае использования кабельной системы на сейсмостанцию устанавливается GPS приемник для записи времени с целью



▲ *Рис. 1. Архитектура работ импульсным источником в движении.*



▲ *Рис. 2. Группа из 2-х источников «Енисей СЭМ-50» в работе.*

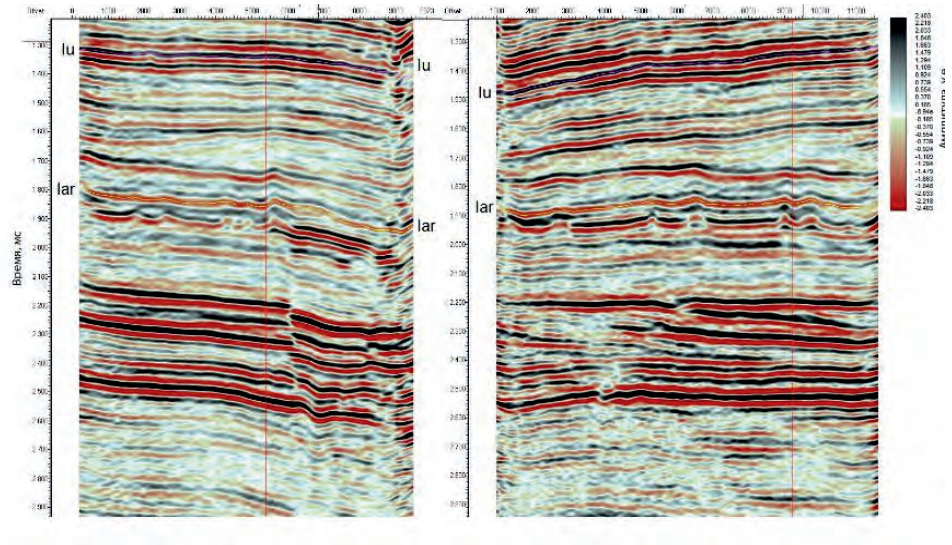
дальнейшей синхронизации полевых данных с данными позиционирования и времени срабатывания источников. В случае использования нодальных систем все данные автоматически регистрируются полевыми блоками.

Технология несколько лет отрабатывалась, проводились различные опытно-методические работы с целью выбора оптимальных параметров использования оборудования.

В 2021 г. компания «Соника» провела первые производственные работы на территории республики Коми. Были проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3D на участке площадью 100 кв.км. На рисунке 2 показана группа из 2-х импульсных источников «Енисей СЭМ-50», использовавшихся на проекте.

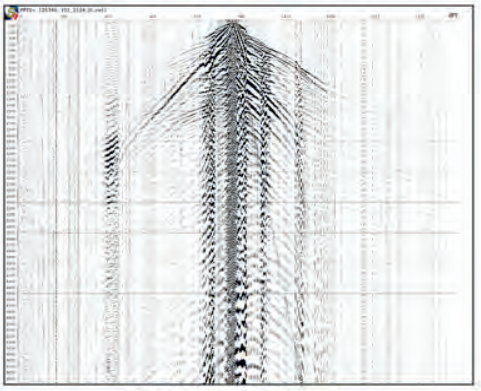
Практические аспекты работы компании ТСГК с возбуждением сигнала в движении

ООО «ТСГК» в том же полевом сезоне провела опытно-методические работы по применению данной технологии в республике Саха (Якутия) с использованием кабельной регистрирующей системы и группы из 2-х источников ЭМИ-100, буксируемых трактором.

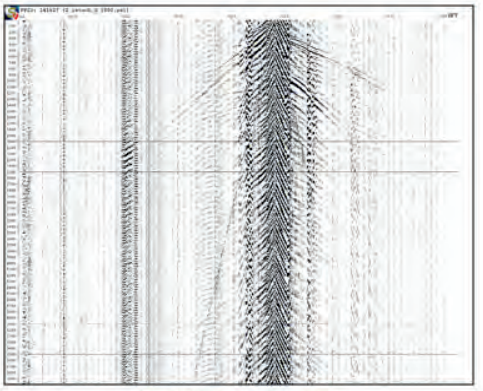


◀ *Рис. 3. Глубинность исследований в приполярных районах Европейского Севера превысила 7 км.*

ПАРАМЕТРЫ РЕГИСТРАЦИИ	СТАНДАРТ	В ДВИЖЕНИИ
Методика сейсморазведочных работ	МОГТ-2D	
Тип сейсмостанции / источник	SERCEL 428 XL / ИМПУЛЬС	
Количество активных каналов	481 (на ПВ)	640 (всего)
Количество источников возбуждения	4	2
Количество накоплений	4-12	1
Расстояние между ПВ / ПП (м)	50 / 25	6,5 / 25
Длина записи / Шаг квантования (мс)	6000 / 1	
Кратность наблюдения (размер бина 12,5 м)	120	377
Протяженность профиля (км)	16	



4 источника, стандартный



2 источника, в движении

▲ *Рис. 4. Параметры регистрации и первичные сейсмограммы ОМР, республика Саха.*

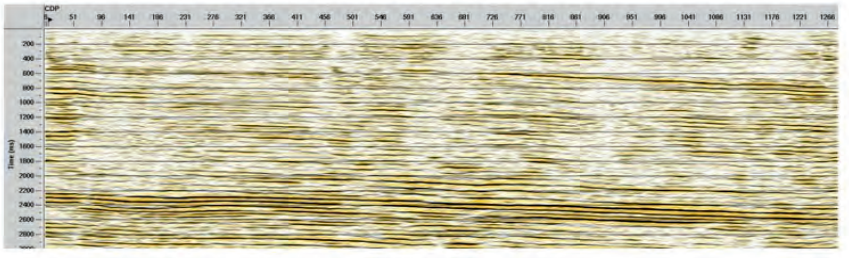
Работы проводились на участке профиля протяженностью 16 км. Средний шаг пунктов возбуждения составил около 6,5 м. Для работ был выбран участок площади работ с максимально разнообразными орогидрографическими условиями. Геологические условия района работ не позволяют на одиночных сейсмограммах уверенно прослеживать отраженные волны, как на стандартных работах, так и работах в движении. На рисунке 4 приведены параметры регистрации и первичные сейсмограммы стандартных работ и работ в движении.

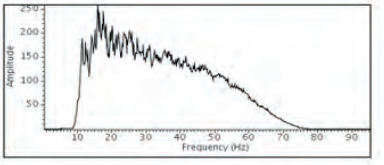
Для обработки данных был подобран граф, позволивший получить кондиционные временные сейсмические разрезы. На временах до 1,5 – 2 секунд наблюдается явное увеличение энергии отражений и разрешенности разреза для работ в движении, АЧХ разрезов сопоставимы (рис. 5).

В 2023 г. ООО «ТСГК» провело опытно-методические работы с применением данной технологии в Западной Сибири. Также использовалась кабельная регис-

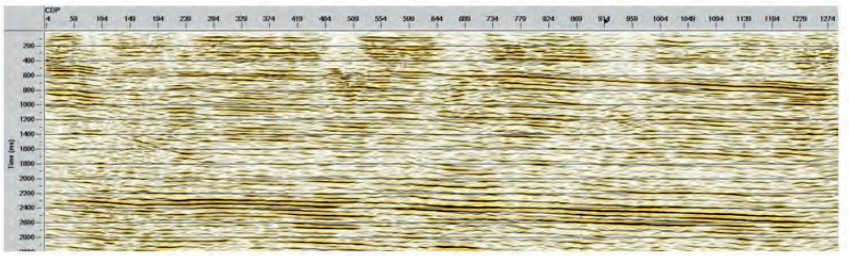
▼ *Рис. 5. Фрагменты временных разрезов и их АЧХ, ОМР, республика Саха.*

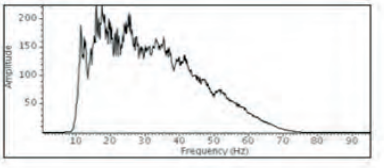
4 источника, стандартный



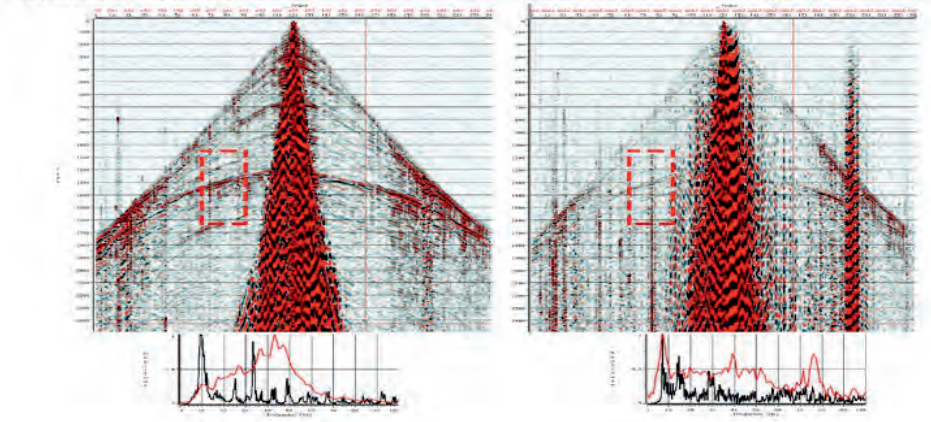


2 источника, движение





ПАРАМЕТРЫ РЕГИСТРАЦИИ	СТАНДАРТ	В ДВИЖЕНИИ
Методика сейсморазведочных работ	МОГТ-2D	
Тип сейсмостанции / источник	SERCEL 428 XL / ИМПУЛЬС	
Количество активных каналов	241	300
Количество источников возбуждения	4	2
Количество накоплений	4-12	1
Расстояние между ПВ / ПП (м)	50 / 25	5-7 / 25
Длина записи / Шаг квантования (мс)	4000 / 2	
Кратность наблюдения (размер бина 12,5 м)	60	800
Протяженность профиля (км)	7,2	



▲ *Рис. 6. Параметры регистрации и первичные сейсмограммы ОМР, Западная Сибирь.*

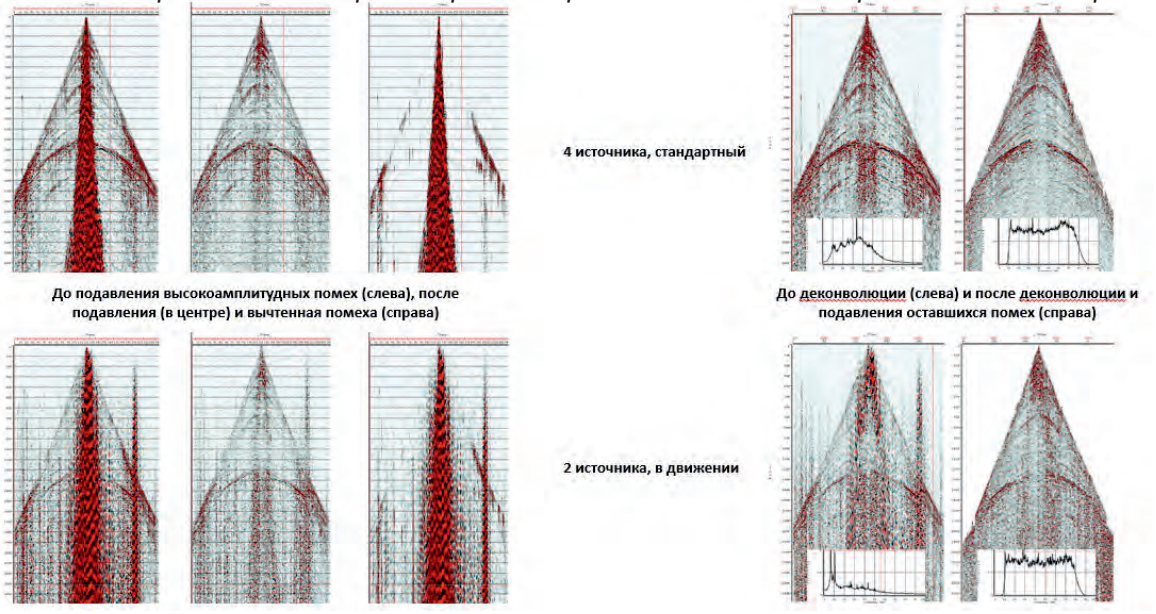
трирующая система и группа из 2-х источников ЭМИ-100, буксируемых трактором. Опытно-методические работы были проведены на участке профиля длиной 7,2 пог. км. Шаг ПВ также был в пределах 5-7 метров, кратность составила около 800 единиц.

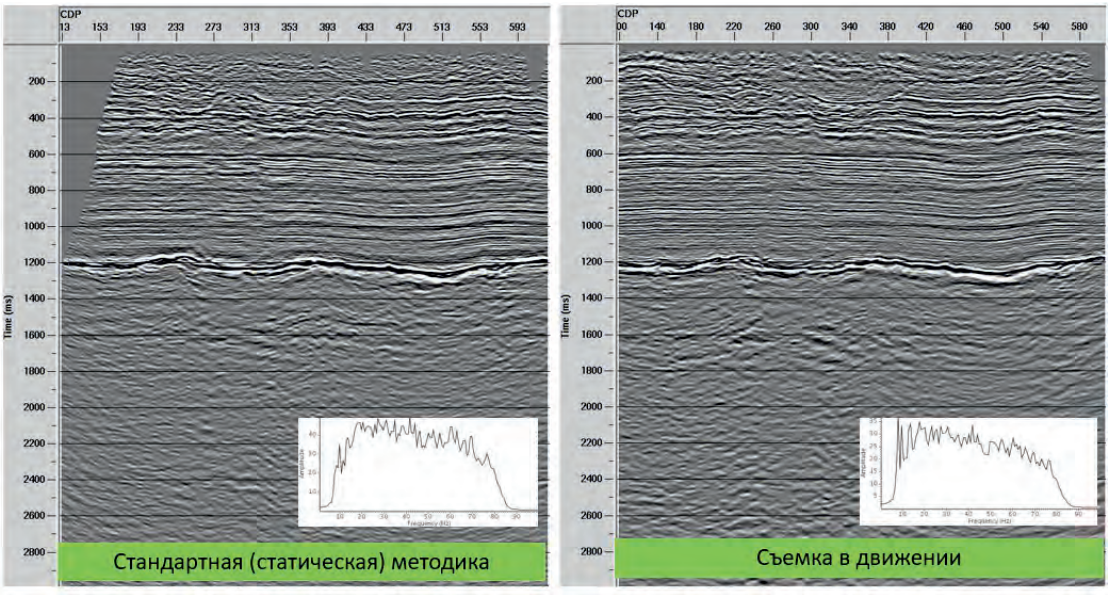
На рисунке 6 приведены параметры регистрации и пример первичных сейсмограмм стандартных работ и работ в движении.

Для первичной сейсмограммы в движении также, как и в предыдущих случаях, наблюдается меньшая энергетика полезного сигнала, но после подавления высокоамплитудных помех и деконволюции сейсмограммы и их АЧХ уже сопоставимы – рисунок 7.

Полученные, после оптимизации графа обработки под имеющиеся геологические условия, временные разрезы (рис.8) также близки и опять наблюдается лучшая прослеживаемость верхних горизонтов.

▼ *Рис. 7. Сейсмограммы стандартных работ и работ в движении на разных этапах обработки.*





▲ *Рис. 8. Фрагменты временных разрезов и их АЧХ, ОМР, Западная Сибирь.*

Развитие и практическое использование технологии

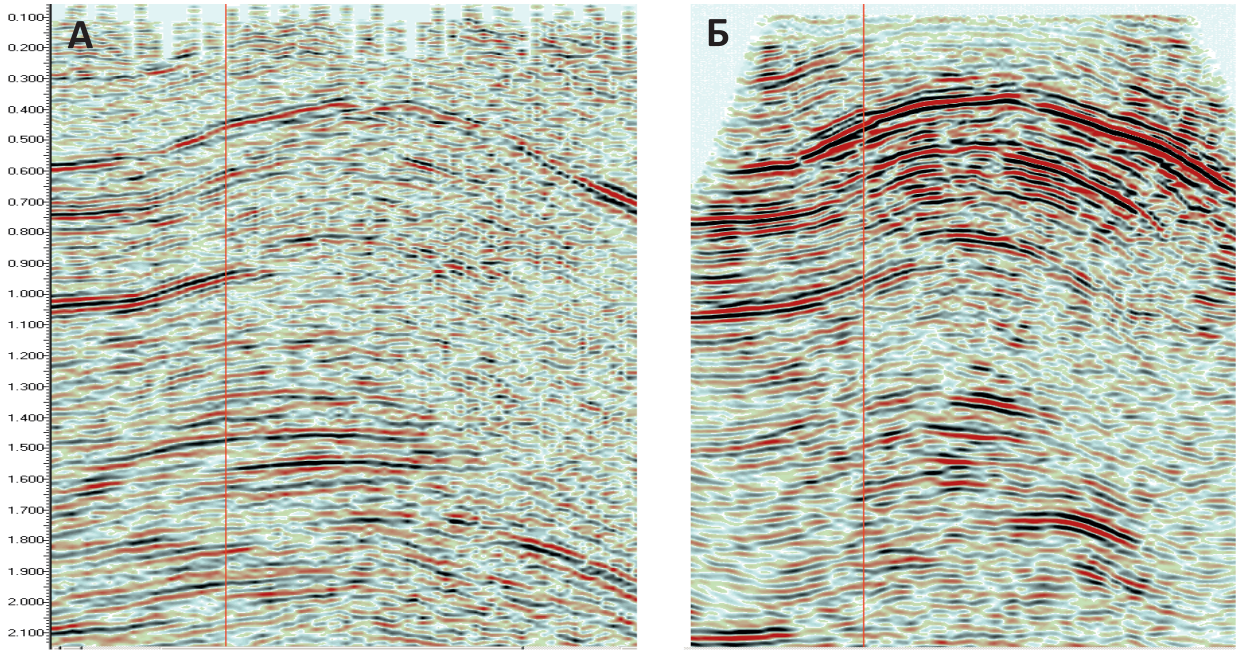
За последние 2 полевых сезона компания «СОНИКА» провела еще несколько производственных работ по данной методике, как в интересах поисков нефти и газа, так и поисков ТПИ.

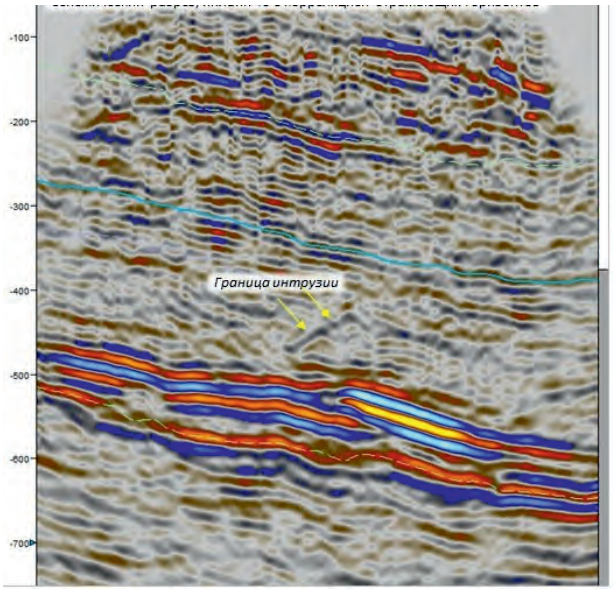
Вот некоторые результаты данных работ.

На рисунке 9 приведено сравнение фрагментов архивного 2D профиля, выполненного по классической схеме взрывным источником и сечение куба высокоплотной съемки 3D с импульсным источником в движении в республике Коми. Результат виден невооруженным глазом.

Технология была опробована и при поиске месторождений ТПИ на рисунке 10 приведен пример выделения интрузий в Норильском промышленном районе.

▲ *Рис. 9. Фрагменты временных сейсмических разрезов: А – архивный 2D профиль, взрывной источник; Б – сечения куба 3D, импульсный источник в движении.*





▲ *Рис. 10. Фрагмент временного сейсмического разреза, Норильский промышленный район.*

Несмотря на сложный рельеф и сплошной траповый покров, мощностью до 1.5 км, по результатам высокоплотной сейсморазведки были изучены трапповые отложения, выявлено интрузивное тело сложной формы в толще базальтов, а также получены отражения ниже подошвы траппов (рис. 11).

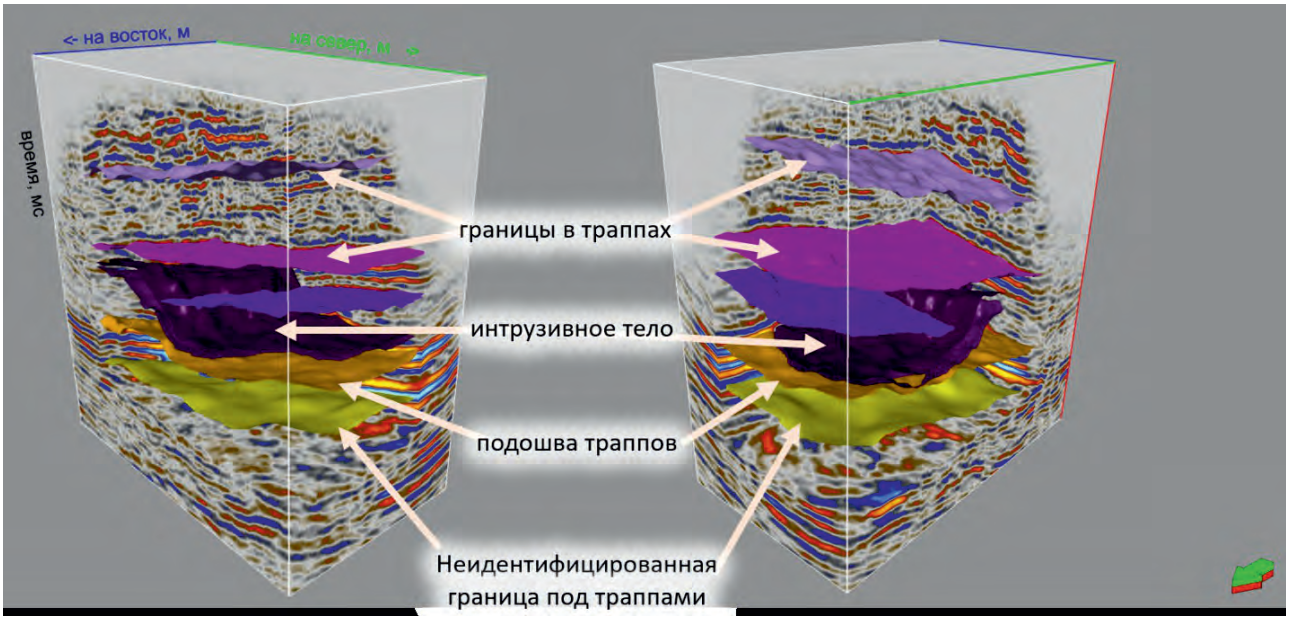
Резюмируя результаты приведенных выше работ, можно утверждать, что разработана, испытана и внедрена в производство новая технология работ с импульсными источниками.

Данная технология позволяет производить работы по экологосберегающим технологиям с применением криволинейных профилей. Производительность, по сравнению со стандартной технологией работ возрастает, в среднем, примерно в 1,5 раза, что вместе с сокращением количества оборудования и персонала позволит снизить себестоимость работ.

Результаты обработки сейсмических данных показали, что высокая плотность (и кратность) данных съемки в движении обеспечивают лучший статистический эффект накапливания сигналов и подавления помех на ряде этапов обработки (поверхностно-согласованные процедуры – деконволюция, коррекция амплитуд, коррекция остаточных статических поправок, а также миграция и суммирование).

Обработанный материал съемки в движении характеризуется более высокой вертикальной разрешенностью за счет отсутствия накапливания на точке воздействия, уменьшения базы группирования источников, а также лучшей работы деконволюции и других процедур, что, в свою очередь, приводит к

▼ *Рис. 11. Выделение поверхности интрузии и других сейсмических границ.*



лучшему качеству прослеживаемости верхних горизонтов за счет более высокой плотности и фактической кратности на малых временах. Общая глубина исследований при этом не уменьшается и позволяет изучать разрез на глубины до 3-5 км.

Заключение

Ежегодно в России выполняется боле 10 проектов с использованием импульсных технологий, как основного источника возбуждения. Однако, несмотря на подтвержденную эффективность работ в движении, пока количество проектов с такой технологией можно посчитать по пальцам. В структуре затрат само время возбуждения, которое экономится кратно, играет не самую значимую роль. Особенно там, где необходима подготовка профилей – рубка и бульдозер. Где в партии используется небольшое количество каналов, что определяет необходимость постоянной перемотки оборудования. Плюс пока не регламентированы стандарты первичной приемки материала – понятно, что традиционный «оконный» анализ тут не годится.

Таким образом, необходимо развивать технологию работ «в движении» сразу в нескольких направлениях. Во-первых, необходимо снижать удельную стоимость канала в приемном тракте «возбуждение-регистрация». И тут необходимо и увеличивать как канальность работ на проекте, так и снижать стоимость единичного канала. Плюс переустановка и наладка каналов должна быть также максимально упрощена и ускорена.

Что касается стандартов контроля качества, то давно назрела необходимость мониторинга работоспособности оборудования и условий возбуждения как основного критерия контроля качества. В условиях высокой плотности работ в сейсморазведке отслеживание каждой трассы становится архаичным подходом, о котором говорят все больше специалистов.

Технология имеет большой потенциал к развитию по следующим направлениям:

- совершенствовании импульсного источника: увеличение скорости срабатывания, повышении его надежности и повышения мощности
- развитие онлайн системы контроля параметров работы источника;
- развитие системы позиционирования источника;
- совершенствование методов обработки получаемых данных.

Хотелось бы сказать, что технология, в первую очередь предлагается, как развитие традиционных работ с импульсным источником, но при определенных поверхностных и глубинных сейсмогеологических условиях, после проведения ОМР вполне может заменить работы и с другими видами сейсмических источников.

Мы видим потенциал данной технологии, как при выполнении работ на небольших участках с применением легких партий, так и для выполнения «стандартных» объемов классической партией с применением нескольких групп источников в движении.

Литература

1. Ошкин А.Н., Турчков А. М., Воробьев Ю. В., Бурднко А. А., Взниковцев А. А., Детков В. А. 3D сейсморазведка на трапповом разрезе для задач ТПИ, Приборы и системы разведочной геофизики, №2 (81) 2024 г., с.8-19.

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

недорого. – Приборы и системы разведочной геофизики, 4(79)/2023., с.52-60.

3. Копылов М.А., Баландин А.Б., Федоров А. Б., Бекешко П. С., Тищенко С.В., Жуков С.Е., Шишов Д. Г., Лаптев Я. В., Назыров Д.Д., Воцалевский В. З., Современный и переосмысленный взгляд на применение импульсных электромагнитных источников «Абакан» в движении по сравнению с классическими взрывными источниками – Приборы и системы разведочной геофизики, 4(79)/2023., с.29-38.

4. Турчков А. М., Ошкин А. Н., Детков В. А., Мосягин Е. В., Воронцов В. В. Опыт применения высокопроизводительного способа получения сейсмических данных в районе действующих рудников ПАО «Норильский Никель». – Приборы и системы разведочной геофизики, 1(72)/2022., с. 37-45

Подробнее об авторах



Камалтдинов
Рустам Робертович

Генеральный директор
ООО «ТСГК»



Зозуля
Виталий Александрович

Главный геофизик
ООО «ТСГК»



Гладилов
Денис Валерьевич

главный инженер
ООО «Соника»



Ошкин
Александр Николаевич

технический директор
ООО «Соника»



Турчков
Алексей Михайлович

руководитель проектов
ООО «Соника»

СГК

САМАРСКАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

samgeo.ru



На рынке
с 2010 года



Поставки сейсмо-
оборудования
в Россию

408

428

508



Полная
ответственность
за исправность
оборудования



О возможности одновременного проведения сейсморазведочных работ на шельфе с различными типами источников

Казанин А.Г., Литвачук А.В., Базилевич С.О., Сафонов Д.А, АО «МАГЭ», г. Москва

Аннотация. *Высокая производственная активность недропользователей в части разведки, освоения и разработки шельфовых месторождений Российской Федерации становится существенным фактором, требующим учета при планировании и реализации сейсморазведочных работ. Типичным случаем является ситуация, когда в пределах одного лицензионного участка одновременно проводятся десятки различных операций – от выполнения сейсморазведочных работ до трубоукладки и бурения. В случае «наложения» различных работ в пространстве и времени приоритет в подавляющем числе случаев отдается строительству скважин и обустройству месторождения как наиболее ресурсоемким работам, что в целях достижения наибольшей эффективности производства съемки должно быть учтено на этапе планирования сейсморазведочных работ.*

Нередкой ситуацией является и одновременное выполнение различных сейсморазведочных работ на ограниченной площади, что в обычном случае требует работы в режиме «деления времени», обеспечивающем отсутствие взаимной интерференции между источниками. Такой режим работы приводит к простою судов и экономическим потерям как для заказчика, так и для исполнителя работ.

В мировой практике проведение сейсморазведочных работ в режиме наложения сигналов – в том числе и с использованием нескольких источников единой конфигурации (в рамках одной съемки) уже стало отраслевой нормой. Современные алгоритмы (deblending) позволяют эффективно разделить волновые поля от различных источников, что приводит к существенному ускорению производства полевых работ на шельфе. Подобных промышленных примеров на отечественном геофизическом рынке пока не получено, однако очевидно, что работа в режиме «смешивания» (blending) сигналов – основной путь в оптимизации сейсморазведочных работ на шельфе.

В статье показана возможность одновременного выполнения сейсморазведочных работ (СРР) с пневматическим источником значительного объема и сейсмоакустических наблюдений в варианте НЧ НСАП с источником типа спаркер, выполняемых в рамках инженерно-геофизических исследований (ИГИ) без ущерба информативности данных.

Ключевые слова: *сейсмическая интерференция, пневмоисточник, спаркер, НСАП, сейсморазведка 3D4C, деблендинг.*

Введение

Силами АО «МАГЭ» в навигационном сезоне 2023 г. на шельфе о. Сахалин были выполнены опытно-методические работы (ОМР), направленные на оценку возможности одновременного выполнения сейсморазведки 3D4C и непрерывного сейсмоакустического профилирования (НЧ НСАП) для целей изучения строения верхней части разреза.

Одновременно с работой судна-источника (шутера), используемого для сейсморазведочных работ 3D4C, с помощью отдельного судна выполнена отработка ряда профилей с источником типа спаркер и буксируемой инженерной косой (48 каналов).

Полученные данные были проанализированы и обработаны на береговом Вычислительном Центре АО «МАГЭ».

Условия эксперимента

В качестве источника для НЧ НСАП использовался многоэлектродный электроискровой источник «Geo-Spark 400», работающий вместе с импульсным

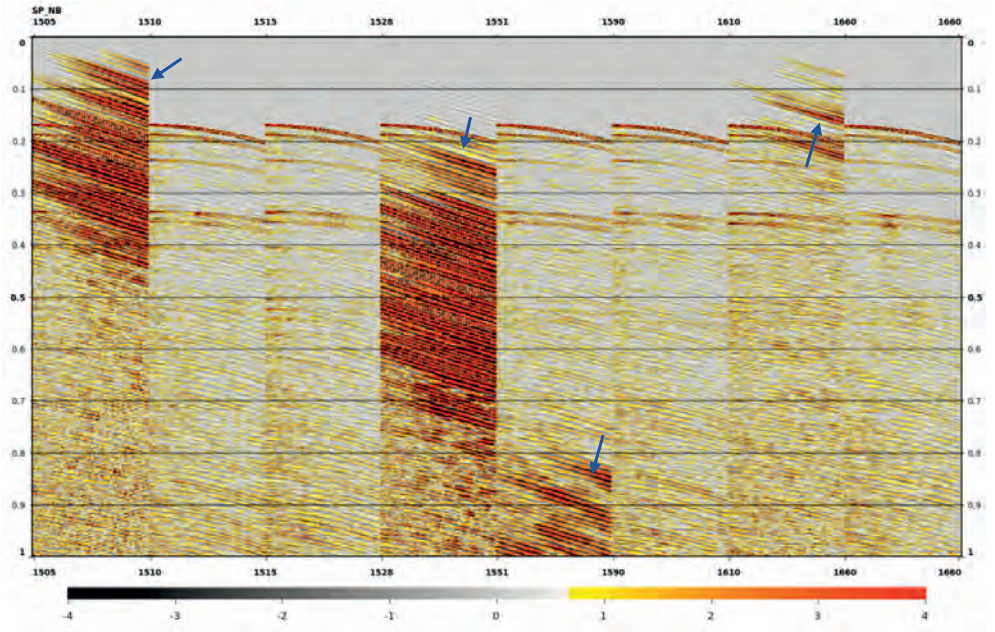


Рис. 1. Пример наблюденных сейсмограмм (стрелками отмечена интерференция).

генератором высокого напряжения «MultiJack-5000».

Для приёма и регистрации сигнала использовалась многоканальная пьезокоса XZone Bottom Fish Ultra Hi-Res 48 Channel Streamer (48 каналов с шагом 3.125 м, 3 гидрофона типа GH-4 в группе на базе 50 см, чувствительность гидрофона 200 мкВ/Па). Общая длина косы - 150 м (две активные секции). Номинальное заглубление приемников составляло 0.7 м. Для регистрации многоканальных сейсмоакустических данных использовалось программное обеспечение Seismic Station от компании «XZone».

Работы 3D4C велись с использованием пневматического источника (ПИ) со следующими характеристиками:

- групповой ПИ: BOLT 1500 LL, 1900 LLXT;
- количество ПИ: 2;
- сепарация между ПИ: 50 м;
- глубина буксировки: 6 м;
- рабочий объем: 3470 куб. дюймов;
- рабочее давление: 2000 psi ±10%

В ходе выполнения ОМР расстояние между судами регулировалось только общими требованиями к безопасности судовождения и зоной безопасности для активной расстановки донных модулей.

Оценка полученных данных

В ходе анализа результатов эксперимента влияния высокочастотного источника (спаркера) на сейсмическую запись донных регистраторов не обнаружено, что в первую очередь обусловлено малой энергией источника и интенсивным затуханием высоких частот с расстоянием.

Для случая регистрации с помощью буксируемой инженерной косы полученные данные, напротив, значительно осложнены высокоамплитудной сейсмической интерференцией (Рис. 1). За счет различных интервалов ПВ возбуждение сейсмических колебаний для съемки 3D4C производилось (в среднем) каждые 6 с, а для НСАП - 1 с, следствием чего является значительная интерференционная энергия только на каждом шестом ПВ данных инженерной сейсмической записи. При этом, наложение сигнала обнаруживается и на последующих ПВ за счет регистрации энергии пневмоисточника с более поздних времен. Нерегулярность помехи от ПВ к ПВ – важное свойство, которое может быть использовано для ее подавления.

С точки зрения кинематики интерференционные волны-помехи представля-

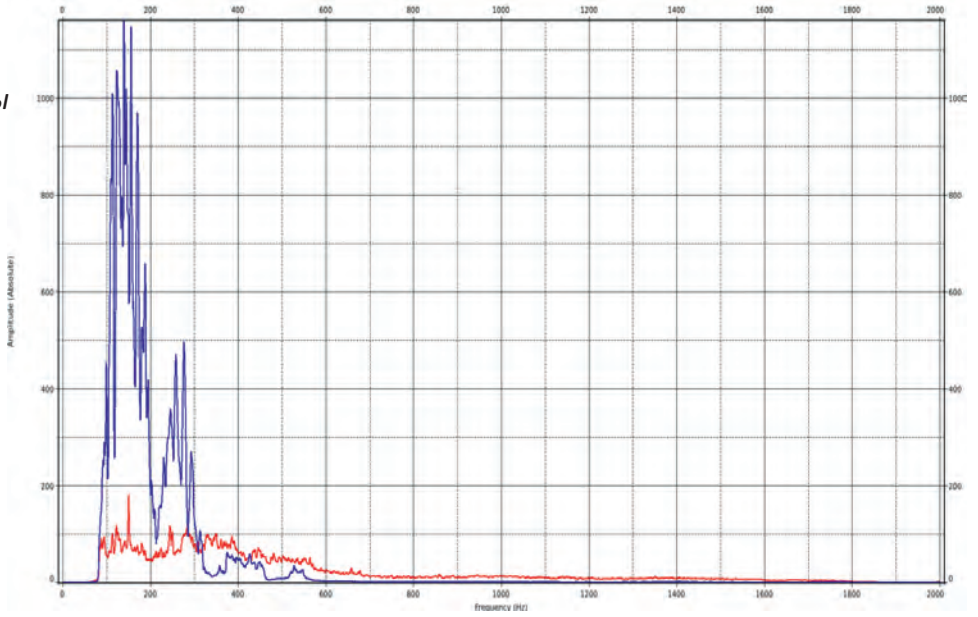


Рис. 2. Амплитудно-частотные спектры для ПВ1505 – с интерференцией (синий) и ПВ1510 – без интерференции (красный), рассчитанные в окне 0-500 мс.

ют собой линейные сейсмические события, направление прихода и кажущаяся скорость которых зависит от взаимного расположения судов и текущего курса отработки профиля.

Оценка спектров для сейсмограмм с помехой и без (в окне 0-500 мс) показывает, что уровень энергии интерференции превосходит по амплитуде уровень сигнала для среднестатистической зарегистрированной сейсмограммы НЧ НСАП не менее чем в 10 раз (Рис. 2). Декомпозиция записи на частотные панели показывает, что интерференция сосредоточена в широком диапазоне частот, а максимум интерференционной энергии сосредоточен на частотах до 250 Гц (Рис. 3).

При этом основная энергия полезного сигнала (отраженных волн) регистрируется в полосе 250-500 Гц – т.е. сигнал и помеха в значительной степени разнесены в частотной области, что может быть использовано для повышения эффективности разделения наложенных сигналов.

Несмотря на это, до частоты 500 Гц помеха по уровню превалирует над полезным сигналом, соотношение сигнал/шум – 1 и ниже. В общей практике производства сейсморазведочных работ

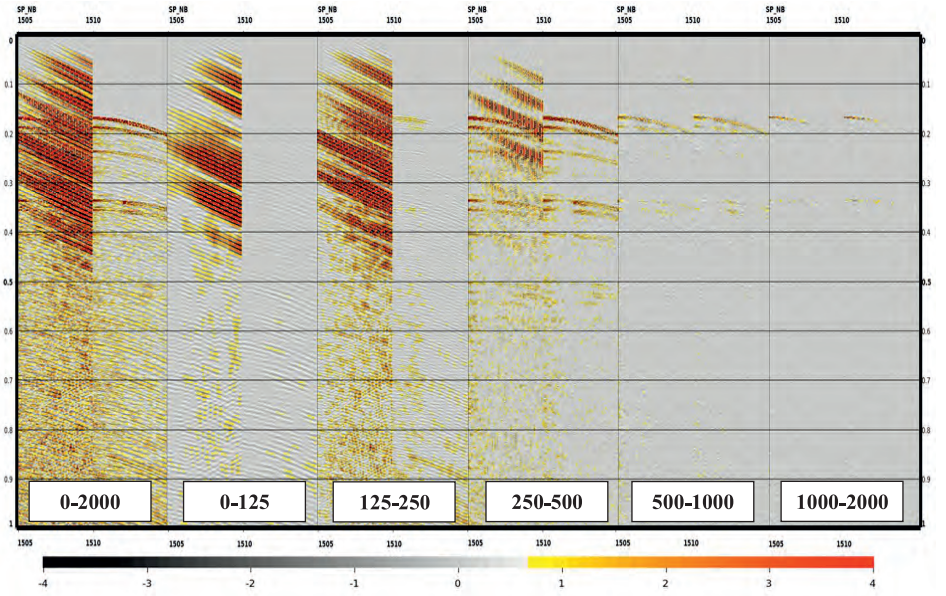
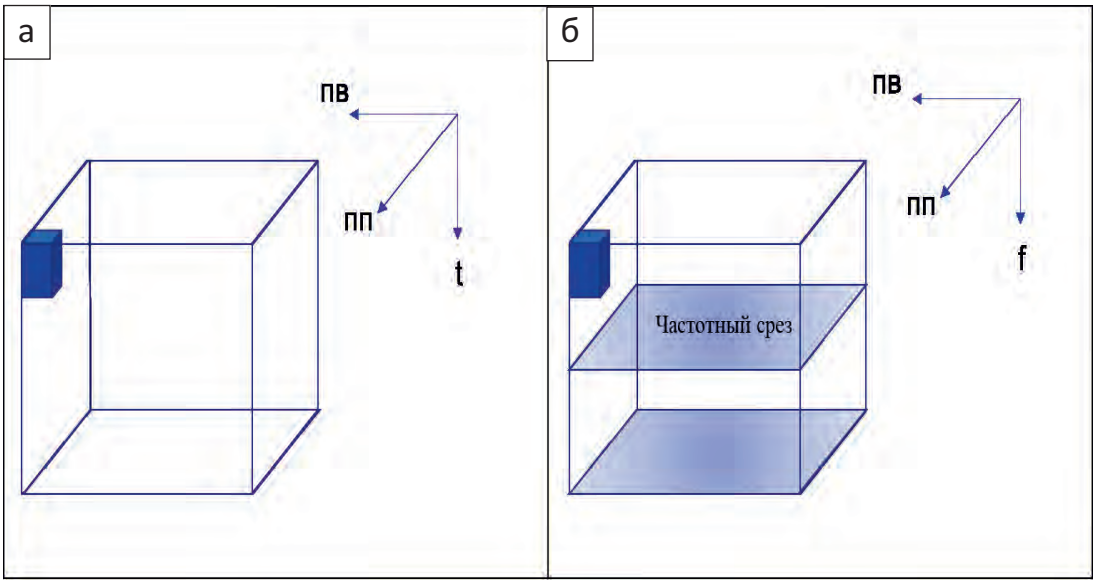


Рис. 3. Разложение сейсмограммы с помехой (ПВ 1505) и без (ПВ 1510) на частотные диапазоны.



▲ *Рис. 4. Схема организации данных для работы алгоритма*
а) массив данных в области t-x-y, б) массив данных в области f-x-y.

такая запись должна признаваться браком и исключаться из обработки. Тем не менее, современные алгоритмы и подходы к обработке могут быть эффективно применены для решения обозначенной проблемы.

Методика подавления интерференции

Представленная в работе методика подавления интерференции основывается на свойстве сигнала, который когерентен на сейсмограмме ОПВ и от ПВ к ПВ, в то время как помехи, вызванные сейсмической интерференцией, являются когерентными на ОПВ, но некогерентными от ПВ к ПВ, что обеспечено различным интервалом работы источников. На практике это означает, что если организовать наблюденные данные на некоторой базе ПВ в трехмерный массив в области t-x-y (ПВ, ПП, время), а затем преобразовать полученный массив в область f-x-y и применить фильтрацию для приведения аномальных амплитуд частотного среза к рассчитанному среднеквадратическому значению, то можно устранить в данных сейсмические события (в рассматриваемом случае – интерференцию от пневмоисточника), которые являются аномальными на взятой базе ПВ (Рис. 4).

Предлагаемый подход к подавлению интерференции показал свою высокую эффективность – побочная энергия практически полностью подавляется (Рис. 5), при этом утечки полезного сигнала не наблюдается.

Итоговое сейсмическое изображение (Рис. 7) полностью избавлено от влияния помехи может быть проинтерпретировано без потери качества.

Выводы

На основе выполненных опытно-методических работ показано, что:

- выполнение инженерно-геофизических работ с источником типа спаркер полностью безопасно для данных, регистрируемых при СРР с пневматическим источником. Влияние высокочастотного источника на сейсмическую запись не обнаруживается;
- выполнение инженерно-геофизических работ влияет на данные СРР только на уровне генерации собственных шумов судна, т.е. требуется предусмотреть разделение по расстоянию аналогично требованиям к любым иным

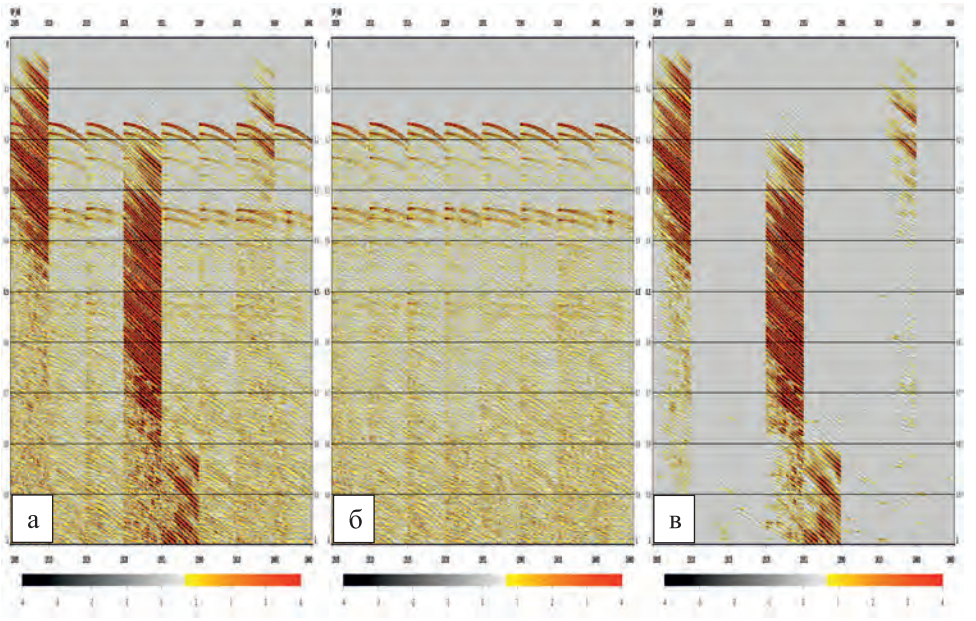


Рис. 5. Результат подавления интерференции для сейсмограмм ОПВ,
а) исходные данные,
б) результат подавления,
в) разница

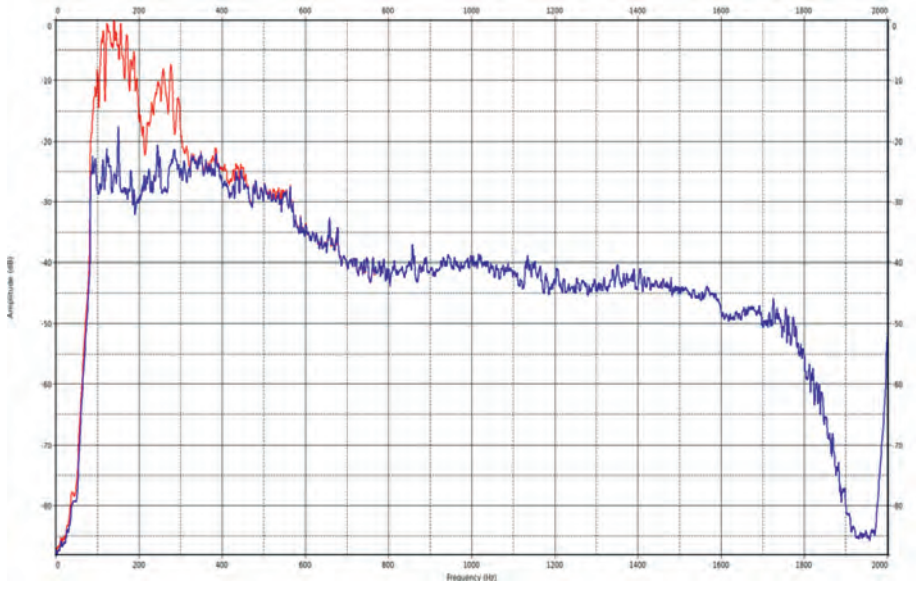


Рис. 6. Амплитудно-частотные спектры ПВ 1505 до подавления интерференции (красный) и после (синий) для всей длины записи.

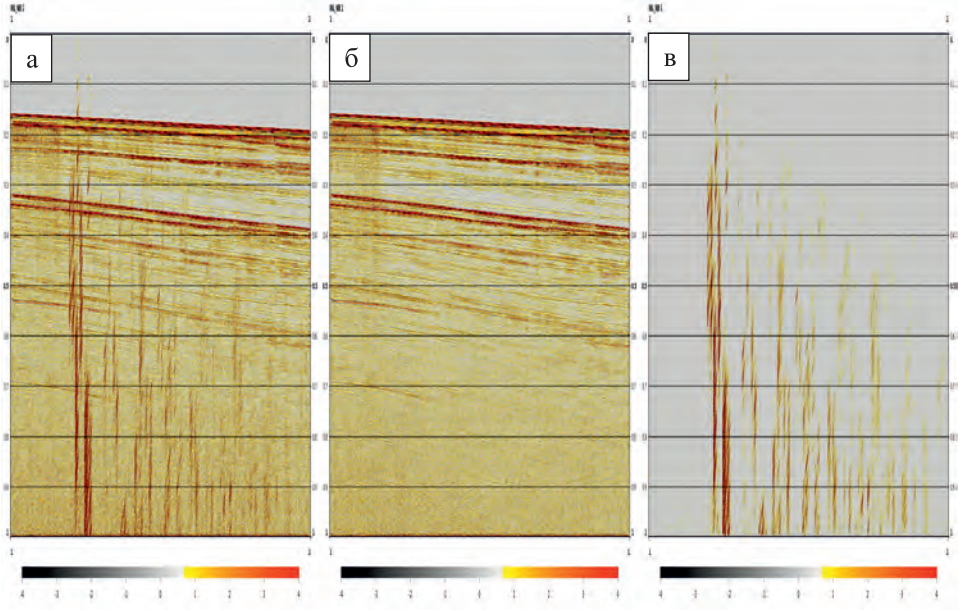


Рис. 7. Результат подавления интерференции на суммарных разрезах ОСТ.
а) исходные данные,
б) результат подавления,
в) разница.

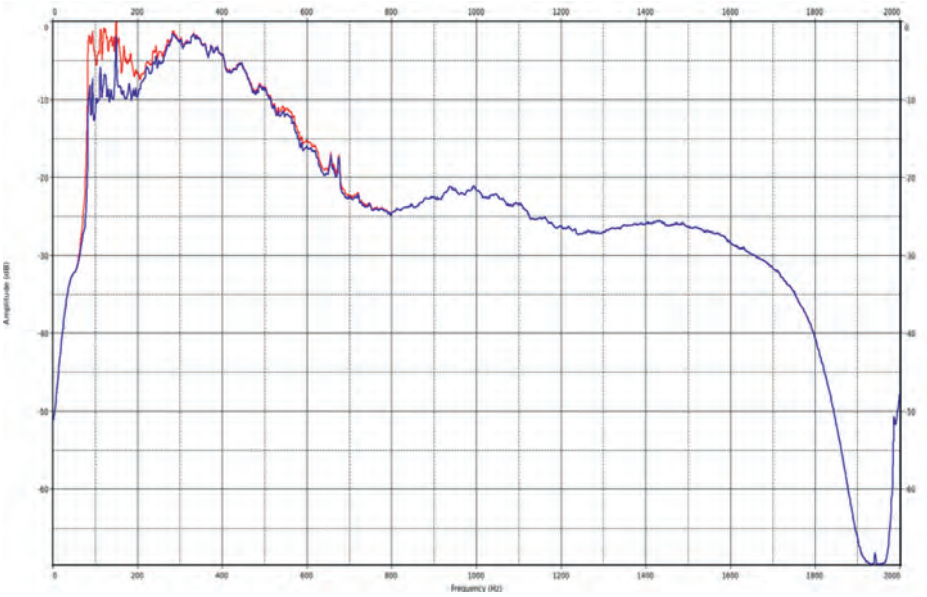


Рис. 8. Амплитудно-частотные спектры суммарных разрезов ОСТ до подавления интерференции (красный) и после (синий) для всей длины записи.

судам в районе проведения работ;

• энергия пневмоисточника превалирует над энергией спаркера, увеличение расстояния между судами ИГИ и СРР не имеет практического смысла – в рамках локального объекта (лицензионного участка) интерференция будет наблюдаться на любых расстояниях;

В работе показано, что интерференционная энергия пневмоисточника, зарегистрированная на данных инженерно-геофизических исследований, может быть эффективно подавлена современными алгоритмами обработки, а полученное итоговое изображения среды – полностью удовлетворяет целям и задачам изучения ВЧР.

Таким образом, совмещение различных видов сейсмических и акустических исследований без необходимости работы в режиме деления времени может быть рекомендовано к дальнейшему внедрению в производство. В ряде случаев это существенным образом скажется на оптимизации полевых работ и, как следствие, их общей экономической эффективности, что в конечном итоге уменьшает общие издержки недропользователя при освоении шельфовых месторождений.

Литература

1. Gulunay, N., Magesan, M. and Baldock, S., 2004. Seismic interference noise attenuation. S.E.G. 74th Ann. Internat. Mtg., Expanded abstracts

Опыт применения малоглубинной сейсморазведки для геофизического мониторинга разработки залежей сверхвязкой нефти

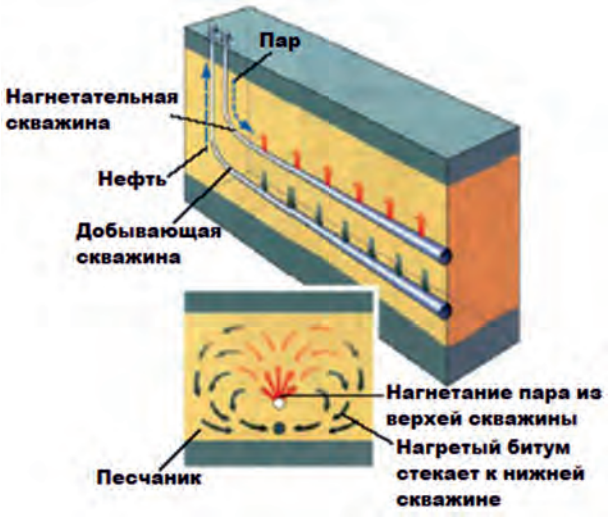
Ситдиков Р.Н., Крылов П.С., Гараев Ф.Н., Харисов А.Г.
(Казанский (Приволжский) федеральный университет), г. Казань.

Аннотация. *Трудноизвлекаемые запасы углеводородов все чаще привлекают к себе внимание в качестве альтернативного источника энергетического сырья. Разработка и добыча таких ресурсов предполагает применение самых современных технологий. Тяжелая нефть добывается методом парогравитационного дренажа, что требует оптимального контроля. Эту задачу решает мониторинг, в виде наземной линейной и скважинной сейсморазведки.*

Ключевые слова: *тяжелая нефть, природный битум, парогравитационный дренаж, сейсмический мониторинг.*

Постепенное истощение традиционных запасов углеводородов заставляет нефтяную промышленность уделять внимание нетрадиционным запасам (BP Statistical Review of World Energy, 2022; EI Statistical Review of World Energy, 2023). На данный момент акцент многих крупнейших зарубежных и, российских в том числе, нефтяных компаний смещается в пользу трудноизвлекаемой нефти и газа низкопроницаемых коллекторов: сланцевая революция в США (Баккен в Северной Дакоте, Пермиан в штате Техас) и начало освоения аналогичных месторождений сланцевой нефти в России (Ачимовская и Баженовская свиты в Западной Сибири, доманиковые отложения Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций). Еще одним наиболее перспективным кандидатом на замещение традиционной нефти является тяжелая нефть (сверхвязкая нефть, природный битум) в традиционных терригенных коллекторах. В отличии от низкопроницаемых кремнисто-глинистых-карбонатных пород, содержащих в себе сланцевую нефть, в битуминозных песчаниках проблема не в плохой проницаемости коллектора, а в высокой вязкости и плотности самого флюида. Во всем мире извлекаемые запасы тяжелой нефти и природного битума равны остальным запасам обычной нефти. Анализ имеющихся данных показывает, что Южная Америка, главным образом Венесуэла, лидирует по запасам тяжелой нефти, а самые большие запасы битума находятся в Северной Америке и сосредоточены в основном в Канаде (Meyer, R. F., E. Attanasi, 2003; Schmitt, D., 2005).

Наша страна, на ряду с Канадой и Венесуэлой, располагает огромными запасами тяжелой нефти и природных битумов. Более трети запасов (около 36%) сверхвязкой нефти России сосредоточены на территории Республики Татарстан (Войтович и др., 2013, Яраханова, 2015). Разработка месторождений сверхвязкой нефти не карьерным способом требует применения эффективных методов с использованием современных технологий, таких как CHOPS, SAGD, CSS, VAPEX, THAI (Chopra, S., Lines, L., 2008). Одним из них, как самым технологичным и экономически обоснованным для пермских битумов Татарстана, является метод паротеплового воздействия на пласт, SAGD -Steam Assisted Gravity Drainage (Мартос, 1982). Основной принцип SAGD, это совмещенная пара горизонтальных скважин для гравитационного дренажа с помощью пара – про-



▲ *Рис. 1. Схема SAGD (Meyer, R. F., E. Attanasi, 2003).*

цесса извлечения природного битума. Пар, нагнетаемый через верхнюю скважину, понижает вязкость битума, тем самым увеличивая его подвижность, а сила тяжести заставляет подогретый флюид двигаться (стекать) к нижней скважине, откуда битум выкачивается на поверхность (рис 1). Под воздействием перегретого пара понижается вязкость нефти и становится возможным её извлечение горизонтальными скважинами. Эта технология нуждается в качественном и своевременном контроле за процессом закачки пара в пласт. Ведь эффективное управление этим процессом делает добычу сверхвязкой нефти более рентабельной и экономически выгодной. Данную задачу с успехом во всем мире решает сейсмический мониторинг (Nakayama et al., 2008; Roy et al. 2008), и также есть методики применения пассивной сейсморазведки (Maxwell et al., 2008). Основываясь на изменении упругих свойств породы в пласте-коллекторе в следствии понижения вязкости флюида, мониторинг изучает закономерности распространения поля упругих волн в области закачка пара (Han et al., 2008; Bianco et al., 2008).

Необходимо отметить, что деление углеводородов на битумы и сверхвязкие нефти является неоднозначным (Климушин, 1998). По мнению некоторых исследователей, границы между классами углеводородов весьма условные (Вахитов, Симкин 1985). Поэтому в дальнейшем, в статье понятия «битуминозная нефть», «природный битум», «сверхвязкая нефть», «тяжелая нефть» будут употребляться в качестве синонимов.

Данные исследования проводятся на протяжении нескольких лет и уже накоплен достаточный опыт в проведении сейсморазведочных работ и цифровой обработки сейсмических данных сейсмического мониторинга (Степанов, Ситдиков и др., 2014, 2015, 2016, 2019; Ситдиков, Степанов 2015; Sitdikov R.N, Stepanov A.V. et al., 2020)

Цели и задачи исследования

Цель проводимых геофизических исследований — это повышение эффективности разработки и экономической рентабельности добычи сверхвязкой нефти. Для этого было необходимо решить следующие задачи: с помощью сейсмических методов отслеживать изменения упругих свойств песчанистого пласта-коллектора; проводить сейсмический мониторинг процесса развития паровой камеры.

Объект исследования

Объектом исследований являлись неглубокозалегающие (первые сотни метров) месторождения сверхвязкой нефти уфимско-нижнеказанского природного резервуара верхнепермского терригенно-карбонатного битумоносного комплекса. Он распространен в центральном районе Урало-Поволжского региона. Особо крупные скопления находятся в пределах западного склона Южно-Татарского свода и восточного

борта Мелекесской впадины и представлен только верхним горизонтом уфимского яруса. Этот шешминский горизонт состоит из нижней песчано-глинистой пачки и верхней песчаниковой пачки. Нижняя песчано-глинистая пачка залегает на эродированной поверхности пород сакмарского яруса, нивелируя ее неровности. Максимальные мощности этой пачки приурочены к пониженным, а минимальные тяготеют к приподнятым участкам кровли сакмарского яруса. Верхняя пачка сложена слабосцементированными рыхлыми песчаниками, в которых малое количество кальцитового цемента и обломочные зерна сцементированы битумным веществом. Это очень рыхлые породы коричневого или черного цвета в зависимости от содержания битума в них. Именно эта верхняя часть ловушек представлена в большинстве случаев зоной наилучших коллекторов и к этому интервалу приурочена наибольшая концентрация битумов (Успенский, Валеева, 2008).

Залежи битумов имеют более сложное строение по сравнению с нефтяными: по размерам они мелкие; часто скользят по разрезу, не образуя единого выдержанного пласта; неогеновые врезы осложняют строение залежей; водонефтяной контакт имеет сложный характер; нередко внутри пластов встречаются водоносные прослои, что вызывает при разработке битумов интенсивное поступление воды.

Методика и технология сейсморазведочных работ

В зависимости от месторождения применялись две методики сейсморазведочных работ: наземная линейная 2D съемка и комбинированная наземно-скважинная съемка. В зависимости от конкретной залежи СВН применялась та или иная система наблюдений или одновременно обе.

Линейная съемка была представлена профилями МОВ-МОГТ 2D. Шаг между пунктами приема (ПП) и пунктами взрыва (ПВ) составлял от 4 до 6 метров. Длина активной расстановки – 48 каналов. Кратность съемки составила 24. Использовалась фланговая система наблюдения, количество накоплений на каждом ПВ – 40. Для уменьшения интенсивности ветровых помех и повышения соотношения сигнал/шум производилось заглубление сейсмоприемников на 10-15 см. Таким образом удалось достичь падения уровня шумов до значений от 0 до 5 – 10 мкВ.

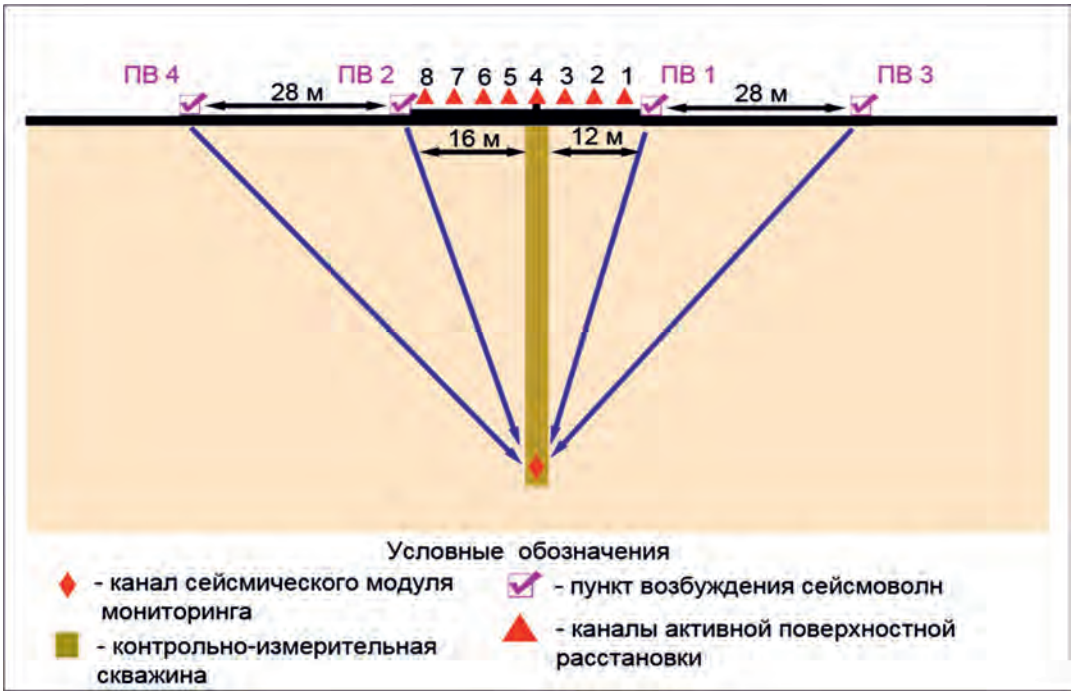
Комбинированная наземно-скважинная съемка была представлена наземными ПП и скважинными приемниками, находившимися в вертикальной скважине под подошвой коллектора в составе скважинного модуля мониторинга (рис 2). (Пат. 2708536 Российская Федерация).

Система наблюдения представляла собой восьмиканальную активную расстановку с расстоянием 4 метра между пунктами приема, а пункты возбуждения располагались на следующих позициях относительно устья контрольно-измерительной скважины:

- в сторону малого плеча на расстоянии 12 и 40 метров;
- в сторону большого плеча на расстоянии 16 и 44 метров.

Количество накоплений – 50 на каждом ПВ.

Для проведения сейсморазведочных работ использовалась следующая аппаратура: невзрывной сейсмический источник импульсного типа «Енисей ЭМ-1.6», группы геофонов GS-20DX, система синхронизации ССВ-2, центральная система регистрации Fly Lander от компании SI Technology и телеметрическая



▲ *Рис. 2. Система наблюдения при наземно-скважинной съемке.*

система сбор данных XZone Fly Lander. Центральная станция регистрации собрана на базе полноприводного автомобиля Газель ГАЗ-27057. Съемка была проведена весной и осенью 2023 года.

Обработка сейсмических данных наземно-скважинной съемки

Цифровая обработка скважинных полевых сейсмограмм включала следующие этапы: ввод сейсмограмм и их преобразование из полевого формата SEGD во внутренний формат Paradigm Echos; заполнение заголовков сейсмотрасс; сортировку сейсмотрасс с целью формирования сейсмограмм поверхностной расстановки и одноканальной для погружного прибора по каждому отработанному ПВ; объединение одноканальных сейсмограмм погружного прибора, полученных с четырёх ПВ в одну; цифровую фильтрацию объединённой сейсмограммы с записью отклика от погружного прибора.

Наиболее сложным и важным этапом обработки было подавление случайных и гармонических шумов на трассах погружных приборов. Их появление на сейсмозаписи связано с действующей инфраструктурой месторождения, и они имеют техногенную природу. Анализ спектров мощности этих трасс показал наличие высокоэнергетических гармоник. Часто их уровень в несколько раз превосходил интенсивность частотных составляющих полезного сигнала. Состав и параметры этих помех на исследуемых скважинах не сохранялись постоянными. Эта ситуация требовала индивидуальную настройку процедур фильтрации и их подбор. Обычные процедуры частотной фильтрации с помощью трапецеидальных фильтров оказались не эффективными. Для подавления такого рода помех были использованы специальные процедуры обнаружения монохроматических и узкополосных помех путём поэлементного анализа компонент спектра мощности в заданном диапазоне частот и вырезании из этого спектра указанных помех.

После обработки сводных сейсмограмм СМП были оцифрованы времена первых вступлений проходящих волн от

каждого ПВ до скважинного модуля. В результате были рассчитаны скорости проходящих волн для каждой скважины для весенней и осенней съемки.

Обработка сейсмических данных наземной линейной съемки

При выполнении исследований основное внимание было уделено возможности изучения ЗМС по первым вступлениям. Это обусловлено тем, что при цифровой обработке сейсмограмм малоглубинной сейсморазведки не удаётся корректировать статические поправки по опорным сейсмическим горизонтам. Эффективным приёмом является подход, основанный на использовании первых вступлений.

Граф цифровой обработки был направлен на проведение кинематической обработки. Регулировка амплитуд была выполнена по сценарию стационаризации сейсмозаписи. Для расчёта статики использованы первые вступления волн. Были оцифрованы вступления прямой волны и первой преломлённой. Для пикировки использовался алгоритм на основе нейронных сетей. Качество полученного материала позволяет качественно выполнить пикировку. По временам вступлений этих волн были рассчитаны статические поправки за ПВ и ПП.

Важным элементом графа была технология «LIFT» (Paradigm Geophysical). Предложенный вариант этой технологии объединял модули, нацеленные на подавление случайных, интенсивных гармонических, обусловленных техногенными факторами, и регулярных волн-помех. Результат обработки по данной технологии контролировался на отсутствие пространственного аляйсинг-эффекта. Поскольку на площади исследований наблюдались вариации параметров техногенных шумов и регулярных волн-помех, при обработке каждого профиля требовалась индивидуальная настройка фильтров. Технология «LIFT» применялась перед этапом оптимизации кинематических поправок.

Анализ результатов проведения наземной линейной съемки

Рассмотрим результаты наземной линейной съемки на одном из месторождений. Взаимное расположение сейсмических профилей и горизонтальных сква-

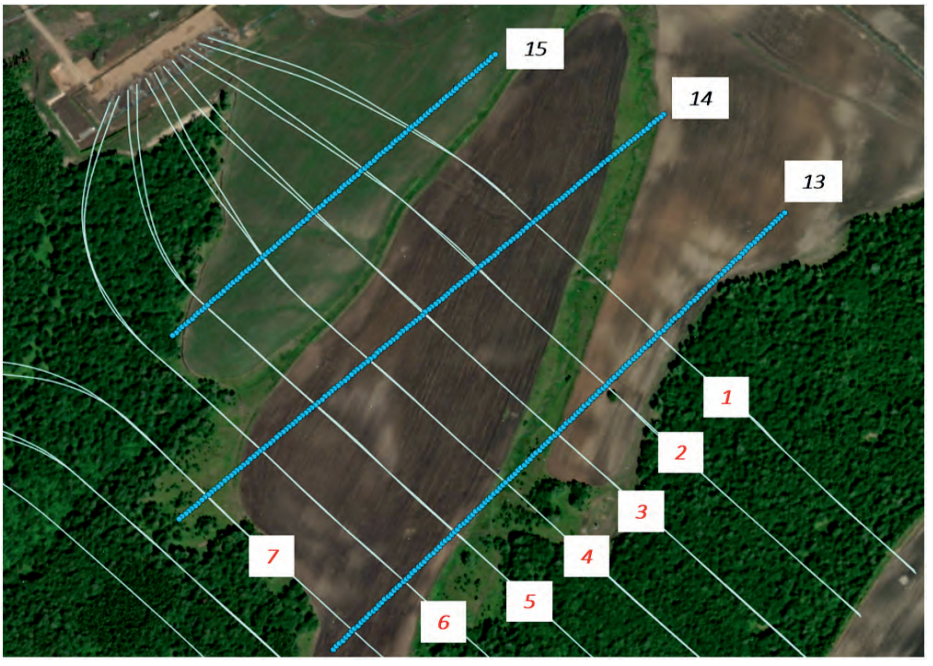
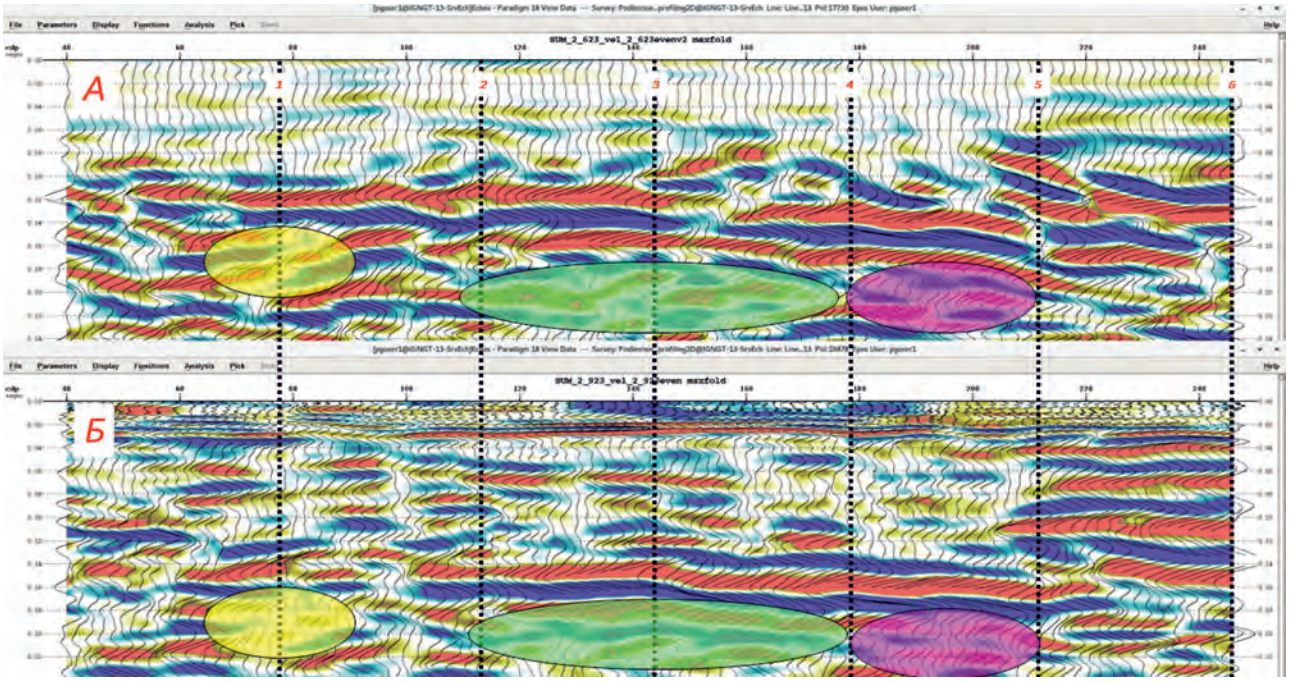


Рис. 3.
Схема взаимного расположения сейсмических профилей и пар горизонтальных скважин.



▲ *Рис. 4. Временные разрезы по профилю 13. А – весенняя съемка, Б – осенняя съемка. Желтая область – участок прогрева горизонтальными скважинами 1, зеленая область – скважины 2-4, фиолетовая – 4-5.*

жин представлено на схематическом рисунке (рис. 3). На временных разрезах и скоростных моделях номера пикетов соответствуют номерам общих глубинных (средних) точек.

Для выявления изменений картины между съемками были проанализированы волновые поля одному из профилей, а также проведено соотношение с данными по разработке горизонтальных скважин, которые пересекают данные профиля.

Верхняя часть разреза профиля 13 является сложным объектом исследования из-за ее неоднородности в поле упругих параметров (рис 4). Однако, на полученных разрезах опорные отражающие горизонты (кровля среднеспирифирого известняка и кровля лингуловых глин – покрышки залежи) уверенно прослеживаются практически по всей длине профилей. Тем не менее интерпретация здесь в какой-то степени выполнима на качественном уровне.

На участке возле пары горизонтальных скважин 1 в зоне закачке пара произошли значительные изменения динамических характеристик отражений. Амплитуды значительно падают, таким образом, вся область наблюдается одинаковой интенсивности. Согласно данным параметров разработки этой пары скважин, здесь происходит рост объемов закачки пара в период между съемками.

В области разработки пар скважин 2 –4 никаких значимых изменений на временном разрезе не наблюдается, это подтверждается параметрами разработки этих скважин, где объемы закачки пара и добычи нефти стабильны.

На временном разрезе в области между скважинами 4 и 5 ситуация аналогична, как и в области 1-й скважины. Амплитудная выраженность заметно уменьшается. В этой зоне закачка пара тоже росла большими темпами. У этой пары скважин объем добытой нефти за прошедший период в целом сопоставим с парой 1, однако, по сравнению с ней, темп роста посуточной добычи более плавный.

Анализ полученных временных разрезов позволяет убедиться в том, что изменение параметров разработки, посредством закачки пара, находит свое проявление в волновом поле на временных разрезах. Таким образом подтверждается взаимосвязь между закачкой пара, понижением вязкости флюида и изменениями упругих свойств коллектора.

Тем не менее необходимо улучшать процедуры обработки, применять новые алгоритмы и технологии для получения более качественных данных и повышения достоверности сейсмического мониторинга.

Выводы

В целом можно сказать о том, что мониторинг малоглубинной сейсморазведкой достаточно эффективен как контроль за разработкой залежей сверхвязкой нефти. Это достигается за счет преимуществ данного геофизического мониторинга, главные из которых это оперативность, стоимость и информативность.

Полевые работы выполняются достаточно быстро в силу специфики малоглубинной сейсморазведки: малая длина профилей, небольшие расстояния между ПП, короткие активные расстановки – позволяют оперативно разматывать и сматывать полевое оборудование. Короткий шаг между ПВ также способствует достижению планового количества отработанных физических наблюдений в день. Таким образом полевой этап сейсморазведочных работ является хорошо оптимизированным по отношению ресурсов человеческих сил и оборудования.

Конечно же, специфика малоглубинной геофизики накладывает свои особенности в обработке сейсмических данных, например необходимость учитывать зону малых скоростей, неоднородность верхней части разреза как по глубине, так и по латерали и так далее в силу неглубокого залегания объектов исследования. Однако коллективом авторов накоплен достаточное количество опыта для обработки таких нестандартных с точки зрения традиционной сейсмики данных глубин первых сотен метров.

Показанные примеры в статье подтверждают, что результаты обладают достаточной информативностью, чтобы ими пользоваться для оптимизации управления парогравитационным процессом для обеспечения полноты выработки запасов сверхвязкой нефти. Это все достигается за счет адекватной фиксации температурных изменений в продуктивном пласте данной методикой проведения геофизических исследований.

Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы создания и развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Литература

1. Вахитов Г. Г., Симкин Э. М. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов. — М.: Недра, 1985. — С. 230.

2. Войтович С.Е., Ахманова Т.П., Акчурина Н.В. Основные принципы подсчета запасов сверхвязких нефтей Республики Татарстан, Георесурсы 2013 1 (51) стр. 13-16.

3. Климушин И.М. Геолого-промысловые основы подготовки к разработке месторождений высоковязких нефтей и природных битумов: Автореф. Дис...

доктора геол.-мин. наук. – М. РГУ нефти и газа им. Акад. И.М. Губкина, 1998. 56 с.

4. Мартос В.Н. Разработка залежей тяжелых и вязких нефтей. М.: ВНИИОЭНГ, 1982. – 40 с.

5. Ситдиков Р.Н., Степанов А.В. "Применение математического моделирования в обработке данных малоглубинной сейсморазведки при детализации строения залежей СВН" // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки. 2015. Т. 157, кн. 4. С. 82-95.

6. Степанов А.В. Опыт изучения отложений верхнего отдела пермской системы западного склона Южно-Татарского свода малоглубинной сейсморазведкой 2D/А.В. Степанов, Р.Н. Ситдиков// Осадочные планетарные системы позднего палеозоя: стратиграфия,геохронология, углеводородные ресурсы [Электронный ресурс]: сборник тезисов Международной стратиграфической конференции Головкинского 2019 (24-28 сентября 2019 г., Казань, Россия). – Казань: Издательство Казанского университета, 2019. – С.279-281.

7. Степанов А.В. Результаты изучения терригенного коллектора при SAGD малоглубинной сейсморазведкой 2D на Ашаль-чинском месторождении СВН/А.В. Степанов, Р.Н. Ситдиков, А.В. Головцов // «Геомодель-2016»: сборник междунар. науч.-прак-тической конф.

8. Степанов А.В., Ситдиков Р.Н. (2014) О возможности использования малоглубинной сейсморазведки при детализации строения залежей сверхвязкой нефти на этапе их разведки в условиях западного склона Южно-Татарского свода // Нефтяное хозяйство. № 10. С. 40-43.

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

10. Степанов А.В., Ситдиков Р.Н., Головцов А.В.. Информативность малоглубинной сейсморазведки в зоне закачки горячего теплоносителя в терригенный пласт-коллектор при SAGD на Ашальчинском месторождении СВН // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы Международной научно-практической конференции. - Казань: Изд-во "Ихлас",2015. - С.285-287.

11. Степанов А.В., Ситдиков Р.Н., Головцов А.В.. Результаты исследований малоглубинной сейсморазведкой 2D зоны закачки горячего теплоносителя в терригенный пласт Ашальчинского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2015 - № 9. С. 82-85.

12. Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Татарстана. Казань: ООО «ПФ Гарт». 2008. 349 с.

13. Яраханова Д.Г. О перспективах процессов освоения сверхвязких нефтей и природных битумов горизонтальными скважинами, Георесурсы 2015, 3 (62) стр. 53-56.

14. Baishali Roy, Phil Anno, and Michael Gurch, (2008), "Imaging oil-sand reservoir heterogeneities using wide-angle prestack seismic inversion," The Leading Edge 27: 1192-1201.

15. BP Statistical Review of World Energy, 2022, электронный ресурс: www.bp.com /content/dam/bp/business-sites/en/global /corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf.

16. Chopra S., Lines L. Introduction to

this special section: Heavy oil // Lead. Edge. 2008. Vol. 27, № 9. P. 1104–1106.

17. De-hua Han, Jiajin Liu, and Michael Baztle, (2008), "Seismic properties of heavy oils—measu-red data," The Leading Edge 27: 1108-1115.

18. EI Statistical Review of World Energy, 2023, электронный ресурс: www.energyinst.org__data/assets/pdf_file/0004/1055542/EI_Stat_Review_PDF_single_3.pdf.

19. Evan Bianco, Sam Kaplan, and Douglas Schmitt, (2008), "Seismic rock physics of steam injection in bituminous oil reservoirs," The Leading Edge 27: 1132-1137.

20. Meyer, R. F., and E. Attanasi, 2003, Heavy oil and bitumen – strategic petroleum resources: USGS Fact Sheets, Reston, VA, U. S. Geological Survey, 7.

21. S. C. Maxwell, J. Du, and J. Shemeta, (2008), "Passive seismic and surface monitoring of geomechanical deformation associated with steam injection," The Leading Edge 27: 1176-1184.

22. Schmitt, D., 2005, Heavy and Bituminous oils: Can Alberta save the world? Preview, 22–29.

23. Sitdikov R.N, Stepanov A.V, Gareev M.R., The study of the variability of the upper part of the geological section to improve the accuracy of seismic monitoring/R.N. Sitdikov, A.V. Stepanov, M.R. Gareev, A.V. Golovtsov//6th International Conference GeoBaikal 2020; Irkutsk; Russian Federation: Conference Proceeding - EAGE Publications BV - 2020. - Volume 2020, p.1 - 5.

24. Toru Nakayama, Akihisa Takahashi, Leigh Skinner, and Ayato Kato, (2008), "Monitoring an oil-sands reservoir in northwest Alberta using time-lapse 3D seismic and 3D P-SV converted-wave data," The Leading Edge 27: 1158-1175.

Подробнее об авторах



Ситдиков
Рузиль Нургалиевич,

КФУ, ИГиНГТ, кафедра геофизики и геоинформационных технологий, старший преподаватель.



Крылов
Павел Сергеевич,

КФУ, ИГиНГТ, старший научный сотрудник, к.г-м.н.



Гараев
Фагим Назипович,

КФУ, ИГиНГТ, кафедра геофизики и геоинформационных технологий, лаборант.



Харисов
Айрат Гумерович,

КФУ, ИГиНГТ, кафедра математических методов в геологии, старший преподаватель.

Опыт выполнения многоволновой инженерной сейсморазведки со сверхмалым шагом приёма

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

Аннотация: *Статья посвящена опыту выполнения сейсморазведки с шагом приёма 10 см, который позволил выделить несколько малоглубинных границ на диапазоне 5–15 м методом отражённых волн. Показаны преимущества и недостатки реализации сейсморазведки со столь малым шагом приёма.*

Ключевые слова: *инженерная сейсморазведка, метод отражённых волн, отражающие границы, шаг приёма.*

Введение

Шаг приёма (расстояние между соседними приёмниками в расстановке) — это один из важнейших параметров систем наблюдений в сейсморазведке [Романов, 2022]. От его правильного выбора в многом зависит эффективность последующей обработки сейсморазведочных данных, а также скорость выполнения полевых работ. Шаг приёма влияет на степень подавления поверхностных волн f-k фильтрами, оценку скорости и положения точек излома на годографах первых вступлений, кратность суммирования неглубоких отражений. Традиционный подход к выбору шага приёма направлен на надёжность корреляции осей синфазности и конструктивность интерференции при суммировании трасс в МОВ–ОГТ и МПВ–ОГП. Согласно ему, шаг приёма не должен превышать половины минимальной видимой длины волны. В инженерной сейсморазведке минимальные значения скоростей продольных и поперечных волн сосредоточены в диапазоне 200–400 м/с, преобладающие частоты составляют 30–60 Гц. Следовательно, оптимальные значения шага приёма не должны превышать 3–13 м. Шаг разъёмов на косах для выполнения инженерной сейсморазведки традиционно выбирается из ряда 1, 2, 5 или 10 м, наиболее распространён шаг 2 м [Романов, Шнеерсон, 2018], хотя есть решения на шаге 2,5 м, 3 и 4 м. Однако, если шаг разъёмов аналоговой косы уменьшить или увеличить нельзя, то возможность уменьшить шаг приёма за счёт разматывания кабеля петлями есть. Отсюда появляются широкие возможности по сокращению шага приёма до пределов, связанных с размером корпуса приёмников. Шаги приёма 2–5 м предлагается считать стандартными, более 5 м — большими, 0,5–1,0 м — малым, до 0,5 м — сверхмалыми. Сверхмалые шаги в инженерной сейсморазведке пока применяются редко, однако их использование является перспективным направлением развития инженерной сейсморазведки в области исследования глубин до 5–10 м. В статье описывается и анализируется опыт выполнения подобных работ.

Применяемая технология полевых работ и обработки

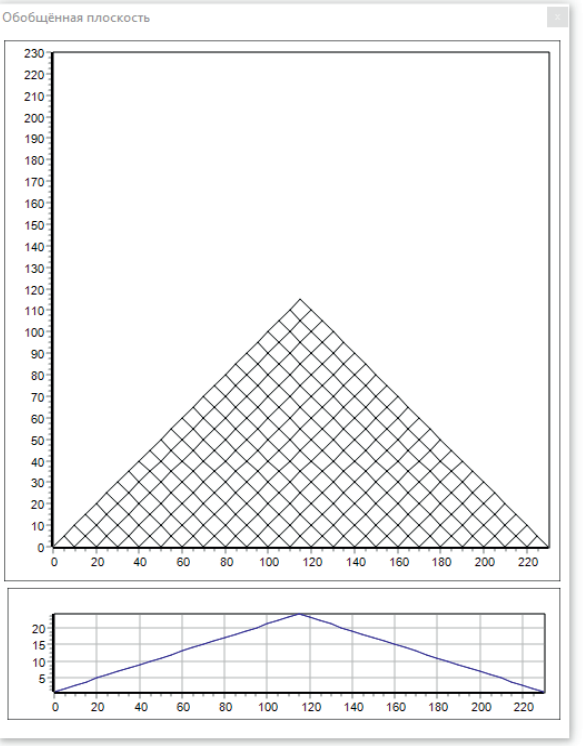
Работы выполнялись коллективом авторов на территории Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева, расположенной по адресу Москва, ул. Чёрное Озеро 15. На этапе опытно–методических работ



▲ *Рис. 1. Приёмная линия с горизонтальными приёмниками (схема наблюдений Y-Y).*

был уставлен минимально возможный шаг приёма для устройств GS-20DX — 10 см, дальнейшие работы выполнялись именно на таком шаге. Сформированная приёмная линия (расстановка) из 24 пунктов имела длину 2,3 м. Сейсмические волны возбуждались на каждом пункте линии, реализовались однородные схемы наблюдений Z–Z, X–X и Y-Y [Яковлев, 2011] (Рисунок 1). Источником служили удары по металлическому колышку, который ориентировался вертикально или под углом 45 градусов вдоль или поперёк профиля. Такое сочетание схем наблюдений позволило выполнить сейсморазведку на продольных волнах и поперечных волнах с вертикальной и горизонтальной поляризацией. Максимальная кратность системы наблюдений составила 24 (Рисунок 2).

Данные обрабатывались по стандартному графу МОВ–ОГТ [Романов, 2023]. На рисунке 3 представлены суперсейсмограммы по трём реализованным схемам наблюдений. В первых вступлениях на всех сейсмограммах выделялись прямые волны, ниже по оси времени — поверхностные. В последующих вступлениях прослеживались отражённые волны с гиперболическими осями синфазности. Примечателен диапазон



▲ *Рис. 2. Система наблюдений на обобщённой плоскости (сверху) и карта кратности по ней (снизу).*

эффективных скоростей отражений — от 50 до 200 м/с, а также значительный вертикальный градиент скорости [Ли, Владов, 2014]. Оси синфазности у волн со скоростью более 100 м/с на базе в 2,3 м имеют практически горизонтальную форму, что, с одной стороны делает результат суммирования малочувствительным к ошибкам определения скорости, а с другой — затрудняет скоростной анализ. Последнее обстоятельство приводит к снижению точности глубинных построений, для повышения которой предлагается перейти на большее количество используемых каналов сейсморазведочной станции.

Применяемый маломощный источник обеспечил высокие преобладающие частоты наблюдаемых волн — 120–140 Гц. Высокую эффективность при обработке данных показала предсказывающая деконволюция, что предопределялось значительной шириной спектра сейсмограмм [Романов, Иванов, 2024].



Рис. 3. Супер-сейсмограммы по трём схемам наблюдений. По вертикали — время, мс; по горизонтали — удаление.

На рисунке 4 продемонстрирован глубинный разрез, полученный на SH волнах (схема наблюдений Y-Y). Сейсмограммы, полученные по этой схеме, содержат наибольшее количество динамически выраженных отражённых волн, что позволило выделить в диапазоне глубин 5–15 м три сейсмические границы с эффективной скоростью 100–200 м/с.

Выводы

Выполненный эксперимент указывает на перспективность развития технологии инженерной сейсморазведки в направлении уменьшения шага приёма. Применение шагов 10–50 см открывает широкие возможности по исследованию сверхмалых глубин отражёнными волнами. Основной схемой наблюдений для таких работ является Y–Y, меньший объём информации несёт схема Z–Z.

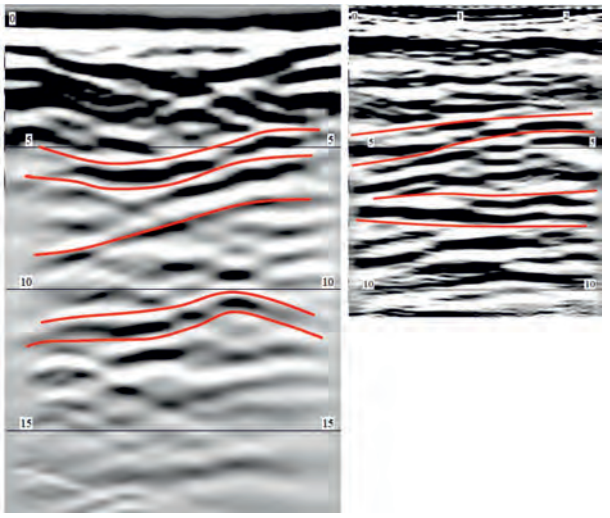


Рис. 4. Глубинный разрез МОВ-ОГТ на поперечных SH-волнах(слева) и продольных(справа). По вертикали — глубина, м; по горизонтали— координаты пунктов профиля

Однако, выявлены и отрицательные стороны уменьшения шага приёма: трудности при скоростном анализе, большее количество кратных волн, существенные вертикальные и горизонтальные градиенты кинематических и динамических параметров. Развитие данной тематики предполагает тестирование разных значений шага приёма, увеличение числа приёмников в линии (порядок линии), комплексирование с другими методами, в том числе с электротомографией и георадиолокацией.

Литература

1. Ли В.О., Владов М.Л. Анализ эффективности 2D сейсморазведки методом ОГТ при изучении приповерхностной части разреза //Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2012. № 3. С. 52-60.

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

7762-2022-64-1-61-74. – EDN DIEHWD.

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

4. Романов В.В., Иванов А.А. Опыт использования деконволюции в инженерной сейсморазведке // Вестник РАЕН. 2024. Т. 24. № 1. С. 20-24.

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

6. Яковлев А. С. Вертикальное сейсмическое профилирование мелких скважин при проведении малоглубинных сейсморазведочных работ методом отражённых волн для решения инженерно-геологических задач // Каротажник. – 2011. – № 4(202). – С. 20-25. – EDN NIRGPP..

Подробнее об авторах



Романов
Виктор Валерьевич

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



Кауркин
Михаил Дмитриевич

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



Крячков
Иван Вячеславович

Инженер лаборатории инженерной геофизики и сейсмического микрорайонирования федерального государственного бюджетного учреждения науки, Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева Российской академии наук (ИГЭ РАН), г. Москва



Бабуркин
Иван Александрович

Инженер лаборатории инженерной геофизики и сейсмического микрорайонирования федерального государственного бюджетного учреждения науки, Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева Российской академии наук (ИГЭ РАН), г. Москва

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

ПАО «Пермнефтегеофизика» интегрирует новую бескабельную сейсморегистрирующую систему в производство

- Лаптев А.П., Спешилов В.И., ПАО «Пермнефтегеофизика», АО «Росгеология»
- Захаров Ю.М., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, г. Пермь
- Кошкин К.А., ООО «УралОйл», г. Пермь
- Хакимова Ж.А., ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», г. Пермь

В ходе выполнения сейсморазведочных работ 3D ПАО «Пермнефтегеофизика» на Усть-Обвинской площади (заказчик – компания ООО «УралОйл») часть проекта была реализована с использованием ПАК «Геотом» — новой российской бескабельной сейсморегиструющей системы. Современные экономические и политические условия, а также экологические тренды в сейсморазведке определяют необходимость скорейшего внедрения новых технологий. Это касается не только импортозамещения, но и развития тех аппаратурных решений, которые позволяют снизить воздействие на окружающую среду, гарантированно не теряя в качестве информации.

В последние годы геологоразведка всё чаще ориентируется на изучение ранее недоступных территорий, среди которых можно выделить залесённые и заболоченные участки, акватории рек, заказники и районы с резко пересечённым рельефом. Это создает дополнительные вызовы и стимулирует развитие более эффективных решений, таких как система «Геотом», которая отвечает современным требованиям отрасли.

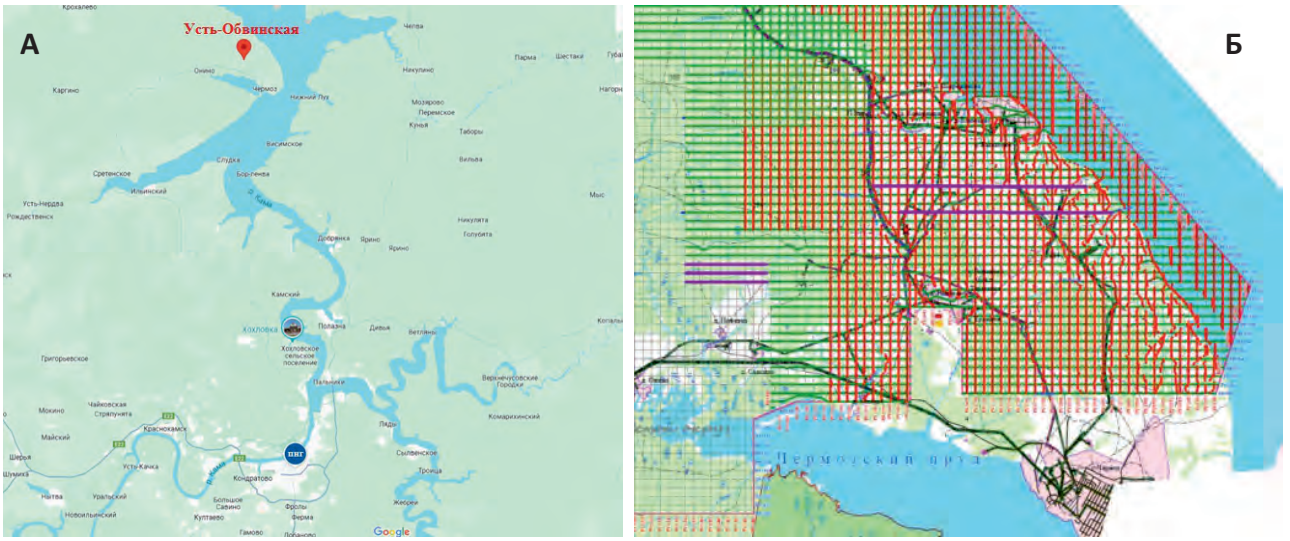
О первом опыте оценки ПАК «Геотом» в регионе рассказывается в публикации «ПАО «Пермнефтегеофизика» дает оценку российской бескабельной сейсморегистрирующей системе «Геотом». («Приборы и системы разведочной геофизики», №3(78), 2023 г). Учитывая рекомендации, в том числе и пермских специалистов, ПАК «Геотом» сегодня полностью готов к решению производственных задач. Это отлично подтвердили работы, реализованные ПАО «Пермнефтегеофизика» в июне 2024 г.

Производственные работы с ПАК «Геотом»

В соответствии с утвержденной программой были проведены опытно-производственные работы (ОПР) с отечественной сейсморегистрирующей бескабельной системой «Геотом» . Основанием для проведения работ является Договор на некоммерческое использование оборудования ПАК «Геотом» между компаниями ООО «Фирма «Геосейс» и ПАО «Пермнефтегеофизика».

ОПР выполнены в производственном режиме в условиях проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3D на Усть-Обвинской площади (Ильинский район, Пермский край), отрабатываемой для компании ООО «УралОйл». Полевое оборудование «Геотом» оценивалось с точки зрения альтернативы используемым в работе кабельным телеметрическим системам типа «Sercel 428XL» и «Sercel 508XT» для повышения эффективности производства. А также испытание проведено в рамках импортозамещения продукции, имеющей критическое значение для производства сейсморазведочных работ. Время проведения ОПР – июнь 2024 г.

Сейсморазведочные работы выполнялись силами СП-11 совместно с группой специалистов ООО «Фирма «Геосейс» по технологии комбинированного исполь-



▲ *Рис. 1. Обзорная карта района работ (А) и Прогресс-карта площади работ (Б).*

зования кабельной и бескабельной систем.

В качестве регистрирующей системы были использованы телеметрические системы сбора сейсмической информации «Sercel» (Франция) и ПАК «Геотом» (Россия), а также одиночные сейсмоприемники типа «GS-ONE 10 Hz» (Россия). В качестве источника возбуждения упругих колебаний применялся взрывной источник возбуждения, погруженный в скважины глубиной 8 м.

Оценка результатов сейсморазведочных данных проводилась по следующим параметрам:

- сравнение амплитудно-частотных характеристик сейсмограмм, полученных с использованием телеметрических систем «Sercel 508XT» и ПАК «Геотом»;
- визуальная оценка данных ПАК «Геотом»;
- оценка технологичности и надёжности оборудования ПАК «Геотом».

По результатам ОПР проведена оценка системы «Геотом», подготовлен Протокол промышленных испытаний ПАК «Геотом».

Работы проводились в Пермском крае, примерно в 170 км к северу от г. Пермь (Рис. 1).

На прогресс-карте (Рис. 1, б) представлена схема отработки участка работ. Фиолетовым цветом выделены приемные пикеты, на которых располагались бескабельные блоки системы «Геотом».

Опытные работы проводились в период 06.06.2024 - 22.06.2024 г. Температура была в диапазоне 15-29°С, в течение нескольких дней перед началом регистрации были грозы.

По результатам работы было проведено совещание по оценке ПАК «Геотом» и его применимости на последующих проектах в регионе.

Результирующий документ всеобъемлюще отразил и ход проекта, и достигнутые результаты.

Геотом: вопросы и решения

1. Проведение производственных работ на Усть-Обвинской площади с использованием российского бескабельного программно-аппаратного комплекса (ПАК) «Геотом»

2. Оценка возможностей использования ПАК "Геотом" в проектах, связанных с природосберегающими технологиями сейсморазведки, используемыми в ПАО «Пермнефтегеофизика».



▲ *Рис. 2. Демонстрация возможностей ПАК «Геотом».*

ООО «Фирма «Геосейс»:

1. Проведена презентация технологических возможностей ПАК «Геотом» с информацией об основных характеристиках системы, ее отличиях и преимуществах относительно кабельных систем и бескабельных нодальных систем.

Оборудование ПАК «Геотом» представляет собой отечественную разработку - беспроводную систему сейсморегистрации. Система обеспечивает дистанционное управление всей расстановкой, включение и выключение регистрации, контроль позиционирования каналов и стабильность радиосигнала, а также тестирование всех компонентов и выбранных каналов. Оператор в режиме близком к реальному времени может контролировать уровень шумов приемной расстановки.

Рабочий диапазон радиосистемы Геотом составляет 433 МГц (не требует лицензирования), обеспечивая устойчивую связь между блоками на расстояниях порядка 300–500 метров. Система способна работать непрерывно в режиме записи данных более 100 суток при низких температурах без необходимости замены батарейных блоков. Остановка записи продлевает срок службы батарей.

2. Проведена практическая демонстрация удаленного управления ПАК «Геотом» посредством расстановки на месте регистрации 25 каналов, формирования профиля, имитации полного цикла работы оператора.

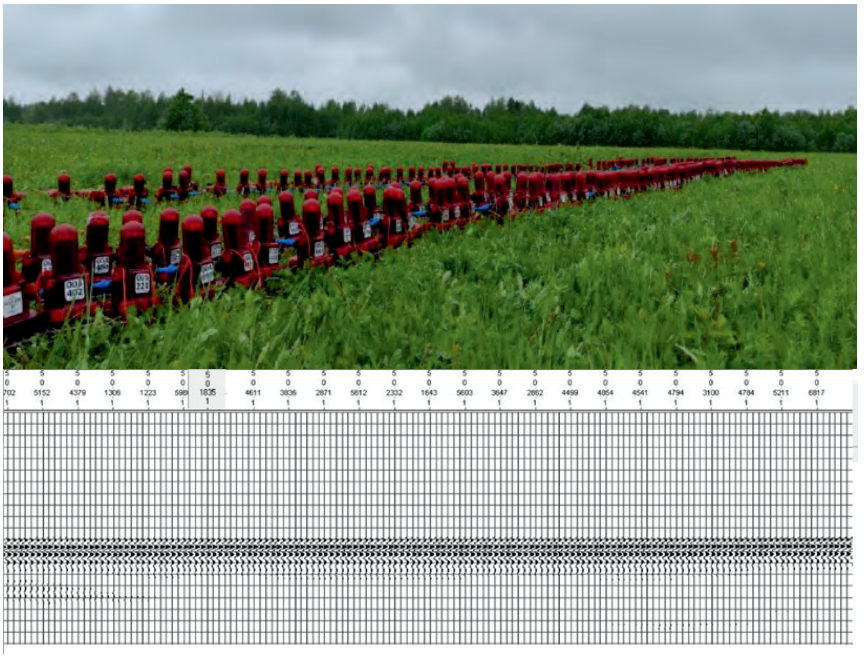
3. Проведена демонстрация ПАК «Геотом» непосредственно в полевой партии, произведено считывание данных, полученных в процессе полевых работ.

ПАО «Пермнефтегеофизика»

1. На Усть-Обвинскй площади в

▼ *Рис.3. Станция управления ПАК «Геотом» легко разворачивается в любом месте.*





▲ *Рис.4. Тест на идентичность ПАК «Геотом».*

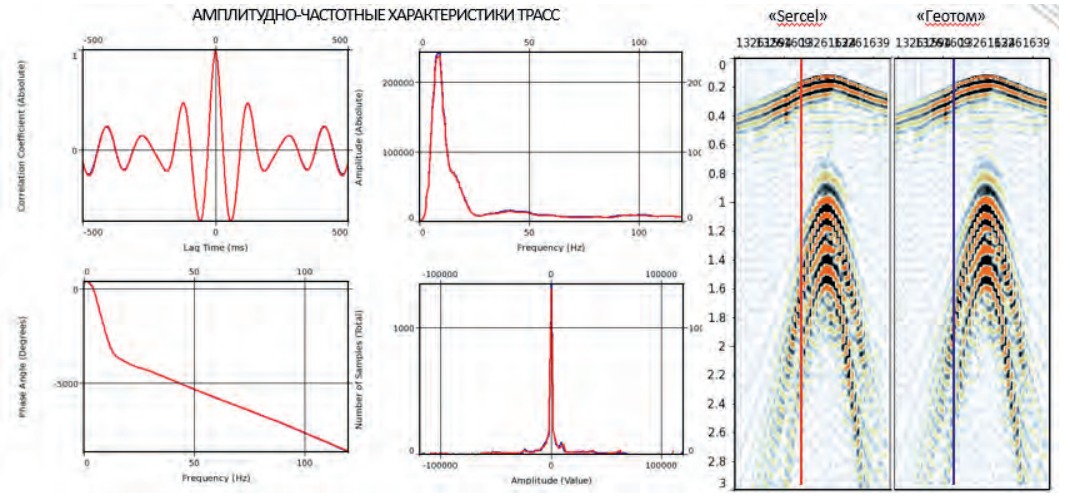
производственной работе участвовало 600 каналов ПАК «Геотом», в том числе 500 каналов в процессе самостоятельной регистрации данных. Основная регистрирующая система на проекте кабельной система – XT-508 (Sercel, Франция).

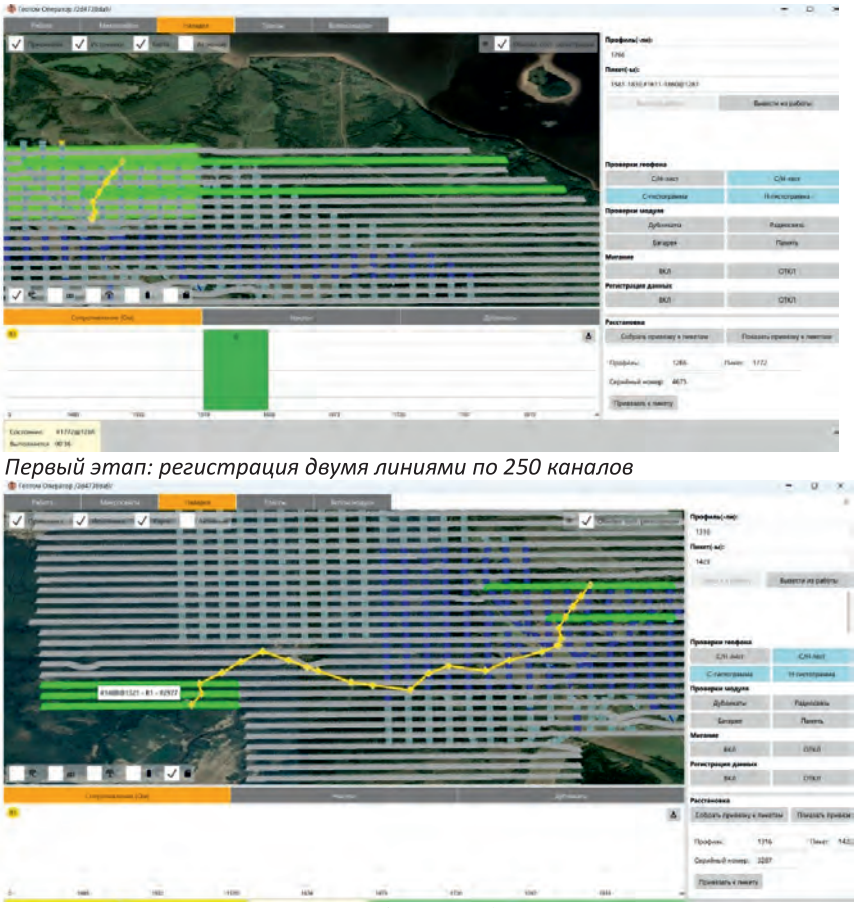
2. На базе полевой партии проведена проверка блоков «ГЕОТОМ» и одиночных сейсмоприемников GS-ONE-10Hz на фазовую и амплитудную идентичность в общем количестве 500 шт. В качестве источника возбуждения использован взрыв в одиночной скважине массой 0.3 кг, на удалении от сейсмоприёмников в 600 м.

3. После теста на идентичность оборудования был реализован сострел двух сейсморегистрирующих систем, посредством установки во время производственной регистрации данных параллельно 50 блоков обеих систем. После считывания и анализа данных, подтверждена идентичность материала, зарегистрированного различными системами, что позволило принять решение о независимой регистрации данных ПАК «Геотом».

4. Всего в регистрации было использовано 500 блоков, которые устанавливались в с коммутацией на 788 ПП прием-

▼ *Рис. 5. Сострел двух сейсморегситрирующих систем и сравнение АЧХ трасс.*





Первый этап: регистрация двумя линиями по 250 каналов

Второй этап: переустановка 288 блоков на другие ПП
Зеленый цвет – приемные пикеты, желтый цвет – управляющая линия.

▲ *Рис. 6. Каналы ПАК «Геотом» в активной расстановке системы наблюдения.*

ной расстановки. На первом этапе было установлено две линии по 250 каналов, после выхода данных каналов из активной расстановки, 288 блоков после считывания данных были переустановлены на другие ПП.

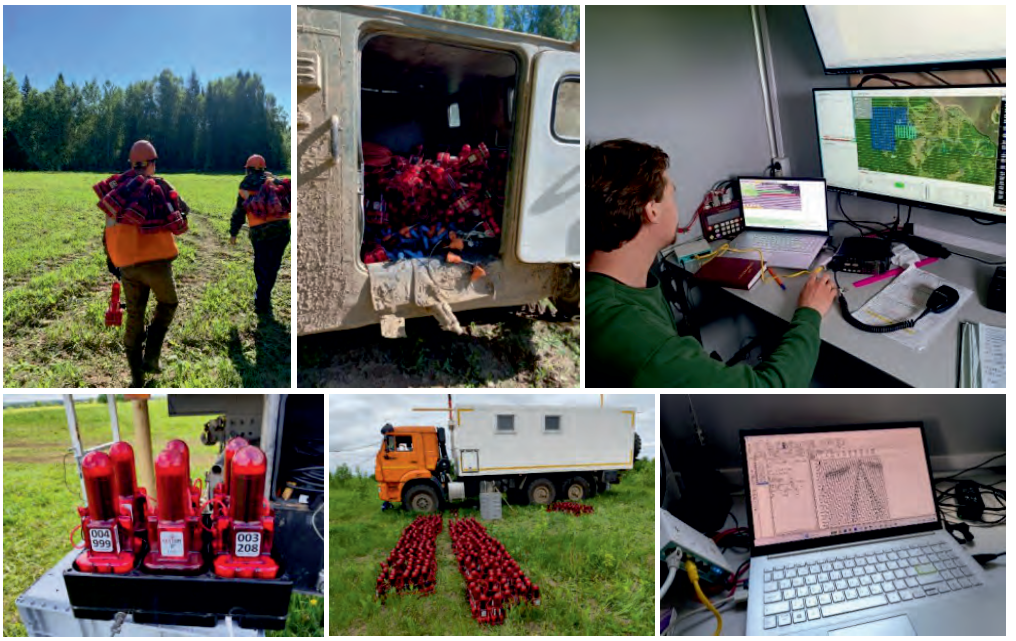
Было зарегистрировано 1505 ПВ, где использовался ПАК «Геотом».

5. Управление приемными каналами ПАК «Геотом» осуществлялось через управляющую линию, сформированную из 27 блоков ПАК «Геотом» с удалением более 6 км.

6. ПАК «Геотом» удобен в работе, вес одного канала ниже, чем вес одного канала кабельной системы. Скорость расстановки блоков «Геотом» сопоставима со скоростью расстановки кабельной системы, так как каналы ставятся без использования транспорта. Установленные блоки «Геотом» не требуют наладки, при этом для поддержания работоспособности кабельной системы необходимо ежедневно менять внешние аккумуляторы.

7. Материал, полученный в ПАК «Геотом» процессе переустановки данных и после полного считывания данных кондиционный, принят для последующей обработки.

ПАК «Геотом» действительно является хорошей и перспективной разработкой.и имеет потенциал дальнейшего развития. Анализ проведенных опытных работ со стороны специалистов ПАО «ПНГ» отметил ряд моментов, которые в дальнейшем теоритически могут быть учтены разработчиками ПАК «Геотом» во время обновления системы. Среди основных: возможность визуализации в режиме «реального времени», возможность выгрузки sps-файлов, добавление кон-



▲ *Рис. 7. Производственные работы с ПАК «Геотом».*

тролирующих линий для охвата всех направлений труднодоступных мест.

ООО «УралОйл»

1. Приоритет на проектах компании будет уделяться исполнителям, использующим российское оборудование, при этом требования к качеству не могут быть снижены. ПАК «Геотом», в ходе демонстрации, подтвердил свою удобность и надежность, позволяя удаленно получать всю необходимую информацию для качественной регистрации данных.

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»

1. Учитывая, что в Пермском крае работы проводятся с использованием природосберегающих технологий, важным фактором является надежность и удобство оборудования. Предпочтительны технологии, позволяющие работать без использования техники и минимизирующие число операций, необходимых для настройки и обслуживания приемных линий. ПАК «Геотом», обладающий легкими и универсальными модулями и не требующий замены батарей в процессе регистрации, представляет собой отличное решение для выполнения качественных и безопасных сейсморазведочных работ.

2. На всех площадях, планируемых к изучению сейсморазведкой есть участки, на которых ПАК «Геотом» будет востребован и эффективен – это участки с крутым рельефом, заболоченные и пойменные территории, урбанизированные территории и трассы.

ПО ИТОГАМ ЗАСЕДАНИЯ РЕШИЛИ:

1. Подтвердить соответствие зарегистрированных данных ПАК "Геотом" и телеметрических станций типа SN-428,508 на основе проведенных работ и представленных материалов.

2. Признать работы на Усть-Обвинской площади с использованием ПАК "Геотом" качественными, продемонстрировавшими преимущества данного оборудования для реализации природосберегающих технологий сейсморазведки.

3. Полученные результаты свидетельствуют о целесообразности использования ПАК "Геотом" на проектах компании ПАО "Пермнефтегеофизика" как в сочетании с телеметрической системой

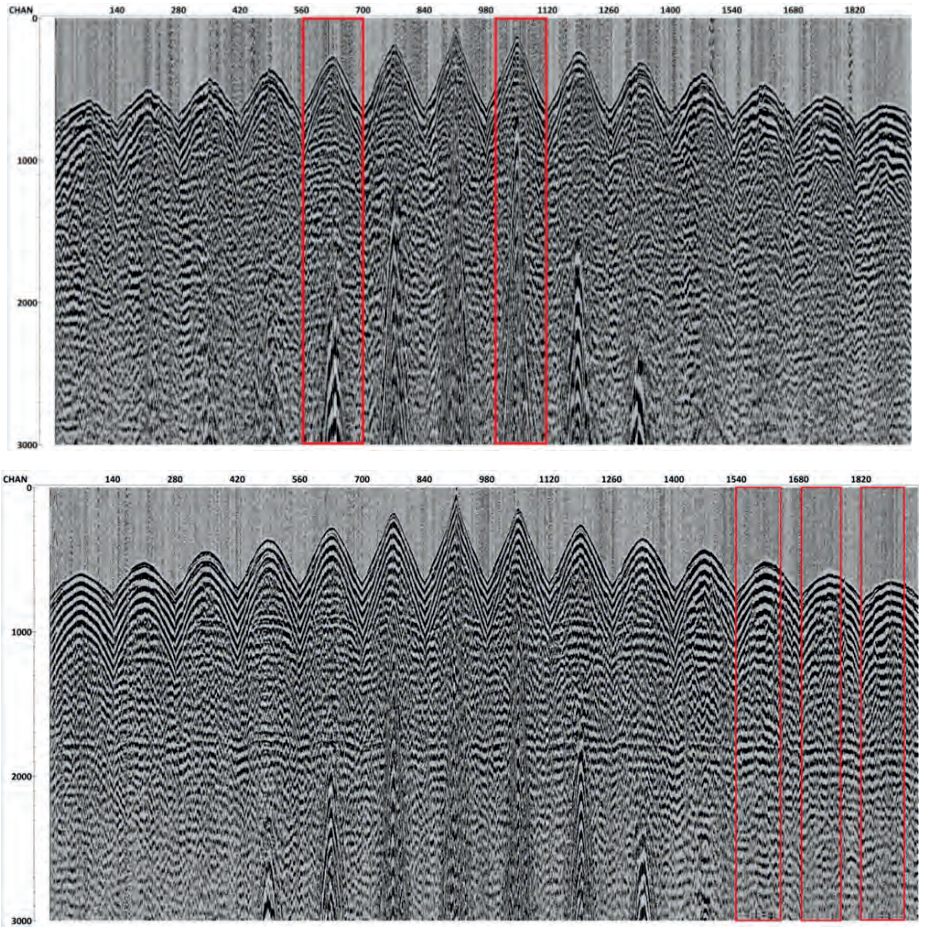


Рис. 8. Объединенные сейсмограммы «SERCEL» и «Геотом».

Sercel, так и самостоятельно.

4. Разработчикам ПАК "Геотом" представить документы, подтверждающие включение системы в реестр российского оборудования, для получения приоритета при использовании на проектах компаний ООО "ЛУКОЙЛ-Пермь" и ООО "Урал Ойл".

Вместо заключения

В ходе традиционной конференции «Геофест» в июне 2024 г. был представлен доклад Захарова Ю. М. «Горы зовут в разведку» о необходимости продолжения исследований в зоне Передовых Складок Урала, сегодня практически неизученных сейсморазведкой. Один из сладов доклада показывал хронограмму рабочего времени на «стандаратных» проектах и сложных в зоне ПСУ. (Рис.9).

На проекте в горных условиях время на настройку ЛП занимало 37%. В «стандар-

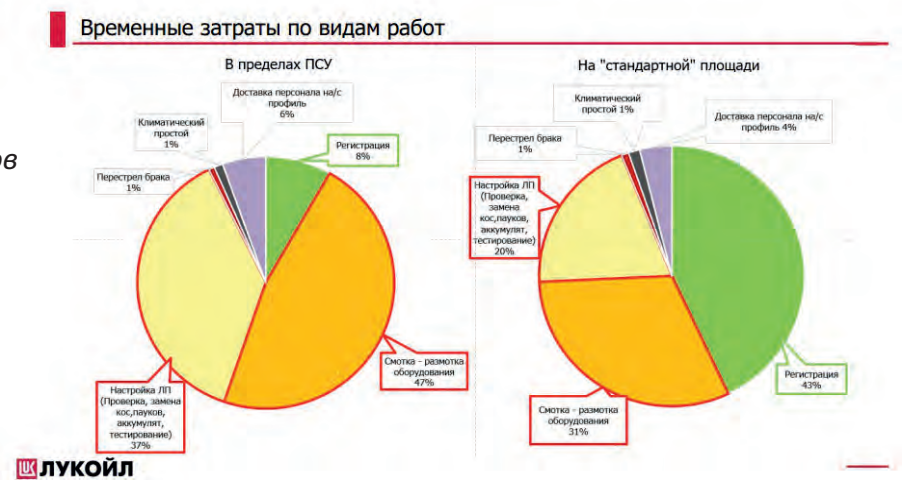


Рис. 9. Хронограмма рабочего времени сейсмических проектов в Пермском крае.

тных» условиях – 20%. Использование ПАК «Геотом» позволит при правильной установке канала избежать полностью наладки профиля, как элемента. А скорость размоточно-смоточных операций будет также существенно увеличена, за счет использования бескабельных технологий.

По предварительной оценке, переход на работу ПАК «Геотом» в Пермском крае позволит увеличить время регистрации, а особенно в сложных условиях.

Так что,



ПРОДОЛЖЕНИЕ СЛЕДУЕТ!

Подробнее об авторах



Лаптев
Александр Павлович
Управляющий директор
ПАО «Пермнефтегеофизика»,
АО «Росгеология»



Спешилов
Василий Иванович
Главный инженер
ПАО «Пермнефтегеофизика»,
АО «Росгеология»



Захаров
Юрий Михайлович
ведущий геофизик
Филиала ООО
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть»
в г. Перми



Кошкин
Константин Александрович
начальник отдела
геологии и лицензирования
ООО «УралОйл»



Хакимова
Жанна Александровна
ведущий геолог
отдела ГРР по
Пермскому Краю
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»

Литий-ионные аккумуляторы от ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО»: еще один шаг к повышению эффективности сейсморазведки



Махортов
Павел Романович

Генеральный директор
ООО «НОВЫЙ
ВОСТОКГЕО»

Эффективность работы сейсмопартии является ключевым фактором успешного проведения сейсморазведочных исследований. В современных проектах для оценки этой эффективности используется показатель «баланс рабочего времени», который позволяет определить, как оптимально организована работа сейсмоотряда. Чем больше процент рабочего времени приходится на регистрацию сейсмических данных, тем выше оценивается организация труда. Однако на практике даже в самых качественно организованных проектах непосредственное время регистрации данных, редко превышает 50%.

Большую часть времени сейсмопартии занимает подготовка полевой системы наблюдения и простои, вызванные погодными условиями. Один из существенных факторов, влияющий на время настройки «поля», — это необходимость регулярной замены аккумуляторных батарей, поддерживающих работоспособность кабельного напольного оборудования. В любом, даже самом высокоэффективном проекте до 10-15% рабочего времени уходит на замену аккумуляторов, которые устанавливаются на каждые 48-96 каналов, в зависимости от используемого оборудования при регистрации данных. В условиях постоянной борьбы за повышение эффективности работы на первый план выходит важность выбора надежных и производительных источников питания.

Литий-ионные системы питания в полевом и транзитном корпусе 3S1P 120Ah, 150Ah 170Ah итд., от компании ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» представляют собой современное решение, значительно повышающее эффективность работы сейсморазведочных партий. Литий-ионные умные системы питания легче и удобнее в использовании, обеспечивают более длительное сохранение необходимого напряжения при регистрации данных. Внедрение этой технологии позволит обладателям значительно сократить затраты на перевозку эксплуатацию и обслуживание источников питания. На сегодняшний день ведущие компании в отрасли, провели тестирование нового источника энергии, сравнивая его с традиционными свинцово-кислотными, гелиевыми и иными аккумуляторами, которые широко применяются в сейсморазведке.

Литий-ионная аккумуляторная батарея 3S1

Данная система питания включает литий-ионные аккумуляторы, имеющие специальный состав, обеспечивающий работу элементов при низкой температуре -45 градусов и ниже. Элементы собраны в одном корпусе, оснащенном платой управления, датчиками защиты от чрезмерного напряжения при не правильном подключении, высокой нагрузки, чрезмерного заряда-разряда элементов, контроля температуры отключения элементов при высокой температуре, подогрев при низкой температуре, защита от короткого замыкания итд. Система имеет встроенный кабель питания, который обеспечивает подключение как к системе регистрации



▲ *Рис. 1. Модель C08M 120Ah*

данных Sercel 408,428, 508, ULS -Tz так и к зарядному устройству.

Вся система размещена и упакована в защитный пластиковый чемодан оранжевого цвета, с боковым выходом для кабеля питания, что обеспечивает удобство в эксплуатации и транспортировке. Размеры системы питания компактен и оптимизирован для использования в полевых условиях.

Литий-ионная аккумуляторная батарея состоит из секторов с аккумуляторами общей емкостью 120 A/h, радиатора пассивного охлаждения, кейса и кабеля питания полевых модулей. Вес АКБ составляет 9,5 кг, что делает ее удобной в эксплуатации.





▲ *Рис. 2. Зарядное устройство ALWEV II для Li-Ion батарей 20A.*

Характеристика модели:

- Разряд: 0.2C;
- Напряжение отключения: 8.1V;
- Расчетная мощность: 120 Ah;
- Минимальная мощность: 112 Ah;
- Последовательно-параллельный 3S1P;
- Начальное сопротивление:
≤ 25 mΩ 50% SOC, 1kHz;
- Номинальное напряжение: 12 V;
- Рабочий диапазон температур: 25 ± 2 °C;
- Влажность воздуха: 15%~75%;
- Вес: 9.5 Кг;
- Габариты: L 335 x M 310 x H 155 mm.

Преимущества этих аккумуляторов включают длительное хранение заряда (к примеру система питания 120Ah в -40 -45 градусов при максимальном потреблении на линию СМ 428 в режиме сейсмомониторинга обеспечивает непрерывную работу до 2 суток, при регистрации в обычном режиме более длительное время). Они идеальны для использования в труднодоступных местностях. В отличие от кислотных батарей, литий-ионные не имеют вредных выбросов, не требуют технического обслуживания и могут разряжаться до 9,5-9,8 В. Питающий кабель надежно соединяется с батареей, что исключает потерю контакта, а также фиксируется к корпусу кейса для предот-

Технические характеристики зарядного устройства:

- Температура хранения: -40...+70°C;
- Рабочая температура: -5...+45°C;
- Влажность: ≤ 90%;
- Входное напряжение: AC 220V ±15%;
- Выходное напряжение: 12.6V;
- Максимальный выходной ток: 15-20A;
- Пульсации выходного напряжения: Vpp ≤ 2%;
- Эффективность: ≥ 90%;
- Сопротивление изоляции: Вход-выход, вход-корпус, выход-корпус ≥ 20 MΩ;
- Среднее безаварийное время: ≥ 50,000 часов.

вращения потери при транспортировке.

При использовании литий-ионных АКБ отсутствует необходимость в закупке электролита, дистиллированной воды, ареометров, тестеров и других расходных материалов для технического обслуживания.

Специальное зарядное устройство Alwev II предназначено для зарядки аккумуляторов от внешних источников и обладает передовыми технологиями переключения питания. Оно отличается компактными размерами, легким весом и высокой эффективностью, обеспечивая надежную работу заряжаемых систем и аккумуляторов.

Устройство использует трехступенчатый импульсный заряд с автоматическим прекращением заряда при достижении полной емкости аккумулятора, что подтверждается сигнализацией зеленого индикатора. Для охлаждения предусмотрен встроенный вентилятор, а также имеются защиты от перенапряжения, сверхтока, короткого замыкания и обратная защита.

Полевые тесты литий-ионных аккумуляторов.

установки АКБ	установки на профиль	АКБ в момент установки	время замены АКБ	АКБ в момент замены	рабочего времени АКБ	каналах на АКБ	окружающей среды
5703/2864	15.03.2023 00:30	12,4	18.03.2023 22:39	10,5	70ч10м	120	15.03.2023 - 6 16.03.2203 - 4 17.03.2023 - 18 18.03.2023 - 25
5709/2864	15.03.2023 00:35	12,2	18.03.2023 22:44	10,3	70ч10м	120	15.03.2023 - 6 16.03.2203 - 4 17.03.2023 - 18 18.03.2023 - 25
5667/2864	15.03.2023 00:35	12,5	18.03.2023 22:36	10,5	70ч01м	120	15.03.2023 - 6 16.03.2203 - 4 17.03.2023 - 18 18.03.2023 - 25
5715/2864	15.03.2023 00:40	12,4	18.03.2023 22:48	10,6	70ч08м	120	15.03.2023 - 6 16.03.2203 - 4 17.03.2023 - 18 18.03.2023 - 25
5673/2864	15.03.2023 00:40	12,4	18.03.2023 22:42	10,4	70ч02м	120	15.03.2023 - 6 16.03.2203 - 4 17.03.2023 - 18 18.03.2023 - 25
5721/2864	15.03.2023 00:44	12,4	18.03.2023 22:51	10,5	70ч06м	120	15.03.2023 - 6 16.03.2203 - 4 17.03.2023 - 18 18.03.2023 - 25
5685/2864	15.03.2023 00:45	12,4	18.03.2023 22:49	10,5	70ч04м	120	15.03.2023 - 6 16.03.2203 - 4 17.03.2023 - 18 18.03.2023 - 25

▲ *Табл. 1. График эксплуатации различных аккумуляторов, выполненный Компанией №1.*

Дата и время установки на профиль	ПР/ПК установки АКБ	Напряжение АКБ в момент установки	Дата и время замены АКБ	Напряжение АКБ в момент замены	Количество рабочего времени АКБ	Марка АКБ
10.10.2020 03:34	5157/1592	12.7 В	11.10.2020 19:03	11.5	38ч 25мин.	6СТ90 №1
10.10.2020 03:41	5153/1576	12.5 В	13.10.2020 15:02	9.9	59ч 20мин	Литий-ионный№1
11.10.2020 19:04	5157/1592	12.3 В	12.10.2020 23:15	11.6	28ч 11мин.	6СТ90 №2
11.10.2020 16:01	5145/1572	12.3 В	14.10.2020 23:00	9.4	79ч	Литий-ионный№2
11.10.2020 16:10	5149/1572	12.3 В	13.10.2020 06:20	11.4	28ч 20мин.	6СТ90 №3

▲ *Табл. 2. Анализ времени работы литий-ионных и кислотно – свинцовых батарей, выполненный во время тестирования оборудования компанией №2.*

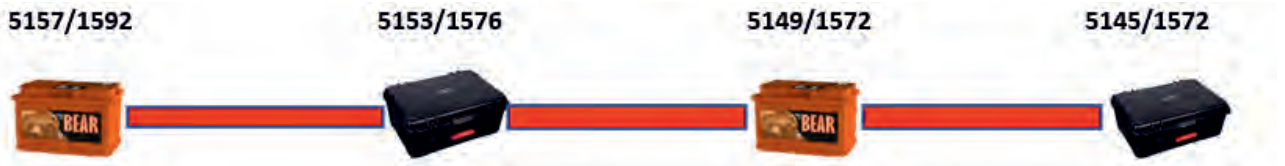


Рис. 3. Схема расположения АКБ на линии Laux.

Автоматическая схема управления осуществляет выборку выходного напряжения и тока, а замкнутая цепь обратной связи использует широтно-импульсную модуляцию (ШИМ) для поддержания стабильных значений. Выходные регуляторы обеспечивают надежный и стабильный выход постоянного тока. Устройство дополнительно оснащено защитами от короткого замыкания, инверсии, перенапряжения и перегрузки по току.

Два типа АКБ подключили к линиям с 96 каналами в режиме постоянной регистрации и поместили в морозильную камеру. Анализ времени работы представлен на рис.4.

По результатам тестирования все компании пришли к единым выводам, что литий-ионные аккумуляторы соответствуют заявленным производителем характеристикам, имеют целый ряд преимуществ относительно стандартных кислотных аккумуляторов, используемым в отрасли.

Преимущества литий-ионных аккумуляторов перед кислотным

1. Упрощение наладки: Литий-ионные аккумуляторы позволяют снизить время, затрачиваемое на наладку неисправных каналов.

2. Отсутствие обслуживания: Не требуют регулярного технического обслуживания, что минимизирует операционные затраты, позволяет обходиться без аккумуляторной в составе партии.

3. Экологичность: Производят нулевые

		Li-ion\li-po(120)	AGM(100) б\у	t	
17.11.2021	11:15	12,5	12,6	Помещены в морозильную камеру	
17.11.2021	11:38	12,4	12,3	Подключены линии по 96 каналов на каждый АКБ	
17.11.2021	12:15	12,3	12,1	Режим сейсмомониторинг	
17.11.2021	13:35	12,2	12,1	Режим сейсмомониторинг	-32
17.11.2021	14:41	12,2	12	Режим сейсмомониторинг	-33
17.11.2021	16:16	12	11,9	Режим сейсмомониторинг	-34
17.11.2021	18:23	11,9	11,8	Режим сейсмомониторинг	-36
18.11.2021	7:09	10,7	11,5	Режим сейсмомониторинг	-40
18.11.2021	8:50	10,6	11,5	Режим сейсмомониторинг	-40
18.11.2021	10:12	10,5	11,5	Режим сейсмомониторинг	-40
18.11.2021	11:30	10,5	11,4	Режим сейсмомониторинг	-40
18.11.2021	13:20	10,4	11,4	Режим сейсмомониторинг	-40
18.11.2021	14:45	10,3	11,3	Режим сейсмомониторинг	-40
18.11.2021	15:22	10,3	10,8	Режим сейсмомониторинг	-40
18.11.2021	15:37	10,2	10,5	AGM достиг критического значения	-40
18.11.2021	17:28	10,2		Режим сейсмомониторинг	-40
18.11.2021	18:15	10,1		Режим сейсмомониторинг	-40
19.11.2021	5:04	8,8		Li-ion Сработал контроллер отключения батареи	-40

Рис. 4. Анализ работоспособности оборудования в криокамере.

вредные выбросы в атмосферу.

4. Снижение затрат на расходные материалы: Исключает необходимость в запасах электролита, дистиллированной воды, ареометров, нагрузочных вилок, тестеров, трубок для контроля уровня электролита, воронок и щеток для очистки клемм.

5. Упрощение подключения: Отпадает необходимость в покупке клемм.

6. Снижение материальных затрат: Устраняет потребность в фанере для создания ящиков, фольгоизолоне или монтажной пене, а также в саморезах.

7. Низкий риск брака: Минимизирует вероятность возникновения неисправностей в результате сбоя телеметрии, вызванного выходом из строя аккумуляторов.

8. Устойчивость к окислению: Литий-ионные АКБ не подвержены коррозии, что продлевает срок службы.

9. Низкий уровень саморазряда: Обеспечивает длительное хранение с минимальными потерями энергии.

10. Глубокий разряд: Возможно глубокое разряжение без ущерба для работоспособности.

11. Долговечность: Увеличение времени работы на 20-30%, относительно кислотных аккумуляторов.

12. Легкость конструкции: Литий-ионные аккумуляторы имеют значительно меньшую массу по сравнению с кислотно-свинцовыми аналогами (например, 9,5 кг против 22-30 кг).

13. Надежное соединение: Нет риска потери контакта между аккумуляторами и полевым модулем.

14. Широкий температурный диапазон: Работают эффективно в широком диапазоне температур.

15. Устойчивость кабелей: Питательный кабель крепится к корпусу, что предотвращает случайные разъединения.

16. Повышение эффективности зарядки: Позволяет увеличить объем параллельной зарядки аккумуляторов.

17. Герметичность- безопасность для персонала: полевой корпус представлен в нескольких видах, в том числе с защитой от попадания влаги с возможностью использования на глубине до 10 м, транзитный корпус на глубине до 50 м.

Выводы

В ходе практического применения литий-ионных аккумуляторов стало очевидно, что они значительно превосходят кислотные аналоги по продолжительности эксплуатации. Литий-ионные аккумуляторы не требуют регулярного технического обслуживания, что существенно облегчает и ускоряет процесс установки и зарядки. Это позволяет сократить количество необходимого персонала и техники, задействованных в процессе поддержания активной расстановки, что, в свою очередь, приводит к более рациональному использованию доступных ресурсов.

Кроме того, переход на литий-ионные аккумуляторы открывает новые возможности для оптимизации рабочего процесса. Снижение потребности в наладке и техническом обслуживании позволяет сэкономить время, которое может быть использовано для регистрации данных. Это означает, что сейсморазведочные партии смогут сосредоточиться больше на сборе и анализе информации, что положительно скажется на качестве и надежности получаемых результатов. Таким образом, литий-ионные аккумуляторы не только повышают общую эффективность работы, но и способствуют улучшению условий труда специалистов в этой области.

ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО» с производителями КНР планирует и дальше продолжать разработку новых источников энергии для нужд отрасли. На сегодняшний день в эксплуатации на территории РФ в находится около 5000 литий-ионных систем питания 3S1P 120-150Ah.В случае заинтересованности мы готовы предоставить данные по тестированию, либо образцы для возможности проведения тестирования на территории Заказчика. Готовы предложить удобные условия поставки систем питания или аренду по договоренности.

«НОВЫЙ ВОСТОКГЕО»
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

625043, РФ, г. Тюмень, ул. Дружбы, д. 37
7203309171 КПП 720301001

Паспорт литий-ионная система питания 3S1P

Наименование продукта: 3S1P Наружная система питания
Модель продукта: CM・PRD・PMO・210512

Область применения:
Литий-ионные аккумуляторные системы питания предназначены для использования различных сферах как источник питания в том числе при поиске полезных ископаемых при проведении сейсморазведочных работ в полевых условиях при низких температурах окружающего воздуха.

1. Характеристики и параметры:

№ п/п	Наименование	Параметр		Примечание
1.	Модель	C08M 120Ah		Разряд: 0.2C Напряжение отключения: 8.1V
	Расчетная мощность	120	Ah	
	Минимальная мощность	112	Ah	
2.	Последовательно-параллельный	3S1P		
3.	Начальное сопротивление	≤ 25	mΩ	50% SOC, 1kHz
4.	Номинальное напряжение	12	V	
5.	Разряд напряжения отключения	8.1	V	Разряд Температура 25 ± 2 ºC Влажность 15%~75% 25±2 ºC
6.	Стандартный разрядный ток	20	A	
7.	Максимальная продолжительность разрядного тока Max	20	A	Температура 25 ± 2°C Влажность 15~75%
8.	Напряжение при разомкнутой цепи при передачи	10.7-11.7	V	Напряжение в течение 1 недели после установки)
9.	Режим зарядки	CC+CV		Заряд для литий-ионных систем питания и режим зарядки с CC+CV
10.	Максимальное зарядное напряжение	12.6	V	CC+CV заряд Температура 25 ± 2°C Влажность 15%~75%
11.	Стандартный зарядный ток	20	A	CC заряд Температура 25 ± 2°C Влажность 15%~75%
12.	Максимальный зарядный ток	20	A	Температура 25 ± 2°C Влажность 15~75%
13.	CC Ток отключения зарядки	2.4	A	Температура 25 ±2°C Влажность 15%~75%
14.	Вес полевой корпус – транзитный корпус TZ	9.2-12	Kг	
15.	Рабочая температура (Заряд)	0≤T≤15		5000mA
		15<T≤30		20000mA
		30<T≤50		20000mA
16.	Рабочая температура	-40≤T≤0		5000mA
		0<T≤20		20000mA
		20<T≤45		20000mA
		45<T≤60		20000mA
17.	Температура хранения	-20~60°C	≤ 3 месяца	Заряд от 40-60 процентов мощности
		-20~40°C	≤ 1 год	
18.	Тип корпуса полевой – транзитный TZ			

БАШНЕФТЕГЕОФИЗИКА
АКЦИОНЕРЗАР ЙӘМҒИӘТЕ
БАШНЕФТЕГЕОФИЗИКА
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

13, ул. Ленина, г. Уфа, 450077, Республика Башкортостан, Российская Федерация
Тел.: (347) 272-60-24, факс: (347) 276-76-60 E-mail: secretary@bngf.ru
ИНН 0275009544/КПП 027501001
http://www.bngf.ru

№140/46 от 11.07.2023г.

ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО»
Генеральному директору
П.Р. Махортову

Уважаемый Павел Романович!

Акционерное общество «Башнефтегеофизика» благодарит Вашу компанию за своевременную поставку систем питания 3SP1 12V 120Ah и зарядных устройств к ним. Практическое их использование в широком диапазоне температур (до – 45 градусов) позволило нам оптимизировать обеспечение питания полевого оборудования, ускорило наладку расстановки, облегчило труд сотрудников, занятых их зарядкой и обслуживанием, а также положительно сказалось на безопасности. В настоящее время наш парк насчитывает более 1200 шт. таких систем питания.

Учитывая положительный опыт их эксплуатации, наша Компания продолжит постепенный переход от свинцово-кислотных аккумуляторных батарей к более современным - на основе литийсодержащих элементов.

Руководитель Центра технической поддержки-
Дирекции разведочной геофизики
АО «Башнефтегеофизика» В.А.Спиридонов

«ТНГ-Групп»
ул. Ворошилова, 21, г. Бугульма,
Республика Татарстан, Россия, 423236

«TNG-Group»
21, Voroshilov Street, Bugulma,
423236, Tatarstan, Russia

Phone: +7(85594) 7-75-12, 4-05-33, fax: +7(85594) 7-75-94
E-mail: tng@tng.ru, http://www.tng.ru INN/KPP 1645019164/164501001

05 09 2024 № 2998/02

Генеральному директору
ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО»
П.Р. Махортову

О системах питания

Уважаемый Павел Романович!

ООО «ТНГ-Групп» благодарит вашу компанию за своевременные поставки в течение 2023 г. литий-ионных систем питания 3S1P 12V 120Ah в количестве 600 шт. и зарядных устройств к ним в количестве 200 шт. для транзитной и наземной сейсморазведки. Поставленная продукция позволила нам выполнить в установленные сроки запланированные объёмы регистрации сейсмических данных в летний период на водоёмах, а в зимний период в районах Восточной Сибири, приравненных к условиям Крайнего Севера, где температура окружающего воздуха достигала -45 градусов.

Исходя из полученной практики использования литий-ионных систем питания в летний и зимний сезон видно, что литий-ионные системы питания значительно превосходят кислотные аккумуляторы по времени эксплуатации, использованию персонала, безопасности, расходам на облуживание. Использование литий-ионных аккумуляторов позволяет сократить количество персонала и техники для поддержания активной расстановки, даёт возможность уделить больше времени наладке профиля.

ООО «ТНГ-Групп» планирует и в дальнейшем использовать в своих сейсморазведочных партиях литий-ионные системы питания 3S1P 12V 120Ah, в том числе дополнительно приобрести системы питания для проектов в Восточной Сибири, а также на водоёмах.

Первый заместитель
генерального директора по производству –
директор разведочной геофизики Д.А. Кислер

Исп. Юзкаев А.С.
т. (85594) 7-75-93

СИСТЕМА МЕНЕДЖМЕНТА ISO 9001:2015 ISO 14001:2015 ISO 45001:2018

Allseis - Удобство и эффективность: ключевые принципы комплексных технологий



Красноборов Дмитрий

Многообразие задач, которые ставят недропользователи перед сейсморазведчиками, чрезвычайно велико. Важно отметить, что, несмотря на заявления некоторых производителей о универсальности их сейсморегистрирующего оборудования, данные утверждения зачастую имеют маркетинговый характер. На практике каждая конкретная задача требует индивидуального подхода и специфического решения. Выбор аппаратуры должен основываться на параметрах, которые наиболее оптимально соответствуют технологиям и геологическим задачам, поставленным заказчиками. Универсальной сейсморегистрирующей системы, способной эффективно справляться с любыми задачами, не существует. Однако существует возможность найти надежного партнера, который предложит систему, детально ориентированную на конкретные цели заказчика и адаптированную к особенностям его проекта.

Компания GDST занимает лидирующие позиции в разработке и производстве современных интеллектуальных датчиков и систем регистрации сейсмических данных. Она предлагает инновационные решения для энергетики, разведки полезных ископаемых, прогнозного обслуживания промышленных предприятий и изучения недр в городских условиях.

С учётом растущих потребностей в сейсморазведке с высокой плотностью и увеличенной пропускной способностью каналов, GDST полностью ориентирована на своё нодальное предложение ALLSEIS, которое предоставляет решения, отвечающие всем требованиям при минимальном воздействии на окружающую среду в практически любой местности. На данный момент оборудование GDST обслуживает более 200 клиентов и предоставляет свыше 300 000 каналов как для сейсморазведочных, так и для инженерных работ.

Компания X-Port Group понимает уникальность каждой задачи и готова предложить оптимальные аппаратурные решения, соответствующие требованиям современных геофизических исследований. Наши специалисты имеют многолетний опыт работы в отрасли и готовы проконсультировать клиентов по выбору наиболее подходящих технологий и оборудования. Мы стремимся стать надежным и эффективным партнером для недропользователей, предоставляя доступ к передовым решениям в области сейсморазведки, которые помогут достигнуть поставленных целей с максимальной эффективностью.

Нодальные модули для систем наблюдения высокой плотности

Повышение плотности сейсморазведочных систем наблюдения — это задача, связанная с усовершенствованием

методов и оборудования, используемых для геофизической разведки с целью улучшения качества и точности получаемых данных. Эта задача включает несколько ключевых аспектов.

Плотность сейсморазведочных наблюдений определяется количеством регистрирующих каналов (или датчиков), размещённых на определенной площади в процессе сейсмической разведки. Увеличение плотности может привести к более детальной картине геологической структуры, локализации ресурсов и повышению точности интерпретации данных. И первоочередная задача в создании систем высокой плотности заключается в подборе надежных и компактных сейсморегистрирующих систем.

Использование мобильных и компактных систем позволяет быстро развертывать большое количество датчиков в труднодоступных или сложных для изучения районах. Адаптивность оборудования к возможности создания гибридных систем наблюдения также является важным аспектом при выборе оборудования для плотных и сверхплотных систем.

Повышение плотности сейсморазведочных систем наблюдения является комплексной задачей, которая требует внимания к инновационным технологиям, оптимизации процессов и учета экономических факторов. Успешное решение этой задачи может значительно улучшить эффективность сейсморазведочных работ, повысить точность результатов и увеличить шансы на успешное открытие и разработку новых месторождений.

Компания GDST представляет широкую линейку нодальных сейсморегистрирующих систем наблюдения, решающих различные задачи.

ALLSEIS-1C - нод для сейсморазведки высокой плотности:

Встроенный геофон: Устройство оснащено высокочувствительным геофоном с рабочей частотой 5 Гц (интервал 5 Гц - 150 Гц) или 10 Гц (интервал 10 Гц - 240 Гц), что обеспечивает высокую качество регистрации сейсмических данных.

- Опциональная версия: Доступна версия с разъемом КСК для подключения внешних групп, что позволяет значительно расширить функциональные возможности устройства.

- Аналогово-цифровой преобразователь: Устройство имеет 24-разрядный Δ-Σ АЦП высокого разрешения, обеспечивающий запись сейсмических данных с высоким динамическим диапазоном для лучшей детализации и точности.

- Настройки: Пользователь может настроить шаг дискретизации и коэффициент усиления, что позволяет адаптировать устройство под конкретные условия работы и требования пользователей.

- GNSS-модуль: Встроенный высокочувствительный модуль GNSS с активной патч-антенной поддерживает множество систем навигации, включая GPS, Beidou и ГЛОНАСС, обеспечивая возможность работы в лесах и на сложном рельефе.

- Прерывистая синхронизация: Возможность работы в режиме прерывистой синхронизации часов GNSS с точностью менее ± 10 мкс, что критично для синхронизации систем и повышения надежности данных.

- Аккумулятор: Внутренний литий-ионный аккумулятор обеспечивает непрерывную регистрацию данных в течение 800 часов, что позволяет проводить длительные полевые исследования без необходимости в частой подзарядке.

- Тестирование и диагностика: Встроенный генератор тестовых сигналов поддерживает функции самотестирова-

Общие характеристики

Датчик	Встроенный высокочувствительный геофон 5Гц Встроенный высокочувствительный геофон 10Гц Опциональный разъём КСК для подключения внешней группы геофонов
Оцифровка	24 разрядный Δ-Σ АЦП с синхронизацией частоты по GNSS
Ёмкость накопителя	16 Гб флэш-память (32Гб опционально)
Автономность	Встроенная перезаряжаемая Li-Ion батарея (52/60Втч) 28/33 дня непрерывной регистрации
Точность синхронизации	±10мкс (синхронизация по GNSS) ±1мс (в течение одного часа без сигналов GNSS)
Авто тестирование	Внутренний генератор тестовых сигналов для самопроверки и диагностики функций и производительности.
Режим работы	Автономный с беспроводным контролем качества и поддержкой патрулирования БПЛА.
Светодиодный индикатор	Состояние нода, статус синхронизации GNSS, статус беспроводной передачи данных
Сбор данных	Стойка для скачивания данных/зарядки
Управление в поле	Наладонный планшет на базе Android
Вес	750г (без штыря), 800г (со штырём)
Размеры	9.8см x 10.8см x 11см (без штыря)
Рабочая температура	-40°C ~ +70°C

Аналоговые характеристики

Разрешение АЦП	24 разряда
Шаг дискретизации	0.5мс, 1мс, 2мс, 4мс
Коэффициент усиления	x1, x4, x16 (0дБ, 12дБ, 24дБ)
Входной импеданс	40кОм ‖ 22нФ (5Гц геофон) 20кОм ‖ 22нФ (10Гц геофон)
Точность усиления	0.1%
Максимальная амплитуда входного сигнала	±2.5В @ x1 ±625мВ @ x4 ±156мВ @ x16
Мгновенный динамический диапазон @1мс	125дБ @ x1 (типовое значение)
Полный динамический диапазон	145дБ
Эквивалентный входной шум @1мс	1мкВ @ x1, 0.25мкВ @ x4 (типовое значение)
Нелинейные искажения	-120дБ@ 31.5Гц
Полоса пропускания входного сигнала	0Гц ~ 866Гц @ 0.5мс (-3дБ) 0Гц ~ 800Гц @ 0.5мс (-0.1дБ)
Антиалайзинговый фильтр	Линейный, -3дБ @86.6% по Найквисту
Затухание в полосе запирания	>120дБ @по Найквисту
Ослабление синфазного сигнала	>120дБ

▲ *Рис. 1. Характеристики массового нода Allseis – 1C.*

ния и диагностики в полевых условиях, включая оценку эквивалентного входного шума системы, динамического диапазона в реальном времени, сопротивления геофона постоянному току, его собственной частоты и чувствительности.

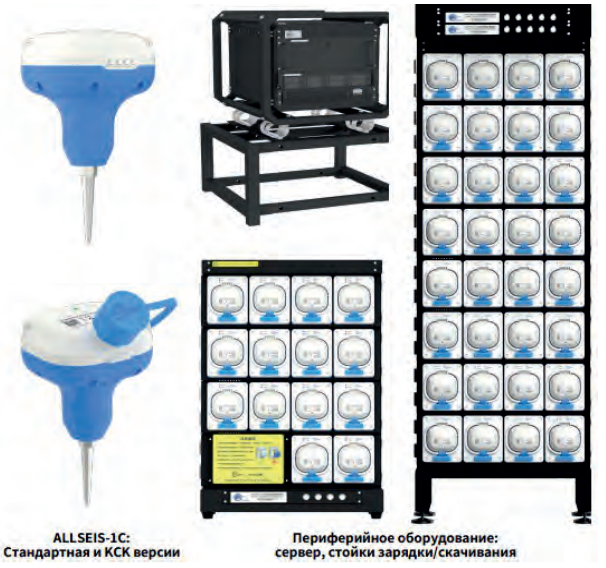
- Связь: Модуль Bluetooth Low Energy (BLE) обеспечивает наземную связь на расстоянии до 20 м и воздушную связь на расстоянии до 100 м, что позволяет управлять устройством с помощью автомобиля или беспилотного летательного аппарата (БПЛА).

- Режим P&R (Place & Record): Данный режим обеспечивает быстрое и удобное развертывание устройства в полевых условиях. Он поддерживает автоматическое сопоставление положения GNSS с номером линии и пикета, упрощая процесс настройки.

- Портативный планшет: Устройство комплектуется промышленным портативным планшетом на базе Android, который позволяет проверять рабочее состояние нода после развёртывания. Пользователь может получать информацию о заряде батареи, температуре окружающей среды, угле наклона, уровне окружающего шума и проверять состояние сейсмического материала.

- Корпус: Конструкция выполнена из высокопрочного инженерного пластика, что обеспечивает защиту от падений и механических повреждений. Корпус имеет степень защиты IP68 (водонепроницаемый), огнестойкий и устойчивый к ультрафиолетовому излучению (F1).

- Компактные размеры и легкость: Размеры устройства составляют 9,8 см в длину, 10,8 см в ширину и 11 см в высоту, а вес — всего 750 г, что обеспечивает



▲ *Рис. 2. Нод Allseis – 1C и периферийное оборудование для зарядки и скачивания материала.*



▲ *Рис. 3. Нодальные системы Allseis – удобные в работе, простые в обслуживании.*

удобство транспортировки и развертывания в различных условиях.

В процессе развития линейки регистрирующего оборудования активно разрабатываются новые аналого-цифровые преобразователи (АЦП) и современные решения в области аккумуляторов. Это позволяет значительно повысить надежность оборудования, что особенно важно в условиях, когда сейсморазведка сталкивается с экстремальными климатическими и геологическими факторами. Такие улучшения не только повышают эффективность проведения исследований, но и позволяют успешно справляться с вызовами, работы в сложных сейсмогеологических условиях.

Хорошим примером таких усовершенствований является нод ALLSEIS-1CHR, предназначенный для сейсморазведки высокой плотности. Этот инновационный инструмент способен функционировать при температурах, опускающихся до -55 °C, что делает его идеальным выбором для работы в самых суровых условиях. Важно отметить, что ALLSEIS-1CHR не только обладает высокой устойчивостью к температурным колебаниям, но и предлагает дополнительный функционал, который повышает его эффективность в эксплуатации.

Среди таких возможностей — наличие встроенной метки RFID, что обеспечивает эффективный учёт и управление оборудованием. Это позволяет легко отслеживать расположение и состояние каждого элемента системы, что значительно упрощает процесс управления и администрирования. Таким образом, новейшие разработки в области регистрирующего оборудования не только расширяют его функциональность, но и повышают общую надежность и эффективность операций в сложных условиях сейсморазведки.

Следующим этапом в развитии регистрирующего оборудования компании станет нод Minimys, который будет обладать аналогичными функциональными характеристиками, но с существенно меньшим весом — всего 550 г. Это значительное уменьшение массы открывает новые возможности для эксплуатации оборудования, делая его более мобильным и удобным в использовании. Нод Minimys предлагается как решение для сейсморазведки, где легкость и манёвренность играют ключевую роль, позволяя специалистам более эффективно проводить работы в условиях ограниченного пространства или на сложных рельефах. Таким образом, компания продол-



▲ *Рис. 4. Нод Minimys, разработка 2024 г.*

жает следовать своим принципам инноваций и повышения производительности оборудования, что позволяет стране оставаться на передовых позициях в области сейсмических технологий.

- Геофоны: Внутренний высокоэффективный геофон с рабочей частотой 10 Гц (диапазон 10 Гц - 240 Гц). В качестве опции доступен высокочувствительный геофон с рабочей частотой 10 Гц (10 Гц - 240 Гц), а также опциональный геофон с частотой 5 Гц (5 Гц - 150 Гц).

- АЦП: Оснащён 24-разрядным Δ-Σ аналого-цифровым преобразователем высокого разрешения, что обеспечивает запись сейсмических данных с высоким динамическим диапазоном.

- Настройки: Поддерживается гибкая настройка шага дискретизации и коэффициента усиления для оптимизации записи.

- GNSS: Высокочувствительный модуль GNSS с активной патч-антенной, совместимый с системами GPS, Beidou и ГЛОНАСС. Режим прерывистой синхронизации часов GNSS позволяет достичь высокой точности синхронизации менее ± 10 мкс.

- Батарея: Внутренний литий-ионный аккумулятор обеспечивает непрерывную работу устройства на протяжении 600 часов.

- Тестирование: Встроенный генератор тестовых сигналов поддерживает функции самотестирования и диагностики в полевых условиях. Доступны параметры для измерения эквивалентного входного шума системы, динамического диапазона в реальном времени, сопротивления геофона постоянному току, а также параметры, касающиеся собственной частоты, чувствительности и затухания.

- Связь: Модуль BLE (Bluetooth Low Energy) позволяет осуществлять наземную связь на расстоянии до 20 метров и воздушную связь на расстоянии до 100 метров, что позволяет использовать устройство для инспекций с автомобиля или беспилотного летательного аппарата (БПЛА).

- Режим P&R: Режим "Place & Record" обеспечивает быстрое и удобное развертывание в полевых условиях, включая автоматическое сопоставление положения GNSS с номером линии и пикета.

- Планшет: Промышленный портативный планшет на базе Android поддерживает проверку рабочего состояния после развертывания, включая информацию о заряде батареи, температуре окружающей среды, угле наклона, уровне окружающего шума и проверку формы сейсмического воздействия в режиме реального времени.

- Корпус: Корпус выполнен из высокопрочного инженерного пластика, что обеспечивает защиту от падений. Уровень защиты IP68 гарантирует водонепроницаемость, а огнестойкость 5VA и устойчивость к ультрафиолетовому излучению (F1) увеличивают долговечность устройства.

- Габариты и вес: Компактные размеры (65 мм x 65 мм x 170 мм) и небольшой вес (500 г) обеспечивают удобство при развертывании в полевых условиях.



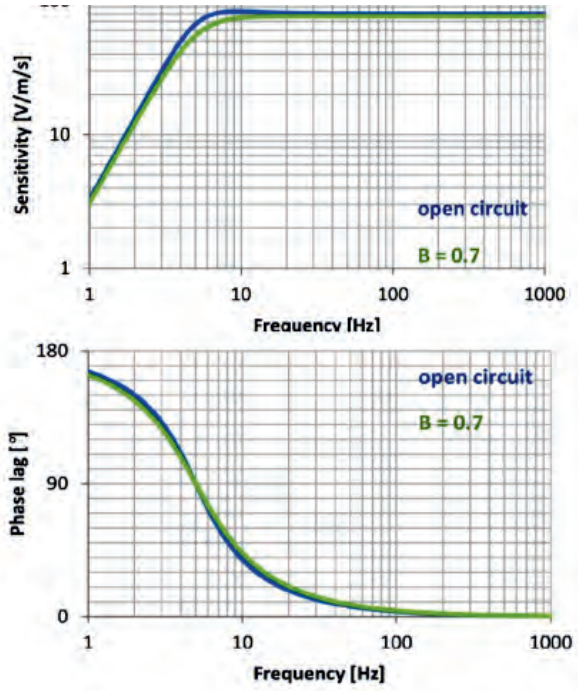
▲ *Рис. 5. ALLSEIS-3C 3-компонентный нод для сейсморазведки.*

ALLSEIS-3C 3-компонентный нод для сейсморазведки

ALLSEIS-3C представляет собой современную трехкомпонентную систему записи, специально разработанную для применения в сейсморазведке. Она оборудована высокоэффективными датчиками, которые осуществляют одновременное фиксирование данных в трех направлениях: вдоль, поперек и вертикально. Это обеспечивает детализированное представление о сейсмических волнах и их взаимодействии с подземными геологическими структурами.

Трехкомпонентный подход, реализованный в системе ALLSEIS-3C, существенно увеличивает чувствительность к различным типам сейсмических волн и расширяет возможности аналитической обработки получаемых данных. В результате пользователи системы получают более полное и точное понимание геологического строения, что имеет решающее значение для эффективной оценки и разработки углеводородных месторождений, а также для мониторинга геодинамических процессов и сейсмической активности.

- Датчик: Трехкомпонентный ортогональный геофон с высокой чувствительностью, работающий в диапазоне частот 5 Гц (опционально 10 Гц), что обеспечивает качественную регистрацию сейсмических сигналов.



▲ *Рис. 6. Кривые отклика и фазового сдвига 5Гц высокочувствительного геофона.*

- Оцифровка: Использует тройной 24-разрядный дельта-сигма (Δ-Σ) аналого-цифровой преобразователь с синхронизацией частоты по системе глобального навигационного спутникового позиционирования (GNSS), что гарантирует точность и надежность записанных данных.

- Ёмкость накопителя: Встроенная память объемом 32 Гб позволяет осуществлять непрерывную регистрацию данных в течение 45 дней при шаге дискретизации 2 мс; доступна опция увеличения объема памяти до 64 Гб.

- Автономность: Оснащён встроенной перезаряжаемой литий-ионной батареей с емкостью в 69/80 Втч, что обеспечивает работу устройства в непрерывном режиме до 28/33 дней.

- Точность синхронизации: Обеспечивает точность синхронизации ±10 мкс при непрерывном работе от GNSS. При отсутствии GNSS-сигнала точность составляет ±1 мс в течение часа. Возмож-

на опциональная установка внешней антенны спутникового позиционирования для улучшения синхронизации.

- Режим работы: Работает в автономном режиме с возможностью беспроводного контроля качества и поддержкой патрулирования с использованием беспилотных летательных аппаратов (БПЛА).

- Светодиодный индикатор: Устройство оснащено светодиодным индикатором, отображающим состояние нода, статус синхронизации GNSS и статус беспроводной передачи данных, что упрощает мониторинг работы в полевых условиях.

- Авто тестирование: Внутренний генератор тестовых сигналов обеспечивает самопроверку и диагностику функций и производительности устройства, гарантируя его надежность и исправность.

- Сбор данных: Данные могут быть собраны двумя способами: через беспроводное сотовое 4G соединение или портативный кабель для загрузки данных. В помещении предусмотрен блок для загрузки данных и зарядки аккумулятора.

- Управление в поле: Устройство управляется с помощью наладонного планшета на базе Android, что обеспечивает удобный интерфейс и функциональность для оператора в поле.

- Вес: Устройство весит 1,8 кг, включая встроенный аккумулятор и геофоны, что позволяет легко транспортировать его на месте съемки.

- Размеры: Диаметр 12 см, высота 16 см — компактные размеры устройства способствуют удобству его размещения в различных условиях.

- Рабочая температура: Работает в температурном диапазоне от -40℃ до +70℃, что позволяет использовать его в различных климатических условиях.

- Водонепроницаемость: Соответствие стандарту IP6 гарантирует защиту устройства от воздействия воды и пыли, что важно для работы в сложных условиях.

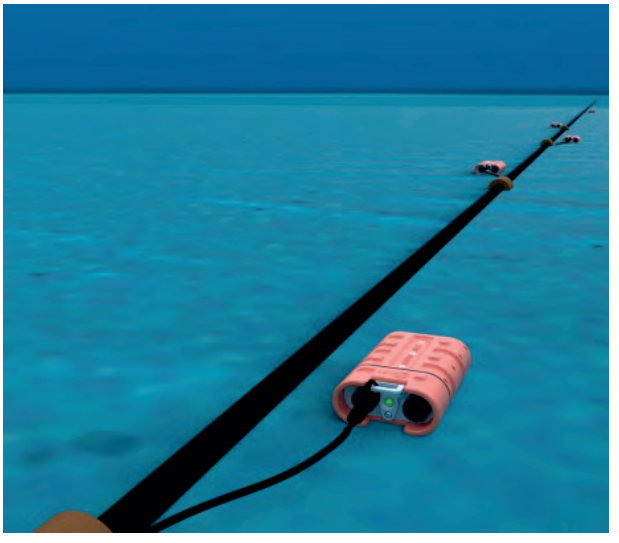
ALLSEIS-OB2C Морская донная нодальная система.

Характеристики нового 2-компонентного нода для сейсморазведки на мелководье.

- Принципиально новый дизайн: Устройство представляет собой 2-компонентный нод, который предназначен для высококачественной сейсморазведки на мелководье, позволяя проводить исследования на глубинах до 500 метров. Это делает его идеальным решением для морских и прибрежных объектов.

- Универсальная конструкция: Нод выполнен в формате "все в одном", что позволяет использовать его как в зависимости от требований — как нод на тросе (NOAR), так и транспортное средство с дистанционным управлением (ROV). Это повышает универсальность и адаптивность устройства.

- Встроенные датчики: Оснащение встроенным высокочувствительным



▲ *Рис. 7. Внешний вид и принцип работы морской донной системы Allseis OB2C.*

геофоном с диапазоном частот 10 Гц (рекомендуемая частота 10 Гц - 240 Гц) и поддержкой механической стойки-стабилизатора обеспечивает надежное фиксирование сейсмических сигналов.

- Гидрофон для регистрации: Включает стандартный гидрофон с рабочим диапазоном 3,4 Гц, что позволяет эффективно фиксировать акустические сигналы под водой.

- Опциональное оборудование: Возможность установки геофона с собственной частотой 1,25 Гц и активной обратной связью для широкополосной регистрации сейсмических данных расширяет функциональность устройства, особенно в сложных условиях.

- Технологические особенности: Оснащён двумя 24-разрядными дельта-сигма (Δ-Σ) аналогово-цифровыми преобразователями высокого разрешения, что обеспечивает запись сейсмических данных с высоким динамическим диапазоном и точностью.

- Гибкость настройки: Устройство предлагает настраиваемый шаг дискретизации и коэффициент усиления, что позволяет адаптировать его работу под конкретные условия и цели исследования.

- Система самодиагностики: В наличии встроенный генератор тестовых сигналов, предназначенный для самопроверки и диагностики функций и производительности, что позволяет гарантировать надежность работы устройства.

- Точная синхронизация: Стандартный высокоточный термостатический генератор (OCXO) обеспечивает точность синхронизации на уровне ±2 мс, что критично для качественной записи и интерпретации данных.

- Встроенный литий-ионный аккумулятор ёмкостью 240 Втч. Более 720 часов (30 дней) непрерывной записи.

- Компактность и легкость: Компактные размеры (35 см в длину, 21 см в ширину и 11 см в высоту) и небольшой вес 10,7 кг (6,5 кг в воде) обеспечивают удобство развертывания и извлечения устройства, что является важным фактором при его использовании в полевых условиях.

Данный 2-компонентный нод сочетает в себе передовые технологии и удобство эксплуатации, что делает его ценным инструментом для сейсморазведки в условиях мелководья (до 500 м).

- Принципиально новый дизайн: Устройство представляет собой 2-компонентный нод, который предназначен для высококачественной сейсморазведки на мелководье, позволяя проводить исследования на глубинах до 500 метров. Это делает его идеальным решением для морских и прибрежных объектов.

- Универсальная конструкция: Нод выполнен в формате "все в одном", что позволяет использовать его как в зависимости от требований — как нод на тросе (NOAR), так и транспортное средство с дистанционным управлением (ROV). Это повышает универсальность и адаптивность устройства.

- Встроенные датчики: Оснащение встроенным высокочувствительным геофоном с диапазоном частот 10 Гц (рекомендуемая частота 10 Гц - 240 Гц) и поддержкой механической стойки-стабилизатора обеспечивает надежное фиксирование сейсмических сигналов.

- Гидрофон для регистрации: Включает стандартный гидрофон с рабочим диапазоном 3,4 Гц, что позволяет эффективно фиксировать акустические сигналы под водой.

- Опциональное оборудование: Возможность установки геофона с собственной частотой 1,25 Гц и активной обратной

связью для широкополосной регистрации сейсмических данных расширяет функциональность устройства, особенно в сложных условиях.

- Технологические особенности: Оснащён двумя 24-разрядными дельта-сигма (Δ-Σ) аналогово-цифровыми преобразователями высокого разрешения, что обеспечивает запись сейсмических данных с высоким динамическим диапазоном и точностью.

- Гибкость настройки: Устройство предлагает настраиваемый шаг дискретизации и коэффициент усиления, что позволяет адаптировать его работу под конкретные условия и цели исследования.

- Система самодиагностики: В наличии встроенный генератор тестовых сигналов, предназначенный для самопроверки и диагностики функций и производительности, что позволяет гарантировать надежность работы устройства.

- Точная синхронизация: Стандартный высокоточный термостатический генератор (ОСХО) обеспечивает точность синхронизации на уровне ±2 мс, что критично для качественной записи и интерпретации данных.

- Встроенный литий-ионный аккумулятор ёмкостью 240 Втч. Более 720 часов (30 дней) непрерывной записи.

- Компактность и легкость: Компактные размеры (35 см в длину, 21 см в ширину и 11 см в высоту) и небольшой вес 10,7 кг (6,5 кг в воде) обеспечивают удобство развертывания и извлечения устройства, что является важным фактором при его использовании в полевых условиях.

Данный 2-компонентный нод сочетает в себе передовые технологии и удобство эксплуатации, что делает его ценным инструментом для сейсморазведки в условиях мелководья (до 500 м).

Заключение

В данной публикации представлены характеристики наиболее распространённых приборов линейки Allseis, подчёркивающих их высокую эффективность и надежность для решения задач сейсморазведки. Однако стоит отметить, что компания предлагает и другие уникальные решения, такие как широкополосный всенаправленный высокочувствительный геофон и морская глубинная донная нодальная система ALLSEIS-OB4C, способная работать на глубинах до 1 км, а также различные модификации беспроводных систем сбора данных.

Особо важно, что все это оборудование доступно на российском рынке. В Оренбурге открыт сервисный и учебный центр, который обеспечивает квалификационную подготовку специалистов для работы с системами Allseis. Здесь также предоставляется техническая поддержка и обслуживание, что значительно облегчает внедрение и эксплуатацию оборудования. Таким образом, пользователи могут быть уверены в высоком уровне обслуживания и наличии необходимых знаний для успешной работы с современными сейсмическими технологиями.

Оборудование Allseis-1C прошло успешное тестирование в ряде ведущих компаний отрасли, что подтверждает его высокую надежность и эффективность. В ходе экспериментов устройство продемонстрировало выдающиеся характеристики, что стало основанием для его внедрения в реальных проектах. Успешные испытания не только свидетельствуют о качестве разработки, но и подтверждают удобство и эффективность, являющиеся ключевыми принципами комплексных технологий Allseis.

Несколько успешно выполненных проектов были реализованы в производственном режиме с использованием



▲ *Рис.8. Allseis уже работает в России.*

исключительно оборудования Allseis-1C в качестве основной и единственной сейсморегистрирующей системы. Такая практика показывает, что пользователи полностью доверяют возможностям устройства и высоко оценивают его применение в сложных условиях. Данная система не только отвечает современным требованиям сейсмической регистрации, но и интегрируется в существующие процессы, обеспечивая легкость установки и эксплуатации. Таким образом, Allseis-1C подтверждает свою репутацию как отличное самодостаточное сейсморазведочное оборудование, адаптированное к российским условиям и задачам.

Контакты в России:

xPort Group

141201 Московская область,
г.Пушкино, мкр. Междуречье,
Славянская, 8

T: +7 916 172 8767

dkrasnoborov@xportgroup.com

Комплексная интерпретация геофизических данных в сложных геолого-геофизических условиях зоны сочленения Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы

- Сокулина К.Б., Хуснуллина Г.Ф., ООО «ЦГМ НИР Поволжья», г. Саратов
- Золотая Л.А., МГУ имени М.В. Ломоносова, г. Москва
- Сивожелезов Е.В., ООО «ТЕРРАПОД», г. Саратов

Аннотация: *В статье представлены результаты исследований по комплексированию геофизических данных: гравиразведки, магниторазведки и сейсморазведки в сложных геолого-геофизических условиях, а именно в зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы.*

Ключевые слова: *углеводородное сырьё, солянокупольная тектоника, геолого-геофизическая информация, скважинные данные, фундамент, тектоническое нарушение, отражающий горизонт*

Введение

Первые исследования авторов статьи по комплексированию гравиразведки и сейсморазведки были успешно проведены в сложных геолого-геофизических условиях солянокупольной тектоники. В данной статье приведены результаты комплексной интерпретации данных гравиразведки, магниторазведки и сейсморазведки в зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы.

Актуальность проблемы

В настоящее время всё больше возрастает интерес недропользователей к комплексированию данных геопотенциальных полей и сейсморазведки в сложных геолого-геофизических условиях. Комплексирование безусловно может помочь там, где основной геофизических метод – сейсморазведка, дает неоднозначные результаты [1]. В 2023 году группой авторов [5,6,7], начаты работы по комплексированию данных грави, магнито и сейсморазведки на территории Русской платформы, первые работы были выполнены по Прикаспийской впадине. Получены интересные результаты в плане районирования малоизученной территории северо-западной части Прикаспийской впадины с помощью комплексирования по гравитационным (g), магнитным (T) и сейсморазведочным данным, что позволило не только выявить наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении участки работ, но и уменьшить риски при бурении поисково-оценочных скважин. Использованная авторами методология по комплексированию геофизических данных для изучения строения зоны сочленения Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы, может быть рекомендована для исследования аналогичных тектонических зон.

Данные и методы

РРассматриваемая площадь исследований в тектоническом плане расположена в зоне сочленения двух крупных структур Русской платформы: Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы, и приурочена к южной, наиболее погруженной части Бузулукской впадины. Исследуемая территория представляет собой систему ступенеобразных блоков кристаллического фундамента и терригенно-карбонатного девона, созданную сетью тектонических нарушений с преобладающим субширотным простиранием. Фундамент в преде-

лах рассматриваемого участка бурением не вскрыт, он погружается в южном направлении, в сторону Прикаспийской впадины.

Перспективность участка в нефтегазоносном отношении высока. В непосредственной близости от участка исследований открыт ряд месторождений, в которых были получены промышленные притоки углеводородвв бийско-афонинском, воробьёвском, ардатовском, пашийском горизонтах, а также в заволжском надгоризонте, турнейском и башкирском ярусе.

В целом, рассматриваемая площадь работ практически вся покрыта сейсморазведочными работами МОГТ-2D, но съемкой МОГТ-3D покрыта лишь небольшая западная часть участка. Следует отметить низкую изученность площади работ бурением.

Исследуемая площадь работ характеризуется сложными сейсмогеологическими условиями строения пермских (наличие Токаревского сброса), каменноугольных (развитие разновозрастных органогенных построек и эрозионно-карстовых образований), девонских отложений (влияние многочисленных разновозрастных размывов и активное проявление дизъюнктивной тектоники).

Низкая изученность территории поисково-оценочными и разведочными скважинами обусловлена большими рисками при бурении, в связи со сложными геолого-геофизическими условиями: зоной сочленения двух крупных тектонических элементов I порядка, а также присутствием солянокупольной тектоники.

Предложенные методологические приемы и технология комплексной интерпретации данных геопотенциальных полей и сейсморазведки были использованы для решения задачи уменьшения рисков при заложении поисково-оценочных и разведочных скважин в сложных геолого-геофизических условиях изучаемой территории из-за недостатка информации по данным глубокого бурения.

Для решения поставленной задачи применена следующая методическая последовательность выполнения работ:

1. На начальном этапе проведена подготовка исходных данных гравитационного поля в редукции Буге (с плотностью 2.67 г/см^3) масштаба 1:200000 в условных координатах; магнитного поля того же масштаба, карт рельефа поверхности, гриды поверхностей основных отражающих горизонтов сейсморазведочных данных.

2. Проведение трансформаций гравитационных и магнитных аномалий с целью выделения региональной и локальной составляющих.

3. Сопоставление пространственного положения выделенных аномалий геопотенциальных полей со структурами, выделенными на основании сейсморазведочных данных.

4. Построение структурно-плотностной модели с целью подтверждения достоверности сейсмических построений.

5.4. Выявление тектонических нарушений по геопотенциальным полям и сейсмическим данным;

На рисунке 1а и 1б приведены карты гравитационных и магнитных аномалий в пределах изучаемой площади исследований. По этим данным выделяются близкие к изометричным положительные гравитационная аномалия – интенсивностью от 12,6 мГал до 19,6 мГал и магнитная аномалия интенсивностью от 4 нТл до 9 нТл . Можно предположить, что положительная аномалия, расположенная в северо-западной части площади работ, связана с неоднородностями

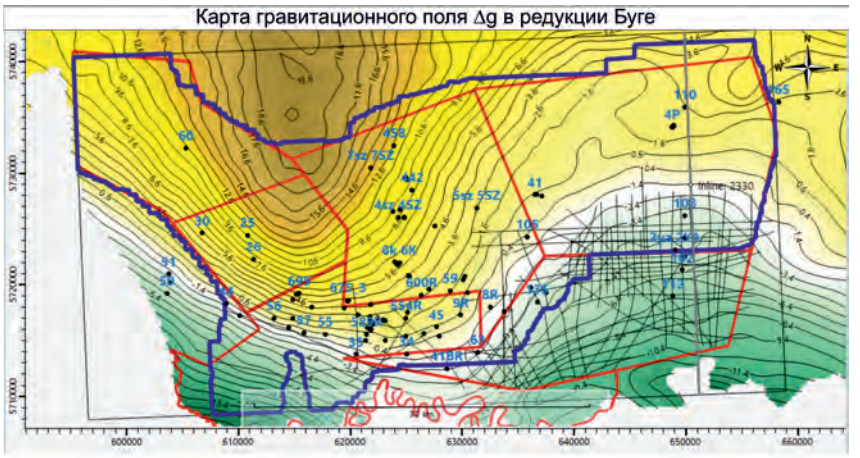


Рис. 1а. Фрагмент карт гравитационного поля в районе Токаревско-Уфимской зоны.

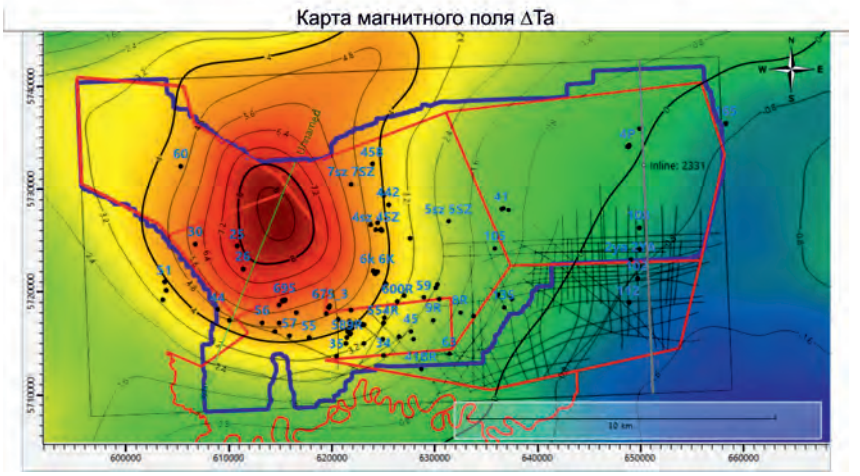


Рис. 1б. Фрагмент карт магнитного поля в районе Токаревско-Уфимской зоны.

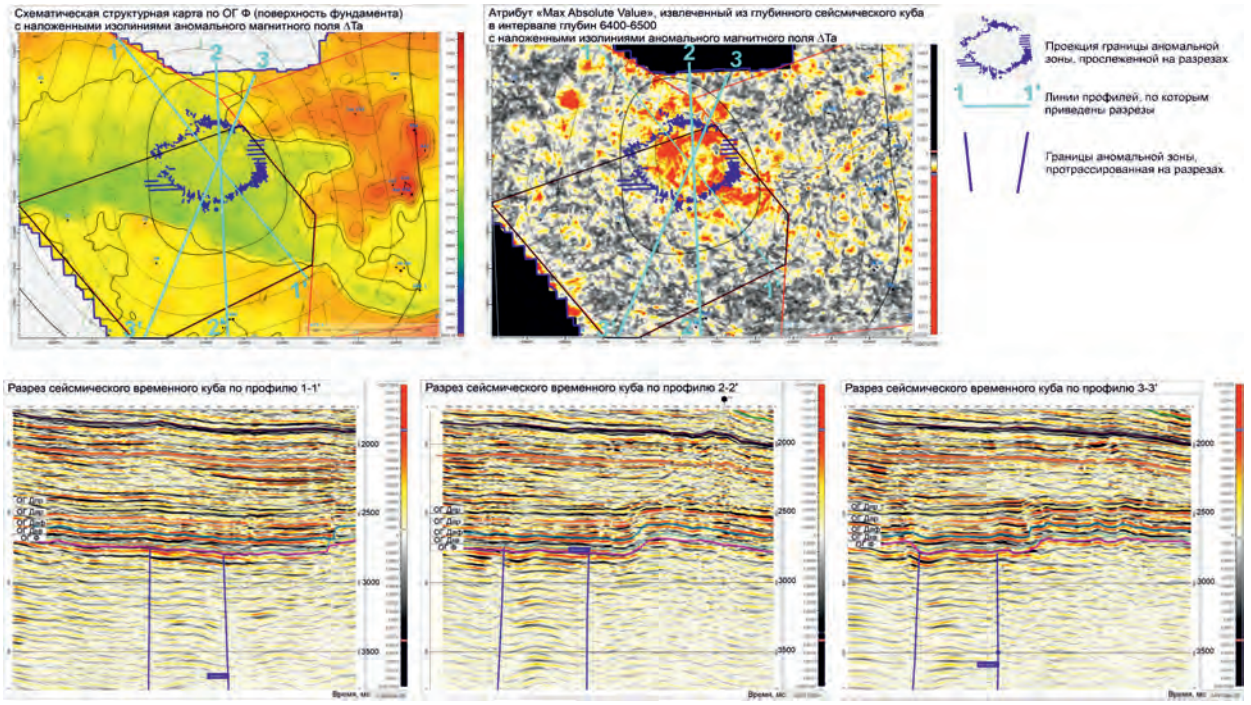
внутри толщи фундамента. Природа этих аномалий может быть связана с наличием основных интрузивных пород в составе фундамента [3]. Согласно Гафарову Р.А. [2], интенсивная положительная магнитная аномалия на площади работ приурочена к Токаревско-Уфимской зоне полосовых магнитных аномалий. По мнению этого автора, нижние кромки возмущающихся магнитных масс находятся на больших глубинах.

Токаревская аномалия вызвана массивами основного и ультраосновного состава или очень мощными комплексами вулканогенных пород, имеющих высокие значения плотности и намагниченности, которые приуроченны к зоне глубинного разлома, предположительно проникающего до поверхности Мохоровичича.

Несмотря на то, что магнитовозмущающие массы расположены на значительных глубинах, авторами статьи была проанализирована волновая картина на временных и глубинных сейсмических кубах пород фундамента в интервале от 6 км до 8 км , находящихся над аномалообразующим объектом. На разрезах сейсмического куба (рисунок 2), проведенных через центр положительного экстремума магнитного поля ΔTa, в фундаменте выделено положение аномальной зоны, , предположительно ограниченной тектоническими нарушениями.

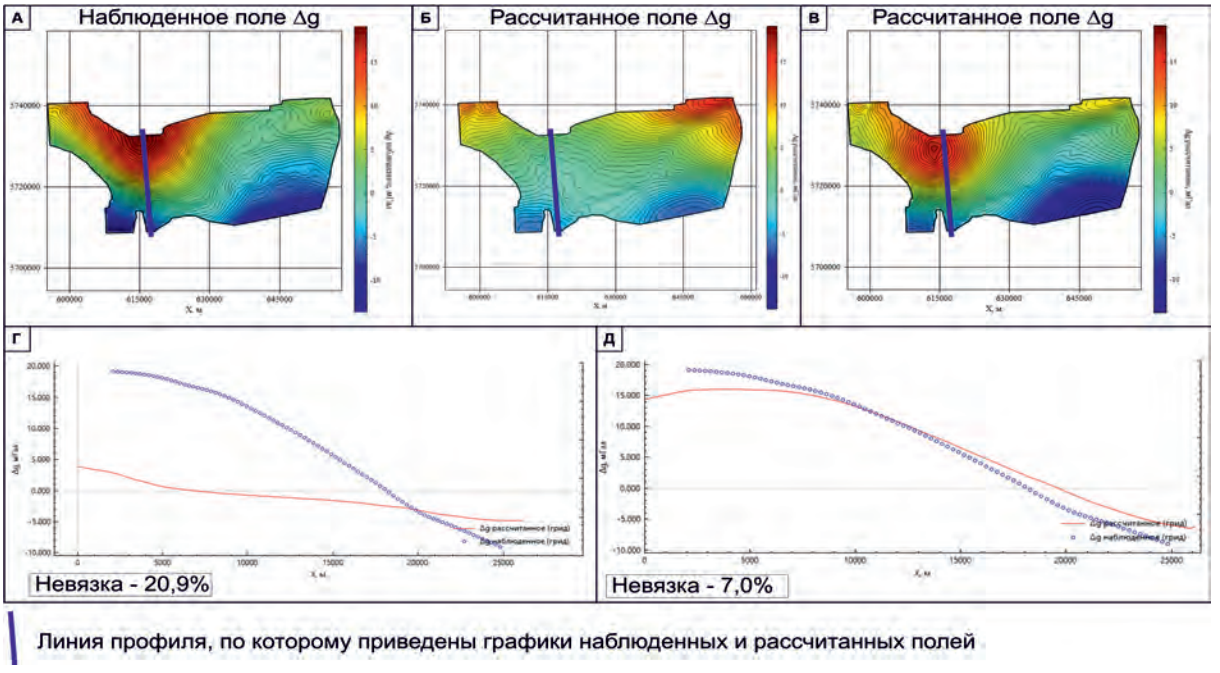
Следующим этапом работы был осуществлен подбор геометрии и физических свойств аномалообразующего объекта для исследования проявления его эффекта в наблюденном гравитационном поле.

На первом этапе исследований была построена упрощенная модель, которая опиралась на 8 структурных поверхнос-

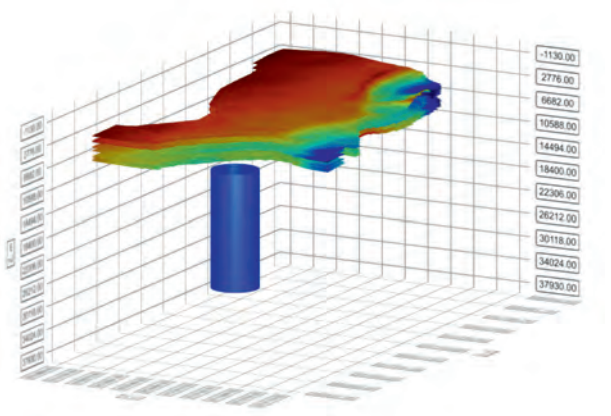


▲ *Рис. 2. Проявление магнитной аномальной зоны в волновой картине сейсмических разрезов фундамента.*

тей по основным отражающим горизонтам (ОГ): Ф (поверхность кристаллического фундамента (AR-PR)), Даф (кровля карбонатных отложений афонинского горизонта (D_{2af})), Дпр (подошва карбонатов франского возраста - поверхность



▲ *Рисунок 3. Результаты решения прямой задачи. а) Наблюденное гравитационное поле Δg в редукции Буге б) Рассчитанное гравитационное поле Δg для модели первого приближения в) Рассчитанное гравитационное поле Δg для модели, включающей в себя аппроксимирующее тело в форме толстого пласта г) Графики наблюденного и рассчитанного гравитационного поля Δg для модели первого приближения д) Графики наблюденного и рассчитанного гравитационного поля Δg для модели, включающей в себя аппроксимирующее тело в форме толстого пласта.*



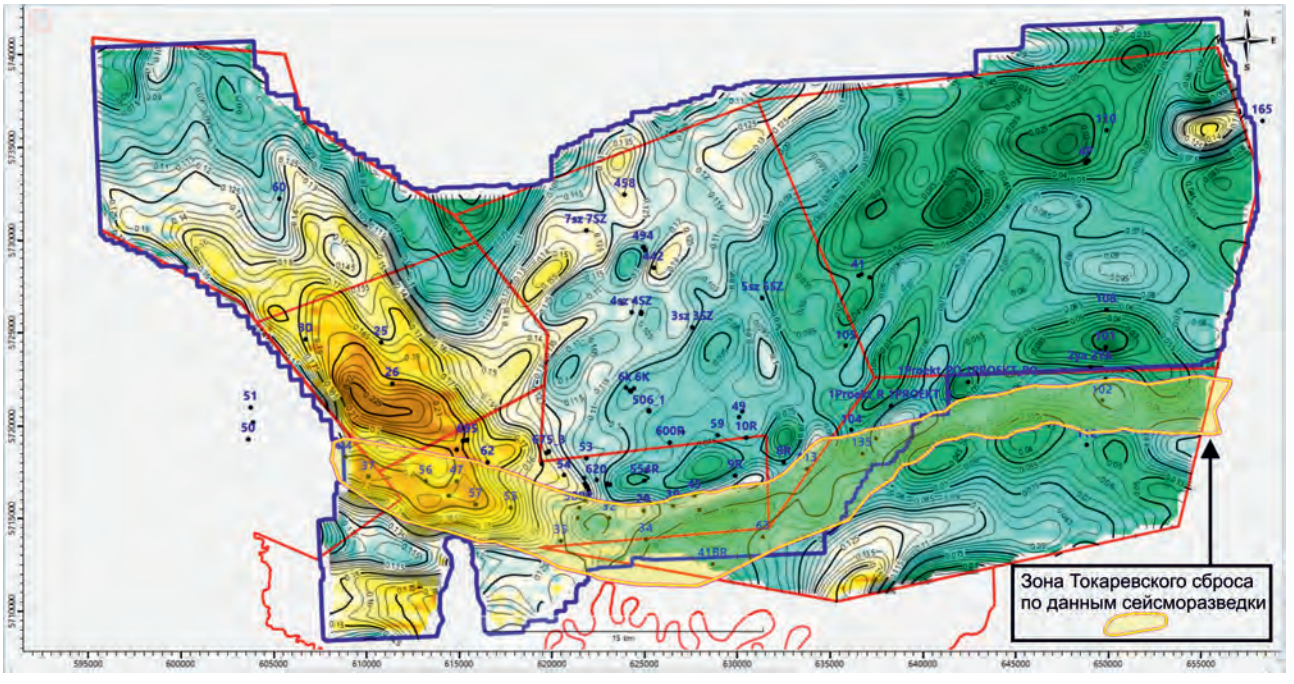
▲ *Рис. 4. Трехмерная визуализация структурного каркаса и аномалообразующего тела.*

размыва (D_{3f})), Т (кровля турнейского яруса (C_{1t})), В(Б)(кровля башкирского яруса (C_{2b})), А (кровля карбонатных отложений филипповского возраста), Кн2 (кровля филипповского горизонта (P_{1fl})), Кн1 (кровля солей, залегающих в верхней части иреньского горизонта кунгурского яруса (P_{1in})).

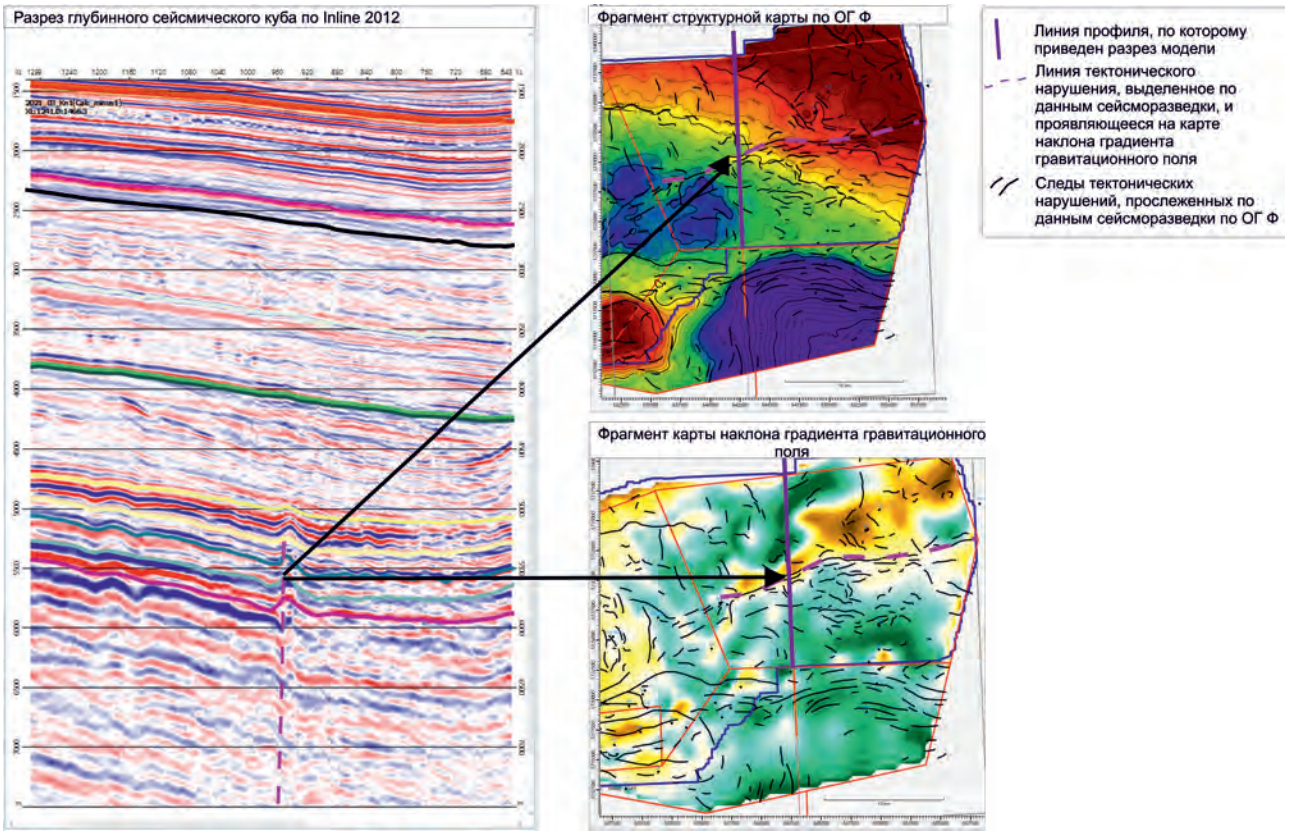
Для этой модели была решена прямая задача гравиразведки, при этом невязка рассчитанного и наблюденного гравитационного полей составила значительную величину - 20,9%. (Рис. 3 а, б и г). Для уменьшения невязки была скорректирована модель следующим образом: были проведены количественные расчеты 3D модели в программе GravMagInv [8], которые позволили, используя аппроксимирующую модель в форме толстого пласта (Рис. 4), оценить следующие параметры: горизонтальная мощность – 7 км, верхняя кромка – 10 км, нижняя – 20 км. С учетом включения в модель объекта в форме толстого пласта удалось добиться уменьшения невязки между рассчитанным и наблюденным гравитационным полем до 7,0% (рис. 3 а, в и д).

Далее с целью локализации основных структурных элементов возникла необходимость в качественной интерпретации структуры и морфологии геопотенциальных полей и их трансформант.

Трансформации являются распространенными математическими способами преобразования и разделения полей на региональную и локальную составляющие [4]. Авторами были выбраны различные способы трансформации (осреднение методом скользящего окна, фильтры



▲ *Рис. 5. Пример схематического районирования территории по морфологии модуля горизонтального градиента гравитационного поля.*



▲ *Рис. 6. Пример положения тектонического нарушения на глубинном сейсмическом разрезе и на карте наклона градиента гравитационного поля.*

Гаусса и Баттерворта, трансформация Саксова-Нигарда, а также различные производные поля, в частности наклон градиента потенциального поля), позволяющие разделить наблюденное поле на региональные и локальные составляющие, которые являются весьма полезными на этапе геологической интерпретации. Параметры данных трансформаций (радиусы и размер окна) были подобраны экспериментальным путем.

Например, линейные зоны максимальных значений модуля градиента подчеркивают плановое положение границ между комплексами с различной плотностью. В трансформантах этого типа ярко проявилась граница Токаревского регионального сброса (Рис. 5). На рисунке наложена граница сброса, отстроенная по данным сейсморазведки. Северной его границе соответствует полоса линейных аномалий субширотного простирания. Отчетливо видно, что эти результаты могу быть использованы для прогнозирования ловушек УВС.

На карте наклона градиента гравитационного поля четко отражаются линии тектонических нарушений (рис.6). В рамках представленной работы был выполнен сопоставительный анализ локальных аномалий гравитационного поля со структурными картами, построенными по данным сейсморазведки.

Выводы

Проведенная комплексная интерпретация данных по гравиразведке, магниторазведке и сейсморазведки в сложных геолого-геофизических условиях зоны сочленения Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской синеклизы позволила повысить достверность сейсморазведочных материалов, в том числе положение тектонических нарушений, которые на

исследуемой площади обладают важным структурообразующим значением – являются экранами ловушек УВС.

Литература

1. Блох Ю.И. Интерпретация гравитационных и магнитных аномалий: Учебное пособие. М: 2009, 231 с

2. Гафаров Р.А. Сравнительная тектоника фундамента и типы магнитных полей древних платформ (Восточно-Европейской, Сибирской и Северо-Американской); Труды, вып. 279; Изд. «Наука», Москва, 1976

3. Огаджанов В.А., Волкова Е.Н. К вопросу о геологической природе неоднородностей кристаллического фундамента Восточно-Европейской платформы. // Изв. Сарат. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2022. Т. 22, вып. 4.

4. Рыскин М. И., Сокулина К.Б., Комплексная интерпретация геофизических данных. // Учебное пособие, Изд-во Саратовского университета. - 2006. – С. 156

5. Сокулина К.Б., Попова П. Ф., Сивожелезов Е. В. Геологическое изучение недр, включая поиски и оценку месторождений углеводородного сырья в надсолевых отложениях Северо-Западной части Прикаспийской впадины // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов - 2(77)/ 2023 - № 2, С. 114-119.

6. Сокулина К.Б., Хуснуллина Г.Ф., Сивожелезов Е. В., Дмитриев В. А. Комплексирование геофизических данных с целью поиска залежей УВС в северо-западной части Прикаспийской впадины // Геофизика. – 2023. – № 4 – с. 84-88.

7. Сокулина К.Б., Хуснуллина Г. Ф., Сивожелезов Е. В., Дмитриев В. А. Комплексирование геофизических данных с целью районирования территории для поиска ловушек УВС в условиях соляноку-польной тектоники Прикаспийской впадины// Приборы и системы разведочной геофизики. – 2023. – № 3 – с. 122-129

8. Чепиго Л.С. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022610137 GravMagInv, 10 января 2022.

Атлантический океан не исчезнет. Он расширяется вместе с Землей!

Череповский А.В., член редакционной коллегии журнала «ПСРГ», г. Москва

В доминирующей ныне геодинамической теории – так называемой «теории тектоники литосферных плит» – предполагается, что океаны имеют свой жизненный цикл, индивидуальный для каждого океана на нашей планете. В настоящее время Атлантический продолжает раскрываться на 2–4 см в год, но сторонники тектоники плит считают, что у них есть основания для утверждений, что Атлантический океан уже зрелый, и расширение вскоре сменится на схлопывание, причём через несколько десятков млн. лет на окраинах Атлантики будто бы появится «огненное кольцо», как на активных окраинах «стареющего» Тихого океана.

Океаны рождаются… и умирают?

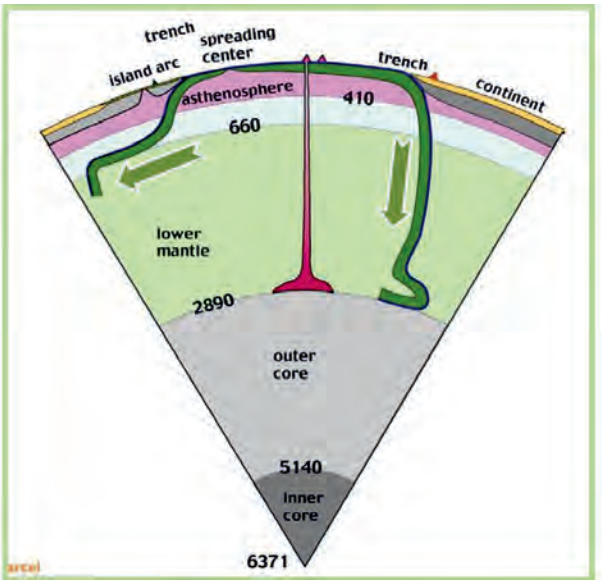
В феврале 2024 года в журнале «Вокруг света» [3] была опубликована статья с очень броским названием: «Когда исчезнет Атлантический океан? Геологи выяснили, сколько ему осталось». С подзаголовком: «Океаны, как люди, рождаются и умирают». В статье написано следующее:

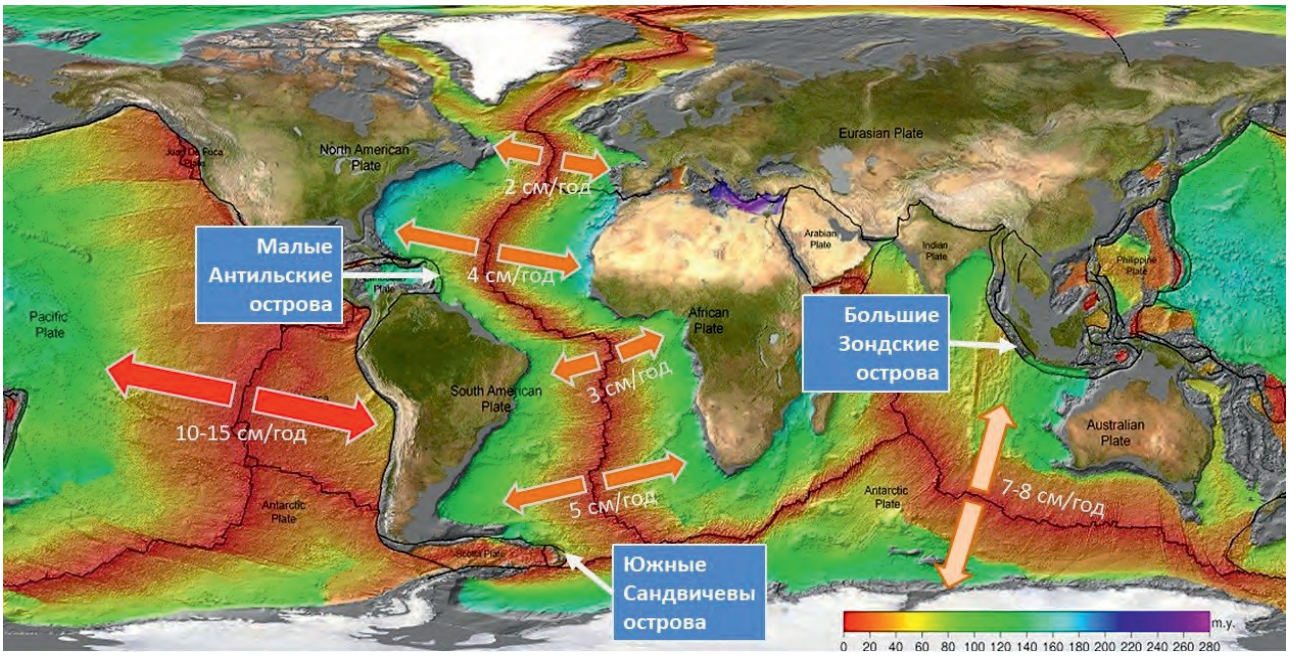
«На окраинах Атлантического океана формируется «огненное кольцо», подобное Тихоокеанскому поясу вулканической активности, в котором часто происходят землетрясения и извержения вулканов. Этот процесс, по геологическим меркам, займёт совсем немного времени — примерно 20 миллионов лет. К такому выводу пришли исследователи из университетов Португалии и Германии».

Давайте обратимся к англоязычному оригиналу, который был опубликован в журнале Geology всего на три дня раньше [8]. В оригинале название статьи звучит совершенно по-другому: «Гибралтарская зона субдукции вторгается в Атлантический океан». Что это ещё за зона субдукции, будто бы угрожающая благополучию Атлантического океана? В Википедии понятие «зона субдукции» описывается как процесс столкновения литосферных плит, когда один блок земной коры пододвигается или подныривает под другой блок. Предполагается, что более тяжёлая и тонкая океаническая кора может уходить под более лёгкую и толстую континентальную кору и далее вглубь плотной мантии, на сотни и тысячи километров (рис.1). Для чего этот вымышленный процесс понадобился сторонникам «теории тектоники плит»?

Начну свои рассуждения с хорошо известной карты возраста коренных пород на дне океанов (рис.2). Эта карта однозначно свидетельствует о расширении ВСЕХ океанов, которое, к тому же, ускоряется в нашей кайнозойской эре, то есть в последние 65 миллионов лет [1]. Важно, что расширение океанов – это глобальный планетарный процесс, подтверждаемый геологическими и геоморфологическими данными. Но если расширяются ВСЕ океаны, то логич-

Рис. 1. Два варианта «субдукции» (обозначены стрелками) на активных окраинах Тихого океана.





▲ *Рис. 2. Карта возраста коренных пород на дне океанов. Расширение океанов – глобальный планетарный процесс.*

но поставить вопрос: не растёт ли при этом вся планета?

Субдукция как основа теории тектоники плит

Чтобы избежать вопросов о расширении Земли, сторонники теории тектоники плит утвердили шесть постулатов или аксиоматических положений своей теории, и пятый постулат гласит [4]: «Наращивание океанической коры в зонах раздвижения (или спрединга) компенсируется её поглощением в зонах субдукции (или поддвига плит), так что общая поверхность Земли и её объём считаются в первом приближении постоянными».

Напомню вам, что тектоника плит отсчитывает свою победоносную историю с 1968 года, когда вышла статья американских ученых из Колумбийского университета под названием «Сейсмология и новая глобальная тектоника» [9]. В этой статье было написано, что «тщательное изучение данных сейсмологии позволило уверенно обосновать новую глобальную тектонику, которая базируется на трёх столпах: 1) гипотезе о дрейфе континентов, 2) расширении дна океанов и 3) затягивании литосферы в мантию около островных дуг».

Для обоснования своей теории плитотектонисты использовали тот факт, что по данным сейсмологии под активными окраинами континентов существуют наклонные зоны с очагами землетрясений, протягивающиеся через всю верхнюю мантию до глубин порядка 600 км. Плито-тектонисты сочли, что эти наклонные сейсмоактивные зоны и соответствуют местам, где старая океаническая литосфера затягивается в глубины мантии, несмотря на сопротивление более плотных недр. Но ведь сами наклонные линии очагов землетрясений ничего не говорят нам о направлении возможного движения вещества в мантии под активными окраинами континентов!?

Считается, что Тихий океан сжимается в наши дни, потому что океаническая литосфера будто бы подныривает под Южную Америку со скоростью от 5 до 8 см в год, что и является причиной воздымания прибрежных горных систем. Но

ширина Анд местами превышает 400 км, и трудно себе представить, каким образом океанической коре, да еще вместе с молодыми и водонасыщенными донными осадками, удаётся проделывать такой длинный путь в недрах!? На противоположной окраине Тихого океана придуман другой вариант добровольного исчезновения океанической коры. Здесь в районе глубоководных желобов – таких как самый глубокий, Марианский, – предполагается не подныривание океанической коры под континенты, а её субвертикальное погружение на тысячи километров, вплоть до внешнего ядра Земли (рис.1).

Удивительным в этой схеме кажется то, что океаническая литосфера – судя по предполагаемой скорости субдукции от 5 до 8 см в год – достигает низов мантии через многие десятки миллионов лет, но в течение столь длительного периода относительно тонкая океаническая литосфера сохраняет свою целостность. Причиной субдукции беззастенчиво называют «отрицательную плавучесть океанической литосферы». Но известные плотностные модели Земли тогда нужно кардинально пересмотреть!? Ведь согласно современным представлениям плотность нижней мантии постепенно повышается до 5,5 г/см^3 на её границе с внешним ядром, а плотность преимущественно базальтовой океанической коры равна всего 2,8–2,9 г/см^3. Комментарии тут, как говорится, излишни…

Эту самую «субдукцию» приходится рассматривать так подробно, потому что на ней держится утверждение, что Земля не меняет своих размеров, несмотря на процессы расширения (спрединг) во всех океанах. Надо сказать, что с самого начала процесс субдукции не удавалось обосновать. Вернемся к той самой статье 1968 года, в которой было объявлено о новой глобальной тектонике [9]. В статье был приведен сейсмический разрез, отработанный методом отражённых волн (МОВ), от Японских островов в сторону открытого Тихого океана. Разрез МОВ пересёк Японский глубоководный жёлоб с глубинами до 7–8 км. В подрисуночной подписи, в частности, было сказано: «Обратите внимание на блочное строение и разломы на склоне жёлоба, обращённом к океану. Это говорит о режиме растяжения земной коры». В то же время, плито-тектонистам нужен режим сжатия, который должно вызывать предполагаемое пододвигание океанической коры. Более того, ожидалось, что на склонах глубоководных желобов будут обнаружены так называемые «аккреционные призмы» из сдираемых и смятых молодых донных осадков, но исследования с помощью глубоководных аппаратов показали, что в глубоководных желобах и на их склонах очень мало осадков, и они находятся в ненарушенном состоянии.

Нерешенные проблемы в тектонике плит

В 2018 году в Париже состоялся семинар, посвященный 50-летию тектоники плит. В одном из докладов испанских ученых из Барселоны был показан уже знакомый нам рисунок из статьи 1968-го года о новой глобальной тектонике. Доклад имел говорящее название [10]: «Освещение зон субдукции: 50 лет ограниченного успеха геофизических методов и что нам делать с многочисленными остающимися проблемами?» Я считаю, что выходом из тупика был бы отказ от гипотетических процессов субдукции и переход к серьезному исследованию причин и механизмов неуклонного расширения Земли [5].

Давно надо было прислушаться к учёным, предлагавшим другие объясне-

ния геологических процессов на активных окраинах континентов и в глубоководных желобах. В частности, еще в 70-е годы прошлого века выдвигались идеи об ЭДУКЦИИ, то есть не о погружении океанической коры в мантию, а наоборот – о поднятии мантийного материала в районе глубоководных желобов. В Советском Союзе много работ на эту тему написал доктор наук Ю.В.Чудинов [6, 7]. В автореферате диссертации и в своих книгах он сетовал на то, что при выполнении программ глубоководного бурения не было целенаправленно отработано ни одного профиля от глубоководных желобов в сторону ложа океана и срединно-океанического хребта, чтобы установить, как именно изменяется возраст коренных пород на активных окраинах океанов.

Глубоководное бурение с американского судна «Гломар Челленджер», как важнейшая программа исследования мирового океана, началась в 1968 году. Советские учёные получили возможность участвовать в работе этого судна с 1974 года. За 12 лет были выполнены сотни рейсов, и во всех океанах в сумме пробурено 878 скважин с наибольшим проникновением в грунт до 1741 метра при глубине моря до 3900 м.

Изучение керна, то есть образцов пород из скважин, позволило сделать важнейшие открытия. Во-первых, было установлено, что возраст базальтов океанической коры постепенно увеличивается при удалении от осевых зон срединно-океанических хребтов. Во-вторых, прилегающие к базальтам слои осадков всегда относительно более мелководны по своему происхождению, чем вышележащие слои осадков, что свидетельствует об опускании базальтовой коры после её формирования. Таким образом получается, что океанские впадины постепенно росли как вширь, так и в глубину.

По всей видимости, бурение при глубинах моря более 4 км было невозможно, и предложенный Чудиновым профиль глубоководных скважин, перпендикулярный одному из глубоководных желобов, пока не отработан. Поэтому ответ на вековой спор фиксистов, мобилистов и расширенцев всё ещё лежит на дне океанов.

О взаимном влиянии зон субдукции

Вернёмся к упомянутой статье из журнала «Вокруг света» о скором исчезновении Атлантического океана [3]. В англоязычном оригинале обсуждаемой статьи есть несколько любопытных утверждений. Первое утверждение звучит так: «В Атлантике уже есть две зоны субдукции – около дуги Малых Антильских островов и около дуги Южных Сандвичевых островов (рис.2). Эти зоны субдукции вызваны влиянием(?) близлежащих зон субдукции в Тихом океане».

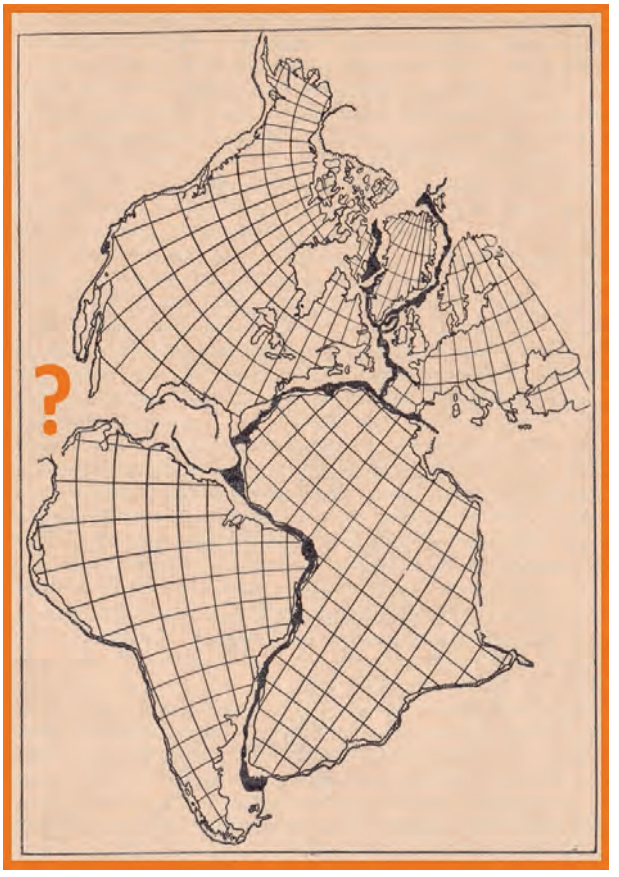
Вот это да! Оказывается, зоны субдукции похожи на вирусы и способны передаваться из одного океана в другой, на расстояния в тысячи километров!? Давайте присмотримся к региону Карибского моря (рис.3). Считается, что в районе глубоководного жёлоба Тихоокеанская плита подползает под тонкий перешеек между Южной и Северной Америкой. Со стороны Атлантики глубоководный жёлоб есть у Малых Антильских островов, на которые должна оказывать давление кора расширяющегося Атлантического океана. Но расстояние между этими глубоководными желобами – ни много, ни мало – 2700 км… Как предполагаемая тихоокеанская субдукция может спровоцировать аналогичные процессы с другой стороны Карибского моря???



▲ *Рис. 3. Предполагаемые зоны субдукции с двух сторон Центральной Америки, на расстоянии 2700 км друг от друга.*

Тем более, глубоководный жёлоб около Малых Антильских островов развит больше в северной части, а не в восточной, но с севера точно нет давления океанической коры в этом регионе Атлантики. Более того, между Карибским морем и Мексиканским заливом четко виден расширяющийся грабен шириной около 130 км (рис.3). Да и в целом Северная Америка отходит от Южной Америки в меридиональном направлении в течение уже ста миллионов лет – это очевидно хотя бы из попыток палеореконструкции единого суперконтинента Пангея, в котором Центральной Америке не остаётся места в юрском периоде, 170–180 млн. лет назад (рис.4).

▼ *Рис. 4. Палеореконструкция единого суперконтинента до раскрытия Атлантического океана (170–180 млн. лет назад). Центральной Америке не остаётся места в геологическом прошлом?*



Моделирование даёт добро?

Процитирую самые удивительные утверждения в обсуждаемой статье из журнала «Вокруг света» [3]:

«Гибралтарская дуга в Атлантическом океане – это место, где возникает новая зона субдукции. Она связана с прямой миграцией той зоны субдукции, которая

развивалась в закрывающемся Средиземноморском бассейне. Наши геодинамические модели развития западного Средиземноморья показывают, как зоны субдукции, развивавшиеся в закрывающемся Лигурийском океане, могут мигрировать в другой, Атлантический океан, через узкий океанский коридор. По-видимому, выдавливание/вторжение зон субдукции – это обычный механизм в океанах типа Атлантического и фундаментальный процесс в современной геологической эволюции Земли».

Ну и ну! Получается, что зону субдукции можно выдавить из Средиземного моря – как написано в статье, через сужающийся коридор между Африкой и Европой – как зубную пасту из тюбика!? В статье была показана объёмная модель, в которой «параметры континентальной коры, океанической Средиземноморской и Атлантической коры, а также подстилающей верхней мантии толщиной 660 км, тщательно подбирались, исходя из имеющейся информации». В объёмной модели с вязко-упруго-пластичными горными породами была задана даже температура: 20 градусов на поверхности модели и 1500 градусов на подошве модели, на глубине 710 км. Утверждается, что на суперкомпьютере были промоделированы десятки вариантов, которые показали, что поверхностные слои заданной модели, как и мантия на глубине 200 км, могут течь в сторону Атлантического океана со скоростью до 4 см в год через узкое горлышко между Африкой и Европой.

Итак, считается, что математическое моделирование подтвердило, что зона субдукции, будто бы ныне существующая в закрывающемся Средиземном (Лигурийском) море, в ближайшие десятки млн. лет может быть выдавлена в Атлантический океан… Но авторы статьи даже не попытались привязать будущую Гибралтарскую дугу к каким-либо нынешним островам или структурным особенностям дна в Атлантике, так что положение новой зоны субдукции никак

Рис.5. Предполагаемое выдавливание зоны субдукции из Средиземного моря в Атлантический океан с формированием островной дуги.



не конкретизируется (рис.5). Правда, в русскоязычной версии статьи было добавлено, что в зонах субдукции случаются самые мощные подземные толчки, а в Лиссабоне 1 ноября 1755 года случилось катастрофическое 9-балльное землетрясение.

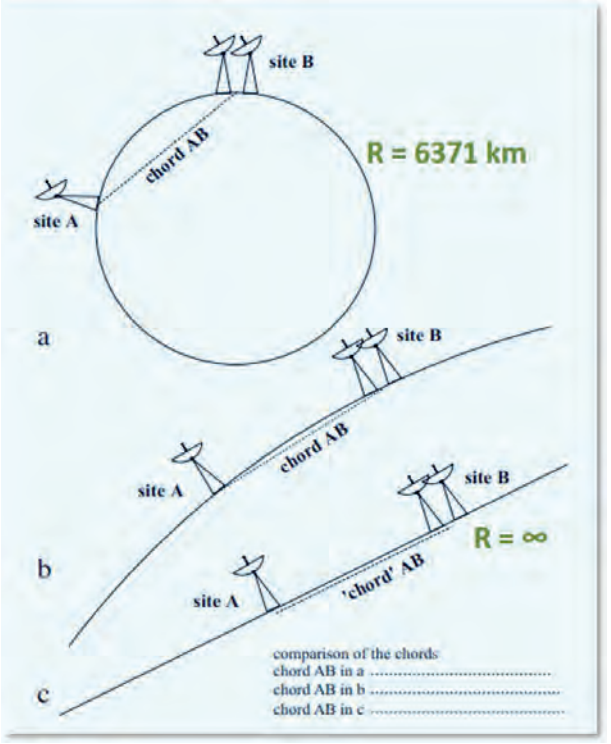
Но если говорить по существу, то гипотетическая субдукция – это следствие предполагаемого встречного (или конвергентного) движения блоков земной коры, и по определению зону субдукции невозможно выдавить в другое место. Сначала на новом месте должны появиться подходящие глубинные условия и благоприятная тектоническая обстановка. Также, согласно аксиомам теории тектоники плит, в мантии должна возникнуть конвективная ячейка подходящей конфигурации. Всё это невозможно механически перенести в недрах Земли с одного места на другое, на тысячу километров или больше, да ещё и с сильной деформацией – через узкие коридоры между предполагаемыми жёсткими плитами…

Неучтенные при моделировании моменты

Есть три важных момента, не учтённых авторами геодинамического моделирования [8]. Во-первых, между Европой и Африкой нет чёткой разделяющей их тектонической границы. Обычно границу между Евразийской и Африканской плитами проводят по южному берегу Средиземного моря, так что закрывающееся Лигурийское море с предполагаемой зоной субдукции оказывается внутренним делом Евразийской плиты. На самом деле, южная Европа – это очень сложный в тектоническом отношении регион, и авторам описанного моделирования следовало бы учесть внутриплитную тектонику в западном Средиземноморье, где выделяют малые плиты Альпийско-Гималайского пояса, включая Пиренейскую, Альборанскую, Западно-Средиземноморскую и другие…

Второй момент – это недоказанность предполагаемого дрейфа Африки в сторону Европы в современную эпоху. Действительно ли Африка дрейфует в сторону Европы (по разным оценкам на величину от 0,4 до 1,9 см в год) и сжимает Средиземное море – это отдельный спорный вопрос, связанный с интерпретацией данных космической геодезии. Как известно, в настоящее время методы космической геодезии обеспечивают миллиметровую точность определения координат и высот наземных пунктов. Но дело в том, что в спутниковых системах навигации – таких как GPS – и в интерферометрии на сверхдлинных базах – это метод VLBI, где используются пары наземных радиотелескопов, – радиус Земли предполагается постоянным, и используется модель Земли неизменных размеров. Отсюда понятно, что если радиус Земли на самом деле постепенно растёт, то это приводит геодезистов к ложным выводам о дрейфе континентов, особенно из-за того, что южное полушарие нашей планеты с его огромным Южным океаном расширяется гораздо быстрее, чем северное полушарие, и 80% суши уже находится в северном полушарии.

Неучёт постепенного изменения радиуса Земли приводит к тому, что экватор приходится переносить всё южнее. В результате, вместо ожидаемого перемещения Южной Америки на запад из-за неоспоримого расширения Атлантики, ей приписывают дрейф преимущественно в северном направлении, а Африке, Аравии и Индии – дрейф в северо-восточном направлении. Особенно быстрый дрейф приписывается



▲ *Рис. 6. Кажущееся сокращение длины хорд А–В между наземными радиотелескопами скрадывает или вообще компенсирует расширение планеты. Иллюстрация из книги Джанкарло Скалеры [11].*

Австралии, удаляющейся от Антарктиды со скоростью 7–8 см в год (рис.2).

Здесь очень уместно вспомнить про замечательного итальянского геофизика – Джанкарло Скалера. Выйдя на пенсию, он написал книгу, которую пока игнорирует официальная наука: «Расширяющаяся Земля: здравая идея для нового тысячелетия» [11].Скалера так рассуждал в своей книге (рис.6):

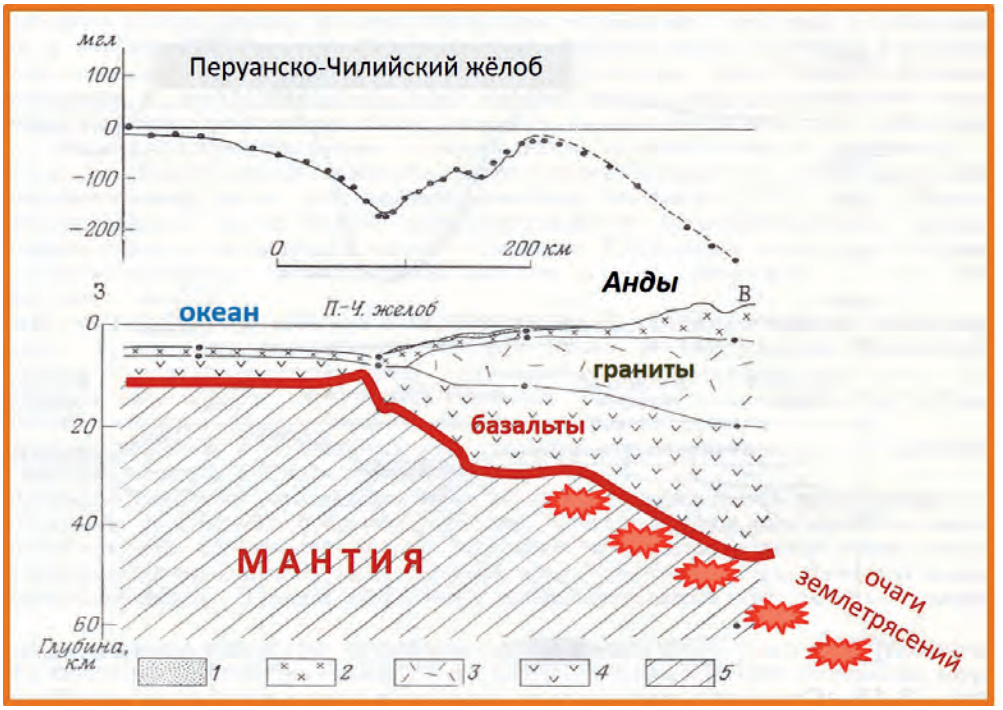
«Как показано на рисунке, если расчёты, основанные на исходных угловых данных интерферометрии VLBI, выполняются без учета постепенного изменения радиуса планеты и выполаживания ее поверхности, то кажущееся сокращение длины хорд А–В скрадывает или вообще компенсирует расширение планеты. Очевидно, что это порочный круг, который трудно избежать, и что нужно искать новые методы вычисления абсолютных размеров Земли».

И третий момент, снижающий вероятность образования Гибралтарской зоны субдукции в Атлантическом океане – это недостаточная скорость расширения этого океана в районе Пиренейского полуострова. Как известно, Тихий океан намного больше Атлантики, и скорость расширения океанского дна в пределах Восточно-тихоокеанского поднятия оценивается в 10–15 см в год в современную эпоху (рис.2), а не 3–4 см как в средней части Атлантики. Я полагаю, что именно из-за быстрого расширения Тихого океана почти по всему его периметру развиты глубоководные желоба, ошибочно интерпретируемые как зоны субдукции, а не эдукции.

Природа глубоководных желобов

Посмотрим на разрез, пересекающий Перуанско-Чилийский жёлоб (рис.7). Этот разрез был построен по сейсмическим и гравиметрическим данным и опубликован в переведённой на русский язык книге Мартина Ботта ещё в 1974 году [2]. На этом разрезе мы видим, что кровля мантии поднимается под глубоководными желобами, и мощность базальтовой океанической коры здесь минимальна. Такое ощущение, что это довольно спокойные в тектоническом отношении структуры растяжения. Но для их длительного и стабильного существования в течение многих миллионов лет нужна подпитка новым глубинным мантийным материалом во избежание разрыва океанической коры. И этот процесс подпитки подтверждается наклонными сейсмоактивными зонами с очагами землетрясений до глубин 400, 600 и даже 700 км.

Заметим, что в Атлантическом океане можно выделить две акватории: северную и южную. Северная акватория нача-



▲ *Рис. 7. Строение земной коры через Перуанско-Чилийский жёлоб по сейсмическим и гравиметрическим данным. Иллюстрация из книги М.Ботта [2].*

ла раскрываться немного раньше, чем южная, примерно 160–170 млн. лет назад. Средняя скорость раскрытия северной акватории увеличивается в направлении на юг примерно от 2 до 4 см в год. Радиотелескопы, установленные в США и Германии, дают информацию о том, что Северная Америка в настоящее время удаляется от Европы на 17–20 мм в год. По-видимому, это несколько заниженная цифра – как мы говорили, из-за неучёта выполаживания земной поверхности в методе VLBI при увеличении радиуса Земли (рис.6).

Южная акватория Атлантики начала раскрываться немного позже, 120–140 млн. лет назад, и средняя скорость раскрытия океана здесь повыше – от 3 до 5 см в год. Хочу обратить внимание на то, что островные дуги с обрамляющими их желобами возникли на южных окраинах обеих акваторий Атлантики, где скорость раскрытия океана была повыше. Чтобы заявить, при какой именно критической скорости раскрытия океана появляются желоба, и океаническая кора истончается на периферии океана, надо детально изучить ситуацию во всех океанах. В Индийском океане, как известно, сейчас идет довольно быстрое расширение, со скоростью 7–8 см в год, и на северной окраине Индийского океана сформировалась островная дуга с глубоководным Зондским (или Яванским жёлобом), очень геологически активным (рис.2).

Выводы

Приведены достаточно убедительные доводы в пользу того, что Гибралтарская дуга в Атлантическом океане ни в настоящее время, ни в геологическом будущем не будет сформирована. Есть три причины очень низкой вероятности образования Гибралтарской дуги: 1) между Европой и Африкой нет четкой разделяющей их тектонической границы; 2) не доказан предполагаемый дрейф Африки в сторону Европы; 3) Атлантический океан расширяется недостаточно быстро в широтном направлении – в частности, в районе Пиренейского полуострова.

Целый ряд неоспоримых геологичес-

ких и геофизических данных поддерживает идеи увеличения размеров Земли, по крайней мере в течение последних 160–170 млн. лет, когда происходило доказуемое неуклонное расширение океанов. В современную геологическую эпоху во всех океанах продолжаются процессы расширения дна от срединно-океанических хребтов и поднятий (рис.2).

В то же время субдукция – то есть подныривание или пододвигание океанической коры под активные окраины континентов – не имеет никакого подтверждения, и этот процесс можно считать выдумкой, призванной избежать неудобных и сложных вопросов о причинах расширения нашей планеты.

Поэтому необоснованные предположения о возникновении новых «зон субдукции» в Атлантическом океане через 20 млн. лет не следует рассматривать всерьёз. Атлантический океан будет только расти, и через 20 млн. лет он станет шире на 400 км или даже на 500 км, если исходить из того, что скорость раскрытия всех океанов увеличивалась в течение последних десятков миллионов лет!

Литература

1. Блинов В.Ф. Растущая Земля: из планет в звёзды. – М., 2003. – 272 с.

2. Ботт М. Внутреннее строение Земли. Пер. с англ. – М., Мир, 1974. – 376 с.

3. Когда исчезнет Атлантический океан? Геологи выяснили, сколько ему осталось. – Вокруг света, №2, 2024.

4. Мировой океан. Том 1. Геология и тектоника океана. Катастрофические явления в океане. – М.: Научный мир, 2013. – с.31-32.

5. Череповский А.В. Тектоника плит против расширения Земли: борьба только начинается? – Приборы и системы разведочной геофизики, №4(75)/2022, с.54-66.

6. Чудинов Ю.В. Расширение Земли как альтернатива «новой глобальной тектоники». – Геотектоника, №4, 1976 г.

7. Чудинов Ю.В. Геология активных океанических окраин и глобальная тектоника. – М., 1985.

8. Duarte, J.C. et al. Gibraltar subduction zone is invading the Atlantic. – Geology, Volume 52, Number 5, 2024.

9. Isacks B., Oliver J. and Sykes, Lynn R. Seismology and new global tectonics. – Journal of Geophysical Research, Vol.73, No.18, September 15, 1968.

10. Ranero C.R. Illuminating Subduction Systems: 50 years of limited geophysical success and what to do with so many remaining challenges? – Colloque: 50 years of plate tectonics: Then, Now, Beyond. – Paris, 25-26 June 2018.

11. Scalera G. The expanding Earth: a sound idea for the new millennium. – Italy, 2003. – 232 p.

Подробнее об авторах



Череповский
Анатолий Викторович

Член редакционной коллегии журнала «ПСРГ», геофизик-сейсморазведчик, к.т.н. Автор более 30 научных статей, монографии «Наземная сейсморазведка нового технологического уровня» (2017 г.) и Англо-русского/ /русско-английского словаря по прикладной геофизике (2008 г.). Лектор ЦДУ РАН и популяризатор науки.



VIII

международная конференция

ГЕОФЕСТ

2024

Состоялась восьмая международная конференция специалистов-практиков - праздник, который нужно видеть!

На восьмой международной конференции ГЕОФЕСТ, организованной Компанией ГЕОСЕЙС под Москвой собрались специалисты-практики из различных городов и стран для обсуждения трендов в геологоразведке, новых технологий и обмена опытом успешных проектов.

Это мероприятие стало настоящим праздником для профессионалов, предоставив участникам возможность делиться идеями, обмениваться опытом и устанавливать новые контакты. Интерактивные сессии, выставка геофизической аппаратуры и увлекательные выступления ведущих экспертов сделали конференцию динамичной и насыщенной, позволяя участникам ознакомиться с последними достижениями в отрасли.

Отличная организация, интересная программа, высокий уровень участников и практикоориентированные дискуссии – вот ключевые факторы успеха этого знакового мероприятия, отметившего в 2024 году своё пятнадцатилетие.


ГЕОФЕСТ
ГЕОФЕСТ
2024

Система "Пангея": новые горизонты для российского ПО

ПАНГЕЯ

Система "Пангея", созданная в 1994 году, на протяжении 30 лет прошла впечатляющий путь развития, обогатив свой функционал и усовершенствовав алгоритмы, что свидетельствует о ее адаптивности, способности к прогресс и развитию. За эти годы в основе Системы и Компании всегда оставалась философия всестороннего геологического изучения. Эта философия нашла свое отражение в технологии многомерной интерпретации, которая превосходит традиционные подходы. Данный метод, акцентирующий внимание на использовании всей доступной геофизической информации, обеспечивает получение максимального объема сведений о недрах Земли.

Многомерная интерпретация зарекомендовала себя в различных проектах по всему миру, и со временем стала не только ядром технологического, но и корпоративного развития АО "ПАНГЕЯ". За три десятилетия работы компания осуществила полевые исследования, внедряла программное обеспечение и проводила камеральные исследования не только для многочисленных российских организаций, но и для зарубежных клиентов из Китая, Индии, Венесуэлы, Кубы, а также стран Латинской Америки, Средней Азии и Ближнего Востока. Это международное сотрудничество обогатило опыт компании и дало возможность выявить основное преимущество Системы — глубину и аналитическую насыщенность результатов изучения геологических характеристик исследуемых месторождений.

В отличие от многих конкурирующих программных продуктов, Система "Пангея" продемонстрировала возможности не только в области традиционной интерпретации, но и в выявлении необычных и нетрадиционных нефтегазоносных структур. Более того, потенциал многомерной интерпретации был успешно адаптирован для работы с твердыми полезными ископаемыми. Эта технология проявила себя как универсальный инструмент, способный эффективно функционировать в сложных геологических условиях. Она решает задачи поиска нетрадиционных структур как в недостаточно исследованных районах, так и в уже отработанных и истощенных регионах, где традиционные методы интерпретации оказались недостаточно эффективными.

Таким образом, "Пангея" продолжает быть не только ключевым игроком в области геологических исследований, но и надежным партнером для организаций, стремящихся максимально эффективно использовать геофизические данные в своей работе.

Клиентские приоритеты и глубина решения геологических задач

Несмотря на признанные преимущества Системы "Пангея", как сотрудники компании, так и некоторые пользователи отметили существующий потенциал для дальнейшего развития программного обеспечения в определенных направлениях. В первую очередь, это касается улучшения доступности и удобства использования системы клиентами.

С учетом этих замечаний, руководство

компании приняло стратегическое решение о переходе на новый этап модернизации Системы "Пангея". В рамках этого процесса были проведены масштабные тестирования и переработка алгоритмов пакета ReView, что позволило значительно повысить его функциональность и эффективность. Кроме того, расширен перечень совместимых операционных систем, что обеспечивает пользователям больше возможностей для работы с продуктом.

Особым успехом стало прохождение сертификации AstraLinux, что подтверждает высокие стандарты безопасности и надежности системы. Кроме того, актуализированы сопроводительные материалы, что позволяет пользователям быстрее и легче ориентироваться в возможностях системы. Также было запущено обновление пользовательского интерфейса, которое направлено на создание более интуитивно понятного и привлекательного внешнего вида, что, безусловно, повысит общий комфорт работы с системой.

Основная цель проводимых модернизаций заключается в повышении уровня доступности и понятности продукта АО "ПАНГЕЯ" для широкого круга пользователей. Уникальный вычислительный и аналитический потенциал системы требует адаптации к современным стандартам пользовательского опыта, чтобы сделать ее более удобной и эффективной для решения геологических задач. В конечном итоге, все эти новшества помогут пользователям максимально реализовать возможности, которые предоставляет Система "Пангея", и значительно улучшат качество взаимодействия с продуктом.

Ядро Системы - 3 ключевых программных пакета: ReView, PetroExpert и Certainty, объединённых лицензионным сервером, осуществляющим выдачу лицензий на использование ПО и трансфер данных, сегодня трансформируемым в рамках проекта PANGEA Cloud. Пакет программ позволяет проводить полный комплекс работ по интерпретации и построению геолого-геофизических моделей месторождений нефти и газа.

На текущий момент, Система применяется на российском рынке, а также проходит опробование в КНР. Компания активно формирует расширенную сеть дистрибьюторов на внутреннем и международном рынках, в первую очередь, в традиционных регионах присутствия - Китае, Индии и Латинской Америке. Традиционные клиентами являются крупные и средние нефтегазовые компании, а также сервисные организации.

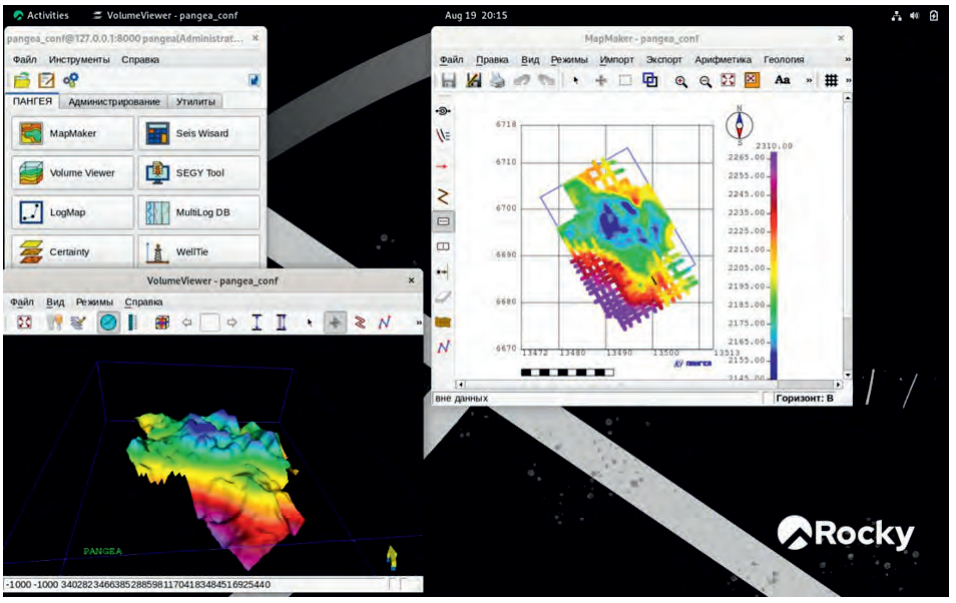
Значимое преимуществом Системы “Пангея” - практически полный охват операционных систем “Линукс для бизнеса”, в частности:

- CentOS 6 / RedHat 6;
- CentOS 7 / RedHat 7;
- Rocky Linux 8 / RedHat 8;
- Rocky Linux 9 / RedHat 9;
- Astra Linux 1.7.* Орел;
- RedOS 7.3.3 Муром.

Отказ от зарубежных операционных систем делает активно развивающийся пакет Linux важной альтернативой, особенно для государственных учреждений и крупных российских компаний. В современных условиях, требующих обеспечения информационной безопасности и независимости от иностранных технологий, Linux предлагает надежное и многофункциональное решение.

Популяризация отечественных операционных систем позволяет использовать программное обеспечение не только на Windows, но и на российских ОС, что становится ключевой тенденцией на рынке программного обеспечения в сфере геолого-геофизического сервиса. Это открывает новые возможности для разработчиков, обеспечивая гибкость и адаптацию под различные платформы.

Переход к отечественным решениям в



▲ *Рис. 1. Интерфейс системы Пангея прост и понятен пользователю.*

сочетании с использованием Linux способствует повышению безопасности и развитию технологической инфраструктуры в стране, создавая более привлекательные условия для инвестиций в российскую IT-отрасль.

Вместе с АГЭ

Кроме основной Системы, при поддержке Объединения АО "ПАНГЕЯ" и Астраханской Геофизической Экспедиции активно развивается кластер новых высокотехнологичных разработок. Компании играют важную роль в продвижении инноваций, координируя и поддерживая появление молодых программных продуктов. В частности, в 2024 году, благодаря усилиям команды разработчиков, было создано и зарегистрировано программное обеспечение MDM, предназначенное для ускоренной оцифровки архивной геологической информации (Свидетельство о государственной регистрации программ для ЭВМ №2024668203 от 06.08.2024 г.). Это программное решение значительно облегчает доступ к старым данным и способствует более эффективному их использованию.

В дополнение к этому, запущена разработка новых серверных решений, а также технологий для прогнозирования аномальных давлений. Эти шаги подчеркивают направленность объединения на внедрение передовых технологий и научных исследований в своей деятельности, что, в свою очередь, отвечает современным требованиям отрасли.

Объединение АО "ПАНГЕЯ" и АО "АГЭ" играет ключевую роль в создании благоприятной среды для развития новых продуктов. Рамки стратегии PANGEA ULTIMA раскрывают мощные возможности для осуществления полного цикла разработки продукта — от создания прототипов и их тестирования до реального производственного внедрения. Такой подход обеспечивает высокую степень адаптивности и легкость интеграции новейших технологий в существующую инфраструктуру.

Кроме того, одним из приоритетных направлений для дальнейшего развития предлагаемых продуктов является сотрудничество с высшими учебными заведениями. Компании активно взаимодействуют с ведущими университетами страны и регионов, особенно с Астраханским государственным техническим университетом (АГТУ). Объединение открыто к новым возможностям поставок програм-

много обеспечения в учебные заведения и готово участвовать в формировании профильных образовательных программ на основе ПО “Пангея”. Это позволяет не только повышать уровень образования, но и привлекать новое поколение специалистов в сферу геологии и геофизики, что является критически важным для развития отрасли.

Команда разработки Объединения осознает важность модернизации Системы "Пангея" и считает этот процесс ключевым для будущего успеха. Основным принципом дальнейшего развития программных продуктов является клиентоцентричность, что свидетельствует о стремлении внимательно учитывать потребности пользователей. В этой связи стоит отметить, что в следующей версии сервера PANGEA Cloud планируется внедрение централизованного и формализованного механизма сбора обратной связи от пользователей, что позволит более точно настраивать функционал системы в зависимости от пожеланий клиентов.

Коллектив АО "ПАНГЕЯ" открыто реагирует на изменяющиеся запросы клиентов и готов адаптировать свои программные решения под индивидуальные требования. Кроме того, значительные усилия были направлены на упрощение установки программного обеспечения. Теперь пользователю достаточно ввести в терминале одну команду, чтобы инсталлятор самостоятельно определил текущую версию операционной системы и скачал необходимые дополнительные пакеты, что существенно ускоряет и облегчает процесс настройки.

Процесс модернизации не только повышает удобство для клиентов и пользователей, но и закладывает основу для освоения новых рыночных сегментов. Объединение активно расширяет свою дистрибьюторскую сеть как на российском рынке, так и в традиционных зарубежных регионах — таких как Китай, Индия и Латинская Америка.

Гибкость и инновационность, подкрепленные 30-летним опытом разработки программного обеспечения и 65-летним опытом полевых и камеральных исследований, служат основой для нового этапа развития линейки продуктов Объединения АО "ПАНГЕЯ" и Астраханской Геофизической Экспедиции. Данные усилия нацелены на создание поистине передовых решений, способствующих эффективной работе в сфере геологоразведки и геофизики.

Заключение

В 2024 году весьма символично, что и Объединение "Пангея", и Астраханская геофизическая экспедиция отмечают юбилей своей деятельности. Это событие подчеркивает важность их вклада в развитие геофизики в России. Синергия ресурсов и экспертизы двух компаний создает уникальный продукт на российском рынке геофизических услуг, который поднимает статус отечественной геофизики не только на национальном, но и на международном уровне в сфере геологоразведочного сервиса.

Особенно актуально, что данный продукт развивается в рамках импортонезависимых, и при этом весьма эффективных решений, что позволяет успешно справляться с вызовами, стоящими перед отраслью. Это стратегическое сотрудничество представляет собой значительный шаг к укреплению независимости российской геофизической науки и практики, что особенно важно в условиях современных экономических реалий. Обе компании направляют свои усилия на формирование качественных и инновационных решений, соответствующих современным требованиям и стандартам.

Государственный университет «Дубна» объявляет набор студентов



Вряд ли найдется человек, который не слышал о Дубне – красивейшем городе на севере Подмосковья, расположенном на берегах рек Волги, Дубны, Сестры, канала имени Москвы и Московского моря (Иваньковского водохранилища). Дубна – это современный интеллектуальный город с уникальной природой и комфортными условиями для жизни.

Дубна известна не только своей живописной природой, но и Объединенным институтом ядерных исследований (ОИЯИ), где расположен коллайдер NICA, Особой экономической зоной Дубна (ОЭЗ), предприятиями приборостроения и военно-промышленного комплекса, а также Государственным университетом «Дубна».

Государственный университет «Дубна» основан в 1994 году, в этом году вуз отмечает свой 30-летний юбилей. За 30 лет Университет вырос в престижное высшее учебное заведение, где обучается более 8 тысяч студентов из различных уголков России и других стран. Это свидетельствует о высоком уровне подготовки и востребованности образовательных программ, предлагаемых университетом.

К началу 2000-х годов в отечественной геологоразведке назрел острый дефицит молодых кадров в связи с этим в 2002 году в Университете «Дубна» была открыта кафедра общей и прикладной геофизики, а также был открыт набор по специальности 21.05.03 «Технология геологической разведки». С 2012 по 2024 гг. кафедру возглавлял известный ученый геофизик, профессор, первый ректор Университета О.Л. Кузнецов. Кафедра обладает сильным профессорско-преподавательским

составом, среди которых Заслуженные деятели науки и техники, Лауреаты Государственной премии СССР и Премии Правительства РФ, а также известные профессора МГУ им. М.В. Ломоносова А.А. Булычев, В.Г. Гайнанов, А.А. Никитин. Преподавание ведётся с использованием современных методов и технологий обучения.

Также особое внимание уделяется практической подготовке студентов. За весь период обучения ребята проходят шесть видов практик, это дает возможность погрузиться в профессию и приобрести Soft и Hard skills, завязываются полезные знакомства, что, в перспективе, гарантирует трудоустройство сразу же после окончания Университета.

Выпускники кафедры обладают уникальными компетенциям, определяющими их готовность к инновациям, и востребованы на рынке труда даже в условиях жесткой конкуренции. Наши выпускники успешно трудятся во всех отраслях геофизики («Газпром недра», холдинг «Росгеология», «Роснефть», «Башнефть», «Лукойл», «ГЕОСЕЙС», «Северо-Запад», «Полюс», «ТНГ-Групп», «Русал», ГЕРС инжиниринг, ВИМС, ВНИГНИ и др.), в том числе занимают руководящие посты.

Высокая заработная плата в профессиональной сфере! На основании информации Росстата за 2023 год самые высокие зарплаты в России получают люди, работающие в отрасли добычи нефти и газа, средняя заработная плата в отрасли добычи нефти и газа составляет около 176,7 тыс. руб.

Геофизика – это возможность исследовать неизведанное, изучать нашу планету и открывать ее для себя, это романтика путешествий, состояние души и образ жизни!

Государственный университет «Дубна» объявляет набор студентов для обучения по специальности 21.05.03 «Технология геологической разведки».

ФОРМЫ ОБУЧЕНИЯ (специалитет): очная - 5 лет; очно-заочная – 6 лет; заочная – 6 лет. СТОИМОСТЬ для граждан РФ: очная – 110 600 руб/сем; очно-заочная – 41 000 руб/сем; заочная – 35 500 руб/сем.

ВСТУПИТЕЛЬНЫЕ ЭКЗАМЕНЫ: математика профильная, русский язык, физика/информатика и ИКТ/химия.

Наши контакты:

141980, Московская обл., г. Дубна, ул. Университетская, д. 19 корп. 1, ауд. 306.

+79854361892

geo@uni-dubna.ru

https://geophysics.uni-dubna.ru/

https://t.me/GeoDubna

М.В. Завьялова, руководитель образовательной программыкафедры общей и прикладной геофизики Государственный университет «Дубна».

АГГИ
Ассоциация геологов, геофизиков и инженеров

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ АГГИ И ГЕОМОДЕЛИ 2025

Геомодель

МАРТ



Наука о сланцах
г. Москва
Специализированный научно-практический семинар, посвященный изучению, разведке и разработке трудноизвлекаемых запасов

АПРЕЛЬ

ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОФИЗИКА 2025

ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОЛОГИЯ 2025

Инженерная и рудная геофизика
Инженерная и рудная геология
Конференции проводятся совместно с единым регистрационным взносом и сопровождаются выставкой геолого-геофизического оборудования, полевыми демонстрациями



Молодежный день
Бесплатное мероприятие для студентов, аспирантов и молодых ученых

ИЮНЬ

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
ШЕСТАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

Интеллектуальный анализ данных в нефтегазовой отрасли
Конференция посвящена анализу данных и интеллектуальным технологиям в нефтегазовой отрасли

АВГУСТ

ГЕОБАЙКАЛ'25

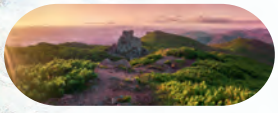
ГеоБайкал
Выездной научно-практический семинар, посвященный геологии, разведке и разработке недр Восточной Сибири. В регистрационный взнос включены трансфер из Иркутска до базы отдыха и обратно, питание и проживание на базе отдыха на Байкале

СЕНТЯБРЬ

Геомодель 2025
27-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа

Геомодель
г. Геленджик
Конференция посвящена вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа, сопровождается курсами лекций и геологическими экскурсиями

Геофизика на карсте
г. Кунгур
Научно-практический семинар, посвященный специфике работы на карсте



Дальний Восток (г. Владивосток)
Конференция посвящена углеводородному потенциалу Дальнего Востока

Морские технологии 2025

Морские технологии
г. Владивосток
Работы на шельфе и инженерные исследования

ОКТЯБРЬ

ПРОГРРЕСС'25
ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА КАК БИЗНЕС

ПроГРРесс. Геологоразведка как бизнес.
Топ-менеджеры и эксперты международных компаний собираются для обсуждения лучших практик ГРР и разработки актуальных подходов. Конференция уникальна не только как профессиональная площадка, но и продолжает традицию формирования сообщества геологоразведчиков

РОЭК

Российская отраслевая энергетическая конференция (РОЭК)
2-й съезд Ассоциации геологов, геофизиков и инженеров (АГГИ)
Программа конференции охватывает широкий круг тем в сегменте разведки и добычи нефти и газа и продолжает расширяться за счет участия компаний из смежных областей, включая НИОКР, IT и другие - ведь знания, сотрудничество и свобода обмена - двигатели этого мира

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

