

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ИЮЛЬ-СЕНТЯБРЬ

3/2021

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

ГЕОФИЗИКА этапа разработки месторождений

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Об испытаниях отечественного вибросейсмического комплекса

ВЫСОКОНАДЁЖНАЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СЕНСОРНАЯ СИСТЕМА



Отдел зарубежных продаж

Unit 145, 3901-54 Ave, NE Calgary,
AB T3J 3W5 Canada
Tel: +1-403-264 1070
Toll Free: +1-888-604 SOLO(7656)
Email: sales@smartsolo.com

Центр маркетинга в Пекине

301, Building B, No.15 South of Ronghua Road,
BDA, Beijing, 100176, China
Tel: +86-4000-868-158
Fax: +86-10-87220112
Email: marketing@dtcc.asia



ТЕМА НОМЕРА**Тема номера «Геофизика этапа разработки месторождений»****СОДЕРЖАНИЕ****Наши партнеры 4****КОЛОНКА РЕДАКТОРА****Главный редактор журнала Слонов Д.Н. 5****ТЕМА НОМЕРА****Геофизика на этапе разработки месторождений - новые направления, новые рынки****Интервью с директором холдинга «Геосейс» Гурьевым С.В. 6****Наземные пассивные микросейсмические мониторинги при изучении, разработки и эксплуатации недр в нефтегазовой и горнодобывающих отраслях****Шарапов И.Р., Феофилов С.А. 10****Опасности ГРП - их оценка и визуализация по данным микросейсмического мониторинга****Мустафин И.Р., Вильданов Р.В., Митяев Е.В. 21****Реальность и перспективы технологии микросейсмического мониторинга****Плотников Б.С., Черкашнев С.А. 29****ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ****Приповерхностные механические резонансы в разведочной геофизике****Шехтман Г.А. 34****Комплексирование геофизических методов для 2D и 3D данных в ПО "Tomplex"****Молчанов А.Б., Лыгин И.В., Твердохлебов Д.Н., Мостовой Д.В. 43****Хотите избавиться от искажений?****Николя Телье 53****ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ****Испытания прототипа отечественного вибросейсмического комплекса****Афанасенков А.П., Зарипов С.М., Онгемах Э.Г., Череповский А.В., Жуков А.П., Горбунов В.С., Гурьев С.В., Юров А.А. 58**

Высокопроизводительная сейсморазведка 3D в Синьцзян-Уйгурском автономном районе КНР с интеллектуальной системой SmartSolo (DTCC)	67
--	----

ЛЮДИ, ДАТЫ, СОБЫТИЯ

10 лет государственному геологическому холдингу «Росгеология» Афанасенков А.П., Корчагин О.А., Череповский А.В.	71
---	----

НАШИ ПАРТНЕРЫ



Приборы и системы разведочной геофизики.

Общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал. Издаётся с 2002 г.

Главный редактор:
Слонов Д.Н.

Редакционная коллегия:

к.т.н. Абдулвалиев М.Т.
к.т.н. Белоусов А.В.
к.г.-м.н. Волкова Е.Н.
Воцалевский В.З.
д.т.н. Гогоненков Г.Н.
к.т.н. Горбачев С.В.
Гурьев С.В.
к.т.н. Детков В.А.
д.т.н. Жуков А.П.
Запорожец Б.В.
д.г.-м.н. Золотая Л.А.
д.т.н. Кострыгин Ю.П.
д.г.-м.н. Михеев С.И.
к.т.н. Тарасов Н.В.
к.т.н. Циммерман В.В.
к.т.н. Череповский А.В.
д.т.н. Шехтман Г.А.

Руководитель проекта
Матвеев С.А.

Корректор:
Матвеева И.Э.

Учредитель:
СРО МОО ЕАГО

Издатель:
ООО «ПСРГео»



Адрес издательства:
г. Саратов. Ул.Осипова, 1
Телефон +7-987-822-68-37

Обложка и оформление:
Мокроусов Д.В.

Вёрстка:
Мокроусов Д.В.

Тираж отпечатан в
типографии ООО
«Формат»
Тел. +7 (8452) 39-33-77
Тираж: 300 экз.

Подписано в печать:
28.09.2021

Дата выпуска:
08.10.2021

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

Издание зарегистрирова-
но в Министерстве РФ по
делам печати, телерадио-
вещания и средств мас-
совых коммуникаций за
номером ПИ № 77-7906
от 27.04.2001 г.
ISSN: 2074-8906
Web-сайт: psrgeo.ru

Уважаемые коллеги!

Представляем на ваш суд очередной номер нашего журнала. Да, в этот раз именно на суд. Поднимая тему «Геофизика этапа разработки месторождений», мы понимали, что очень рискуем не собрать номер. Во-первых, лето – время, когда активность наших авторов объективно снижается, а, во-вторых, тема номера достаточно узка – проектов, на которых используются дистанционные методы на этапе разведки, увы, немного. Методики и технологии, предлагаемые геофизиками, очень сложны и эксклюзивны, должны реализовываться в тесной связке с промысловыми геологами, опираясь на большой объем сопутствующей информации.

Но, несмотря на наши опасения, номер получился интересным и дискуссионным. Интервью с директором компании Геосейс Сергеем Гурьевым как раз и освещает главные аспекты данной проблемы. С одной стороны, все понимают, что дистанционные геофизические методы могут быть полезны на этапе разработки, а, с другой, – малое число проектов и их уникальность не позволяют превратить очень интересные методики во всеобщую принятую технологию. Пока в отрасли нет принятых стандартов таких проектов. Это же подтверждают результаты опроса, проведенного Центром Комплексного Инжиниринга разведки и добычи нетрадиционных ресурсов ООО «Газпромнефть – Технологические Партнерства». Об этом – в статье Плотникова Б.С., руководителя лаборатории геофизики этого центра.

Радуется, что каждый номер открывает новых авторов, новые для нас компании. Публикация компании ЗАО «Градиент» рассказывает о технологиях пассивной сейсморазведки, используемых казанскими геофизиками при сопровождении ГРП.

Совместная публикация, подготовленная специалистами ТНГ-Групп и ГМК «Цифра», дает анализ рисков, минимизируемых использованием микросейсмического мониторинга в процессе гидроразрыва пласта. И именно задача снижения таких рисков является, по мнению авторов, главной предпосылкой для широкого внедрения МСМ.

Говоря про новые компании и новых авторов, нельзя не отметить появление в их числе государственного холдинга «Росгеология». Уверен, что этим мы открываем нашим читателям возможность узнать на страницах «Приборов и Систем» о проектах крупнейшей геолого-разведочной компании в России. А, кроме того, именно с участием «Росгеологии» ведется разработка отечественного вибросейсмического комплекса, не имеющего аналогов в мире. Об этом – в статье Анатолия Череповского с соавторами.

Статья Шехтмана Г.А., ООО «НПП «Спецгеофизика», поднимающая важную тему необходимости учета механических резонансов в разведочной геофизике, будет интересна не только сейсморазведчикам.

Летом наш журнал успешно прошел проверку ВАК. Мы остаемся в числе реферируемых изданий, позволяя авторам указывать наши публикации при подготовке своих диссертационных работ. Отметим также, что число скачиваний электронной версии второго номера журнала превышает 1000. Это не может не радовать наших рекламодателей. Обращение к номерам журнала продолжается долго. Журнал читают. И приходит обратная связь. Иногда просят связи с авторами для уточнения вопросов, поднятых публикацией, а иногда обращают внимание на неточности, которые мы допустили при подготовке номера. Так специалисты ТНГ-Групп отметили серьезную неточность в их публикации «Расширяя возможности – о задаче внедрения бескабельных систем в производственные работы ТНГ-Групп» в №2 за 2021 год. При работе с оборудованием RT System2 компании Wireless Seismic все недочеты и замечания оборудования были устранены в первом же сезоне эксплуатации – в 2018 году, а не устраняются сейчас, как можно было бы понять из публикации.

Тема следующего, четвертого, номера за 2021 год – «Новости рынка и технологий». Мы сознательно не хотим ограничивать авторов одной узкой темой, чтобы можно было увидеть актуальность различных тем, определить дальнейшую тематику нашего издания на 2022 год. Окончательный редакционный план следующего года будет представлен в следующем номере, но пока он выглядит так:

- Повышение производительности сейсморазведочных работ
- Зеленая сейсмика®
- Составляющие безопасной работы
- Новости рынка

Приглашаем наших авторов к подготовке публикаций на эти и другие темы.

С уважением,
Главный редактор журнала



Слонов
Дмитрий
Николаевич

Геофизика на этапе разработки месторождений – новые направления, новые рынки.



*Интервью с директором холдинга «Геосейс»
Гурьевым Сергеем Владимировичем.
Компания «Геосейс» известна тем, что
разрабатывает, опробует
и внедряет новое оборудование
и технологии.*

Дмитрий Слонов: Уважаемый Сергей Владимирович, планируя посвятить номер нашего журнала геофизическим исследованиям этапа разработки месторождений, мы рассчитывали, что будем говорить, как и какие геологические задачи нефтяников можно решать с помощью дистанционных геофизических методов. Зная Вас и вашу команду как специалистов инновационной направленности, одними из первых в отрасли начинающих освоение нового, мы решили предложить поделиться своими мыслями и опытом.

Сергей Гурьев: Действительно, на этапе разработки месторождений чаще всего говорят о возможностях скважинной геофизики. Однако, разрешающая способность ГИС ограничивается при-скважинным пространством, а процессы, происходящие на разрабатываемом месторождении существенно объемнее. Это и исследование изменчивости петрофизических свойств объекта, определение местоположения нескрытых пластов и залежей, определение зоны притока углеводородов, выявление перетоков флюида, контроль ГРП и добычи в целом. И тут комплекс дистанционных геофизических методов может быть весьма

эффективен. При этом самым важным в таких исследованиях становится учет временного фактора, когда работы повторяются периодически, либо в режиме мониторинга он-лайн. Фактически это 4D геофизические исследования. Я намеренно не ограничиваюсь термином «4D сейсморазведка», поскольку свою очень важную информацию могут привнести и другие дистанционные методы геофизики - гравиразведка и электроразведка, которые также должны проводиться с некой периодичностью для учета временного фактора.

ДС: В чем на Ваш взгляд, главное значение дистанционных методов на этапе разработки месторождений?

СГ: Главное, чем геофизика может помочь при эксплуатации месторождений – это снижение рисков эксплуатации и прогноз. Например, дистанционные методы могут ответить на вопросы, как сработал ГРП, что произошло в скважине, и как это соотносится с моделью, используемой для разработки месторождений. Но пока нефтяные компании больше доверяют априорной исходной модели, подготовленной предварительно и корректируемой с учетом скважинных данных. По большому счету, эффектив-

ность ГРП меряется штуцером. Но что произошло на самом деле, какие порты как сработали, где находится зона притока флюида, и как это будет развиваться во времени можно ответить только с использованием полигона микросейсмических наблюдений. Ответы на все эти вопросы чрезвычайно важны и для жизни объекта в целом.

Микросейсмический мониторинг (МСМ) дает реальный прогноз развития месторождения, добавляет очень важную информацию для оптимизации той самой априорной модели, которая служит основой схемы освоения объекта.

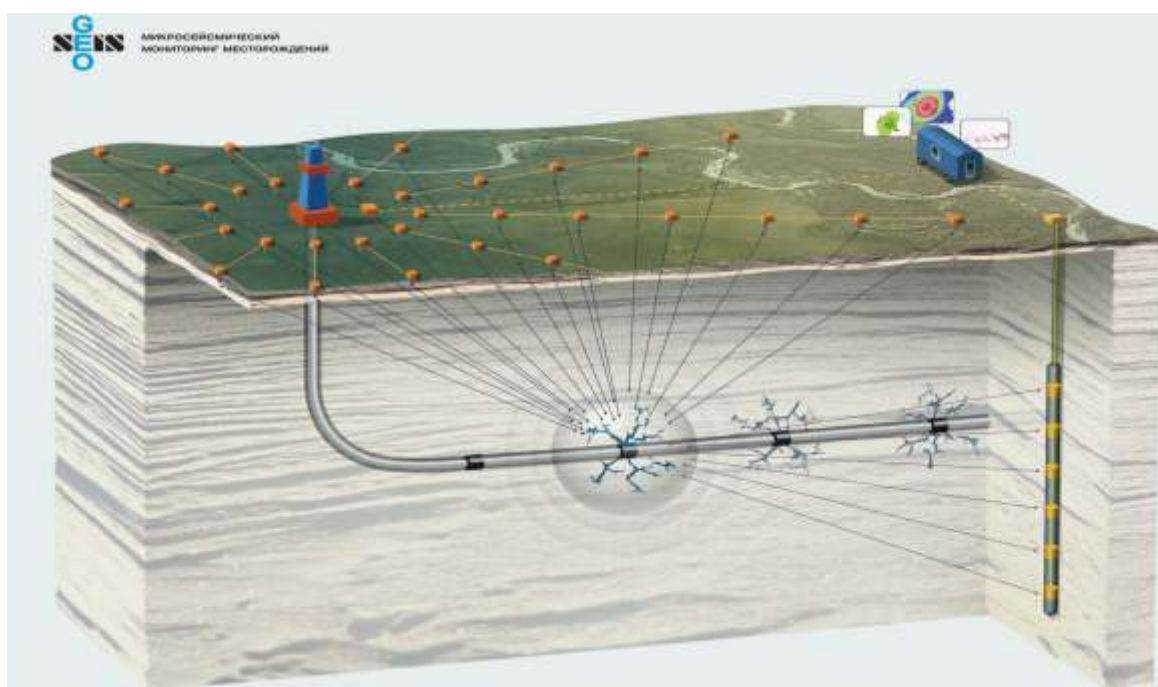
ДС: На западе значение микросейсмички поняли уже десяток лет назад. Западный стандарт выполнения каждого проекта ГРП требует обязательного использования технологии МСМ. Россия пока отстает. На Ваш взгляд, правильно ли использование МСМ на каждом объекте ГРП и когда мы придет к широкому внедрению данной технологии?

СГ: Думаю, что даже если МСМ будет сопровождать каждый десятый ГРП, эффект от данной технологии станет

виден всем. В свою очередь, сами работы МСМ станут дешевле, так как тиражирование готовых решений всегда ведет к снижению затрат. При этом, важным аспектом является скорость выдачи заключений. Разработчикам не нужен наукоемкий отчет, который они получают через полгода кропотливой работы геофизиков. Ответы нужны здесь и сейчас. И это задача, для компаний, предлагающих те или иные решения в области МСМ. Расставить датчики на месторождении с использованием той или иной телеметрической системы несложно. Организовать регулярный сбор данных и обслуживание оборудования, особенно в условиях межсезонья или летнего бездорожья становится непростой задачей. И к этому добавляется необходимость передачи данных на удаленный ВЦ. Для обработки и интерпретации тоже требуется время. А технология должна работать оперативно.

И компания, готовая так организовать работу, чтобы заказчик получал ответы на интересующие его вопросы непосредственно на промысле получит безусловный приоритет на рынке услуг МСМ.

▼ Рис. 1. Принципиальная схема микросейсмического мониторинга.



ДС: Рынок ГРП сегодня растет очень быстрыми темпами. Многие геофизические компании предлагают системы дистанционного контроля гидроразрыва пласта с использованием пассивной сейсморазведки (МСМ). Алгоритмы обработки данных отличаются. И пока не сложились общепринятые технологические стандарты, и, как следствие, нефтяные компании не готовы использовать МСМ на своих проектах. Каковы на Ваш взгляд перспективы широкого внедрения МСМ при ГРП в России?

СГ: Во времена СССР регулярно проводились отраслевые совещания, на которых давалась информация о новых технологиях и методиках. Разработкой и внедрением занимались планомерно и системно. И когда действительно появлялась опробованная технологическая новация, об этом знали все – и нефтяники, и геофизики. И такая новация внедрялась повсеместно, становясь отраслевым стандартом. Сегодня, пожалуй, лишь в публикациях и сообщениях на конференциях приходится искать возможности для развития новых технологий.

Компания Геосейс активно участвует в геофизических конференциях. Одну из конференций проводит в качестве организатора. В прошлом году наш «Геофест» не проводился по известным причинам, но в этом году мы ждем специалистов для обмена опытом в г.Тюмень в сентябре этого года и в июле 2022 года в г.Москва.

ДС: Уверен, что нашим читателям будет интересно узнать более подробно о результатах «Геофеста-2021».

Сегодня ваша компания выполняет работы по мониторингу состояния ПХГ. Не могли бы Вы немного рассказать, как организована работа, и каких результатов ждет от вашей компании Заказчик?

СГ: Целью мониторинга является исследование сейсмоемиссионных

процессов ПХГ, которые могут быть связаны с утечками газа. Суть метода микросейсмического мониторинга заключается в постоянном отслеживании сейсмоемиссионных процессов, возникающих во время эксплуатации ПХГ.

Комплекс работ представляет собой систему пассивного микросейсмического мониторинга с возможностью периодического проведения активных сейсмических 2D-4D работ для изучения процессов, происходящих в ПХГ, а также постоянно функционирующего ситуационного центра. В процессе реализации проекта с интервалом в год проводятся работы 2D и ВСП-НВСП по идентичной технологии с целью анализа динамики процессов, происходящих на месторождении

Система наблюдения предполагает вариант равномерной площадной системы, являющейся оптимальной с точки зрения точности получаемых данных. Наземная система наблюдения предполагает размещение однокомпонентных высокочувствительных датчиков в виде сетей профилей и площадных групп (при необходимости) – причем, для уверенного набора статистики используются тысячи таких датчиков. Датчики устанавливаются надолго в глубокие (до 30 метров) скважины, что требует и надежности самих датчиков и внешнего подключения.

Мы организовали такой полигон. Проводим наблюдения. Но сегодня мы находимся только на начальном этапе реализации данного проекта и о результатах говорить пока рано.

ДС: Будем ждать Вашего рассказа об участии в этом уникальном проекте.

Какие еще возможности есть у современной геофизики, и что можно еще бы предложить нефтяным компаниям с учетом развития современного оборудования и новых технологий?

СГ: Прежде всего хочу напомнить о ВСП. К сожалению, рынок ВСП практически схлопнулся. Нефтяные компании, экономя средства отказываются от этого вида исследований, либо ограничиваясь самыми простыми вариантами исследований, когда ВСП необходимо по нормативам. ВСП в его современных модификациях с использованием современных зондов и правильно выбранных источников возбуждения может дать очень много полезной информации и о самой скважине, и об околоскважинном пространстве. Так что очень надеюсь, что нефтяные компании вернуться к пониманию необходимости ВСП, ВСП-ОГТ, и ваш журнал может этому способствовать.

Говоря о возможностях дистанционных методов, необходимо вспомнить о сверхплотном 2D. На старых месторождениях, над которыми выросли не просто промыслы – целые города, есть свои вопросы и задачи, которые могут быть решены целевым направленным профилем, где приемные точки ставятся через 5-10 метров, а пункты взрыва также размещаются как можно плотнее и точно. Такая технология позволит при

обработке сформировать лабораторно любую интерференционную систему. А точное направление через целевой объект исследования позволит сосредоточиться на решении узкой задачи, которая важна для оптимизации схемы разработки. Есть много вопросов, на которые успешно может отвечать такая методика: детализация пластов, определение изменчивости физических свойств толщи латерали, поиск пропущенных объектов, небольших тектонических нарушений. Кроме того, более точная модель позволит вернуться к переобработке всего массива сейсмических данных, служа ориентиром по разрешенности в целевых интервалах. Сегодня у геофизиков есть инструменты, позволяющие прокладывать такие профили на объектах с развитой инфраструктурой – бескабельная телеметрия и невзрывные источники.

ДС: Сергей Владимирович, спасибо за интересное интервью, желаем Вам успехов в непростой работе, и будем ждать новых публикаций об успешных проектах, реализуемых компанией Геосейс.



ПРИГЛАШАЕТ
12-14 июля 2022 года

на VII международную
научно-практическую конференцию
которая пройдет в живописном месте
Подмосковья

телефон: +7(495) 694 19 40
e-mail: info@geofest.net



Наземные пассивные микросейсмические мониторинги при изучении, разработке и эксплуатации недр в нефтегазовой и горнодобывающей отраслях

■ Шарапов И.Р., Феофилов С.А., ЗАО «Градиент», г. Казань

Введение

Эффективная разработка и безопасная эксплуатация недр в нефтегазовой и горнодобывающей отрасли требует изучения, понимания и контроля процессов, протекающих в геологической среде. Это является основой рачительного использования природных ресурсов, снижения экологических и экономических рисков в течении всего времени эксплуатации месторождений.

Известно, что геологическая среда находится в напряженно-деформированном состоянии и любые внешние воздействия естественного либо техногенного характера могут нарушать равновесие системы, вызывая различные процессы, сопровождающиеся высвобождением энергии в виде микросейсмических импульсов.

Пассивные микросейсмические методы изучения и мониторингового контроля за естественной и вызванной микросейсмичностью становятся все более совершенными и получают все большее распространение. Правильная и своевременная постановка микросейсмических мониторингов, их применение на различных этапах разработки и эксплуатации недр позволяет увеличить выработку запасов и снизить риски аварийных ситуаций.

Основной задачей любого пассивного микросейсмического мониторинга является определение пространственного положения, момента возникновения и типа микросейсмического события (центр взрыва (EXP/ISO), трещина разрыва (ТС), сдвиговый источник (DC) и др.) в геологической среде. Несмотря на то, что

локация событий является узконаправленной задачей, дальнейшая интерпретация полученного набора микросейсмических событий позволяет получить решения для различных геологических и технологических вызовов, стоящих перед недропользователями.

Настоящая статья создана с учетом накопленного опыта авторов в проведении наземных пассивных микросейсмических исследований. Основная задача статьи - показать возможности современных микросейсмических мониторингов, выполняемых с поверхности.

Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта (ГРП)

Самым распространённым и широко известным применением микросейсмического мониторинга является мониторинг гидроразрыва пласта (ГРП).

Гидроразрыв пласта (ГРП) - это механический метод воздействия на пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности под действием избыточного давления. Образовавшиеся разрывы (трещины) имеют сложную структуру, малоприспособленную для прогноза средствами модельных расчетов. В процессе образования трещины ГРП в пласте происходит деформация породы, сопровождающаяся излучением сейсмических волн. Данное излучение может быть зафиксировано сенсорами, располагаемыми на поверхности (наземный метод) или в соседней наблюдательной скважине (скважинный метод) [1,2] и использовано для локализации местоположения источников сейсмических событий, вызванных проведением ГРП.

Постановка микросейсмического мониторинга ГРП позволяет решать следующие задачи:

1. Оценка динамики и характера развития трещины ГРП (получение анимационных роликов в 2D и 3D виде);

2. Определение параметров трещины ГРП:

- азимута,
- длины;
- высоты,
- симметрии/асимметрии,
- зоны проникновения проппанта

(закрепленной длины трещины);

3. Определение объема стимулированной породы.

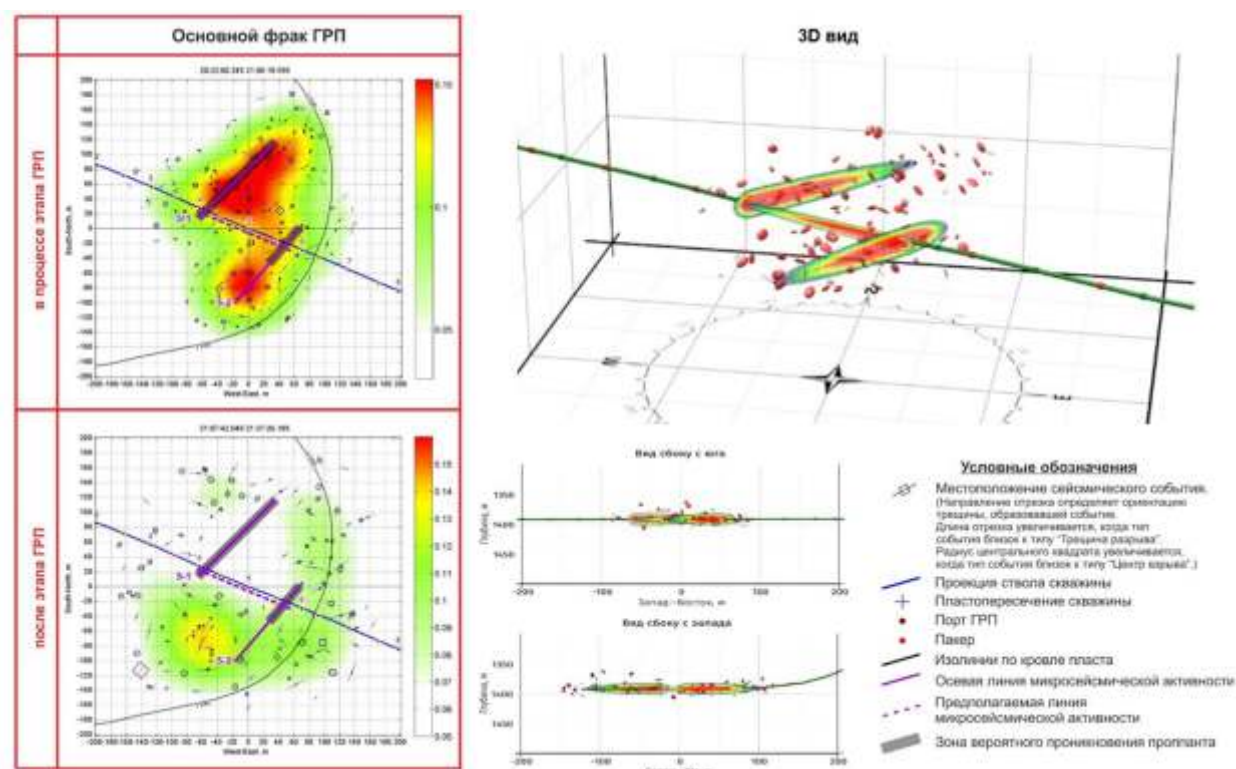
На рис. 1 представлены результаты микросейсмического мониторинга одной из стадий многостадийного ГРП в горизонтальном стволе скважины.

Горизонтальным стволом был вскрыт пласт в карбонатных отложениях заводского горизонта. Обсадка ствола проведена цементированным хвостом

виком с установленными муфтами ГРП и водонабухающими пакерами, проведен кислотно-проппантный ГРП.

По результатам микросейсмического мониторинга ГРП на нескольких стадиях прослеживались прорывы вдоль горизонтального ствола, что привело к развитию на представленной стадии (рис. 1) трещин ГРП за пределами ограничивающих пакеров, в рамках интервалов соседних портов. Согласно полученным данным мониторинга, зафиксировано образование двух трещин, имеющих схожие азимуты, но расположенных разобщенно друг от друга, за пределами обрабатываемого порта - первая с азимутом 45° (или 225°), протяженностью 145 м и вторая с азимутом 220° (или 40°), протяженностью 138 м. Прогнозная высота образовавшихся трещин составила 30-35 м, суммарная протяженность зон проникновения проппанта (закрепленная длина трещины) - 208 м. Выявленные прорывы вдоль горизонтального

▼ Рис. 1. Результаты микросейсмического мониторинга одной из стадий МГРП в горизонтальном стволе скважины.



ствола скважины могут быть связаны либо с плохим контактом изолирующих пакеров, либо с вторичными нарушениями сплошности пород вдоль горизонтального ствола скважины, произошедшими в процессе бурения.

Микросейсмический мониторинг ГРП дает возможность не просто оценивать параметры образовавшейся трещины, но и понимать процессы, произошедшие в пласте в последствии, по мере накопления информации по техногенной трещиноватости, принимать правильные решения по дальнейшим дизайнам ГРП, оптимальным расстояниям между портами, да и в целом по корректировке технологических схем разработки месторождений углеводородов.

Микросейсмический мониторинг активной естественной трещиноватости разреза

Знания о латеральной и вертикальной изменчивости естественной трещиноватости разреза, а также напряженно-деформированного состояния массива горных пород (направления минимального и максимального напряжения), имеют особое значение при разработке залежей углеводородов и горнопроходческих работах. В особенности, большое значение это имеет при работах на сложно-построенных и трещиноватых отложениях, где изменчивость распределения трещиноватости и напряжений в разрезе решающе влияет на весь технологический процесс разработки недр.

Информацию о трещиноватости разреза и напряженно-деформированном состоянии массива горных пород возможно получить путем длительной регистрации (более 21 дня) естественного микросейсмического фона на поверхности.

Постановка микросейсмического

мониторинга активной естественной трещиноватости разреза позволяет провести оценку микросейсмической активности территории работ в исследуемом глубинном интервале, построить карты преимущественного направления трещиноватости на интересующие глубины и выделить зоны с её наибольшей активностью по латерали и вертикали.

Мониторинг активной естественной трещиноватости разреза решает следующие задачи:

1. Оценка активности естественной трещиноватости и локальных изменений её направленности по латерали и вертикали в целевом горизонте, определение преобладающего азимута трещиноватости;

2. Оценка напряженно-деформированного состояния массива горных пород (определение направлений минимального и максимального напряжения, а также их изменчивости по площади исследования);

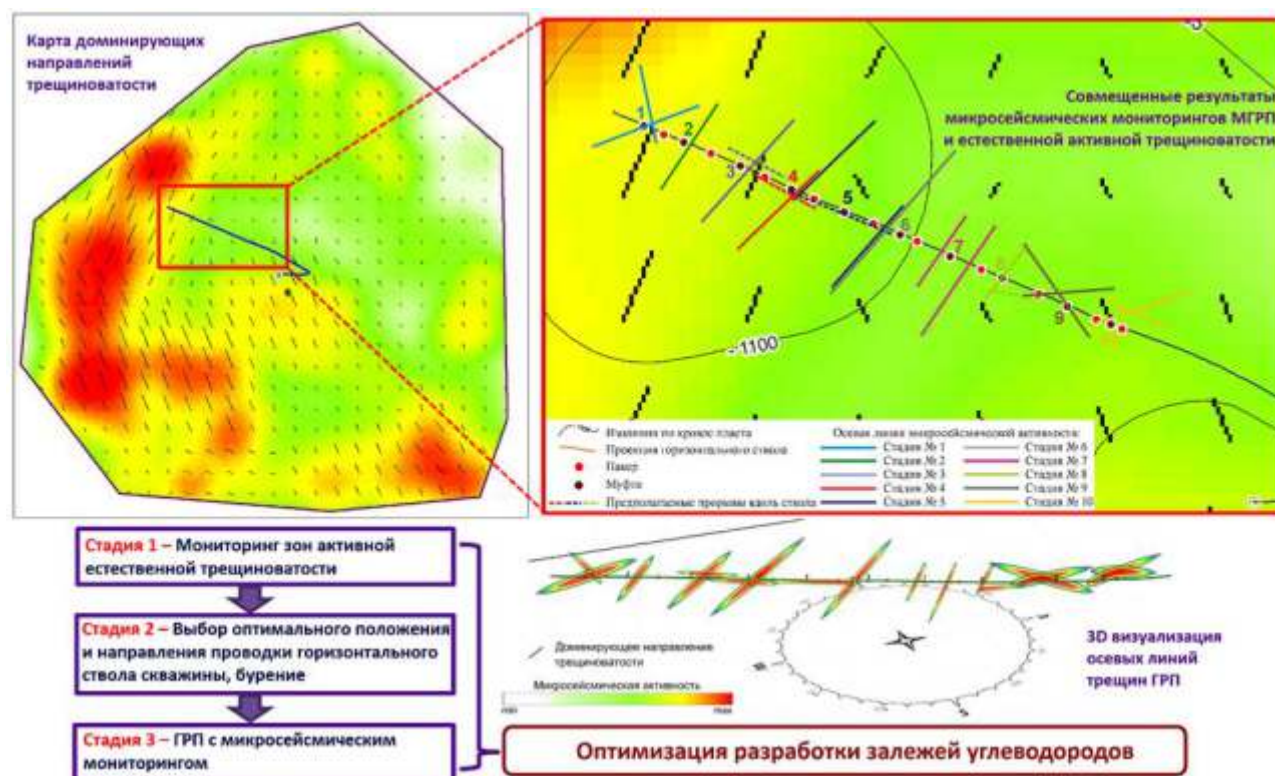
3. Определение оптимальных мест заложения скважин в коллекторах трещинного и трещинно-порового типов с целью снижения рисков бурения непродуктивных скважин;

4. Выбор оптимального направления проводки горизонтальных стволов скважин;

5. Прогноз развития трещин перед постановкой ГРП;

6. Прогноз разломов и разуплотнённых зон в глубинном интервале проходки шахт на участках плановых горнопроходческих работ для снижения рисков обрушения породы при ведении горных выработок;

7. Оптимизация технологических схем разработки месторождений УВ (заводнение, закачка пара и др.) или иных полезных ископаемых.



▲ Рис. 2. Результаты микросейсмического мониторинга активной естественной трещиноватости при разработке залежи УВ в карбонатных отложениях.

На рис. 2 представлена карта преимущественного направления трещиноватости по результатам микросейсмического мониторинга активной естественной трещиноватости разреза с наложенными на нее результатами интерпретации микросейсмического мониторинга ГРП в горизонтальном стволе скважины.

Согласно проведенного мониторинга активной естественной трещиноватости карбонатных отложений данково-лебедевского горизонта верхнего девона в пределах изученной территории [3] прослеживается локальная изменчивость преимущественного направления трещиноватости, в том числе и на протяжении пробуренного горизонтального ствола скважины. Изменчивость направления трещиноватости в отложениях обусловлена локальными изменениями геомеханических напряжений, которые в свою очередь полностью контролируют азимут раскрытия трещин при проведении ГРП в скважине.

По данным микросейсмического мониторинга МГРП (рис. 2), можно отметить, что за исключением стадии № 1 в связи с первичной закачкой в нее кислоты до разрыва, на стадиях №№ 2-8 осевые линии трещин ГРП в целом совпадают. Раскрытие трещин шло вкрест горизонтального ствола со средним азимутом 39° (или 219°). На стадиях №№ 9-10 азимуты простираения осевых линий трещин ГРП значительно отличаются. Развитие трещин на этапах Минифрак и Основной фрак данных стадий происходило крестообразно, со средними азимутами простираения трещин 78° (или 258°) и 129° (или 309°) [4].

Сопоставляя полученные азимуты трещин ГРП с доминирующим направлением трещиноватости по данным мониторинга зон активной естественной трещиноватости, можно отметить, что изменение азимутов трещин ГРП напрямую связано с зоной изменения доминирующего направления трещиноватости

на глубине обрабатываемого пласта. Образование крестообразных трещин ГРП на последних двух стадиях может быть связано с отсутствием выраженной анизотропии между осями внутренних напряжений среды в переходной зоне от доминирующего направления трещиноватости с азимутом порядка 30° в районе «носочной» части горизонтального ствола, к направлению с азимутом порядка 150° в районе «башмака».

Для оптимизации разработки залежей углеводородов необходимо иметь информацию о трещиноватости, как на этапе проектирования технологических схем разработки, так и на стадии эксплуатации, при проведении различных промыслово-геологических мероприятий для увеличения КИН. Применяя комплексный поэтапный подход к изучению территории (рис. 2), с учетом знания геомеханических свойств среды, в том числе доминирующего направления трещиноватости в пласте и её локальной изменчивости, можно корректно осуществлять выбор местоположения бурения скважин (в наилучших по ФЭС зонах), оптимальных азимутов простиражения горизонтальных стволов, подбор скважин-кандидатов под ГРП, подготовку дизайн-проектов ГРП, прогноз развития трещин ГРП и оптимизировать разработку месторождений углеводородов.

На рис. 3 представлены результаты опережающих исследований микросейсмического мониторинга активной естественной трещиноватости разреза перед проведением горнопроходческих работ на нефтешахтах Ярегского нефтетанового месторождения [5] для прогноза положения дизъюнктивных нарушений и выделения зон возможного обрушения породы с целью снижения аварийности при строительстве горных выработок. Проведенное в последую-

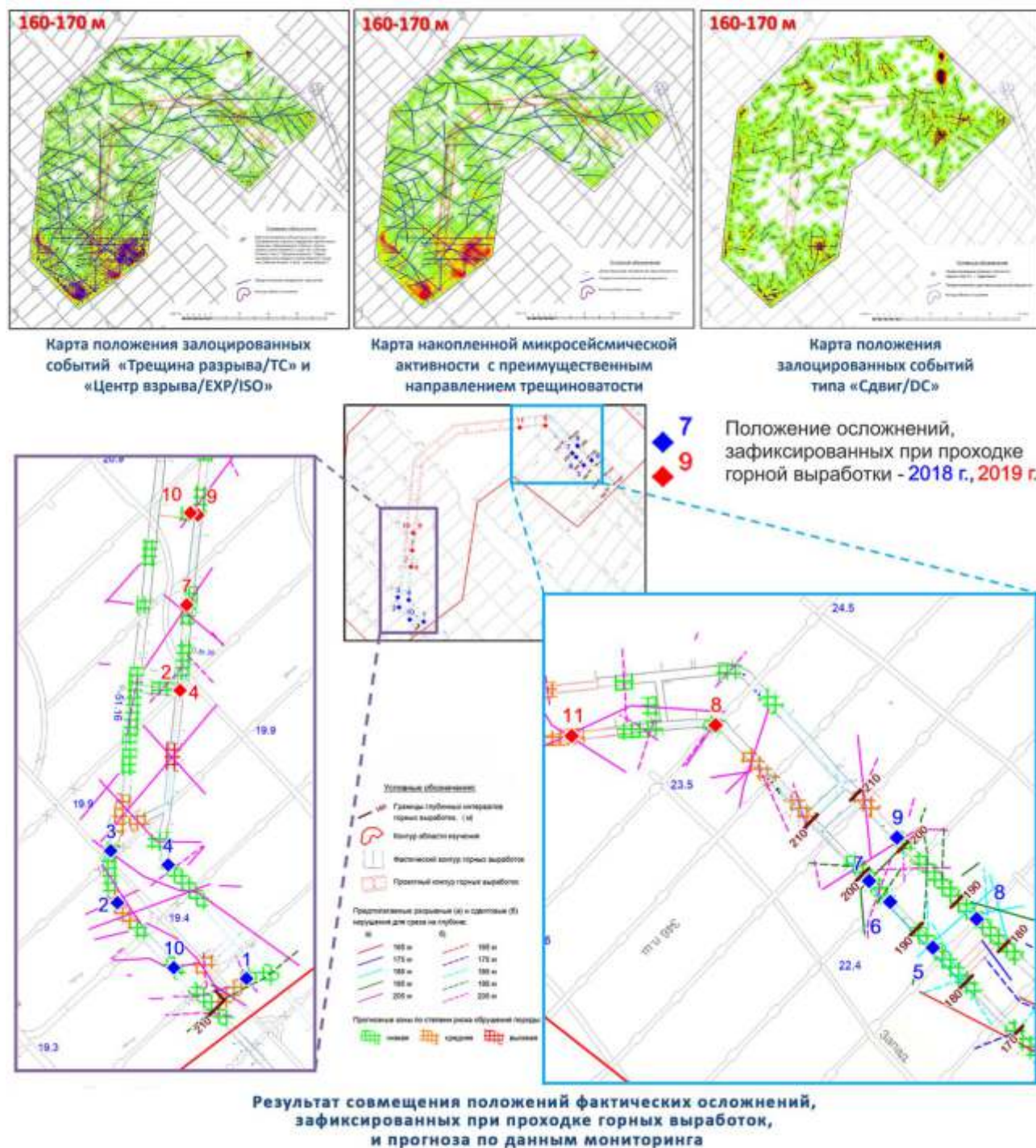
щем сопоставление прогнозных зон риска и осевых линий дизъюнктивных нарушений по данным мониторинга с положениями фактических осложнений, зафиксированных при проходке горных выработок по данным геологической службы нефтешахт показало хорошую сходимость - 85,7% (рис. 3).

Заблаговременный прогноз положения дизъюнктивных нарушений и разуплотненных зон (зон вероятного обрушения породы) перед проведением горнопроходческих работ на новых участках шахт позволит планировать мероприятия по предотвращению обвалов породы, тем самым сократить время проходки и снизить риски несчастных случаев при строительстве горных выработок и дальнейшей их эксплуатации.

Мониторинг закачки флюида (воды/газа/ CO_2) в пласт-коллектор

Закачка флюида (жидкости или газа) в пласт-коллектор проводится при различных процессах разработки и эксплуатации недр, таких как искусственное заводнение продуктивного пласта для поддержания пластового давления и вытеснения нефти к добывающим скважинам, подземного хранения газа, утилизации и захоронения трудноочищаемых жидких отходов и CO_2 .

Микросейсмичность может возникать в процессе закачки, как реакция горного массива на изменение пластового (порового) давления и фильтрационного потока в коллекторе, оказывающего дополнительную нагрузку на среду. В зоне изменения порового давления в пласте происходит концентрация напряжений и в критический момент накопленная энергия высвобождается, повышая микросейсмический фон в районе закачки.



▲ Рис. 1. Результаты микросейсмического мониторинга активной естественной трещиноватости при горнопроходческих работах на нефтешахтах.

Мониторинг закачки флюида в пласт-коллектор позволяет провести оценку микросейсмической активности в исследуемом глубинном интервале и решить следующие задачи:

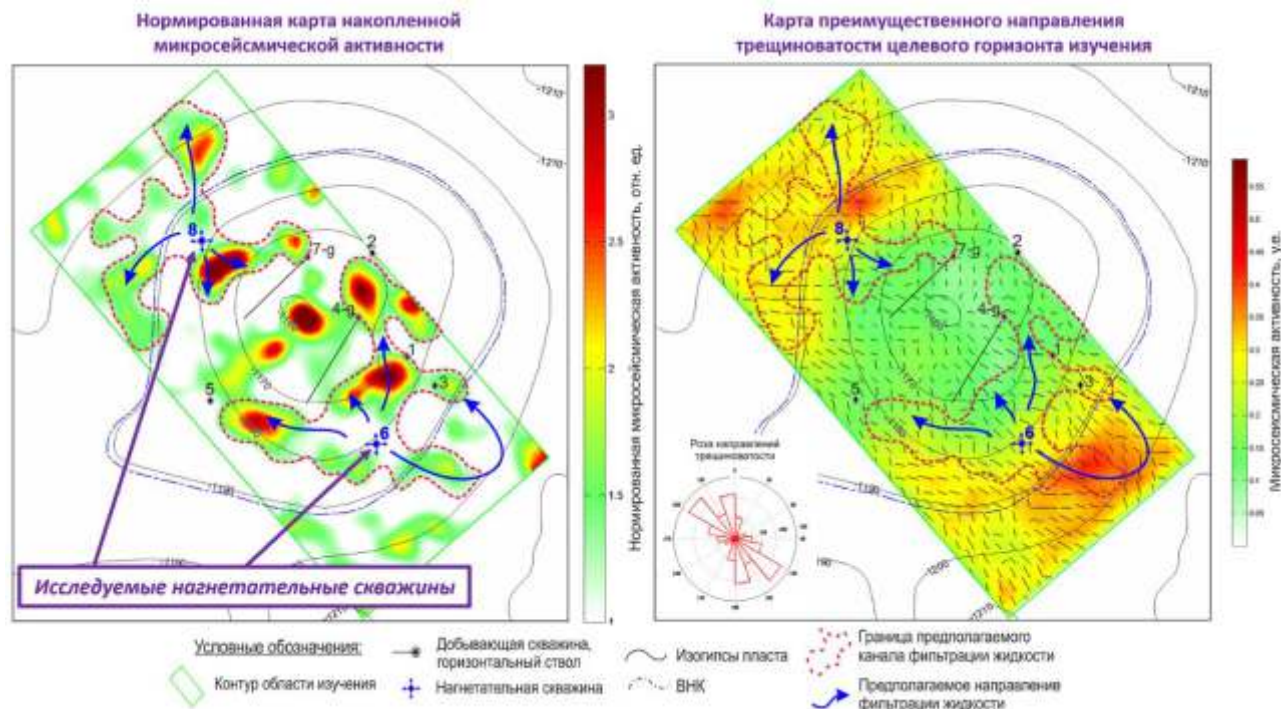
1. Оценка направлений движения флюида по латерали и оконтуривание каналов фильтрации в целевом горизон-

те, а также прогноз ухода (в %) рабочего агента в законтурную область залежи/ПХГ/ПЗП;

2. Определение перетоков флюида по вертикали на многопластовых объектах;

3. Оценка зон дренирования добывающих скважин;

4. Контроль за процессом закачки



▲ Рис. 4. Результаты микросейсмического мониторинга закачки воды в пласт-коллектор при разработке залежи УВ.

флюида (флюидоперетоками в вышележащие отложения) для безопасного функционирования полигонов захоронения промстоков (ПЗП)/CO₂ и подземных хранилищ газа (ПХГ);

5. Определение преимущественного направления естественной трещиноватости и её локальной изменчивости по латерали и вертикали в целевом интервале изучения;

6. Контроль за образованием автоГРП при нагнетании рабочего агента в пласт через нагнетательную скважину;

7. Контроль за распространением CO₂ при закачке в пласт для захоронения или повышения нефтеотдачи;

8. Контроль за распространением газа при закачке в ПХГ.

Заводнение продуктивного пласта является стандартным мероприятием на разрабатываемых месторождениях, которое способствует как увеличению темпа отбора нефти, так и ускоренному обводнению скважин. Поэтому знание основных направлений продвижения нагнетаемой воды является исключи-

тельно важным для повышения эффективности разработки. С этой целью проводятся специальные мероприятия типа гидродинамического прослушивания, закачки индикатора, осуществляются постоянный контроль и анализ обводненности скважин на промысле и т.д.

На рис. 4 представлены результаты микросейсмического мониторинга закачки воды в пласт-коллектор через нагнетательные скважины №№ 6 и 8 при разработке залежи нефти в отложениях тульского горизонта нижнего карбона.

Согласно выделенным по результатам мониторинга каналам фильтрации и направлениям движения жидкости в пласте, основное влияние нагнетательной скв. № 6 идет на добывающие скв. № 4-г (горизонтальный ствол), 1 и 3, а нагнетательной скв. № 8 на добывающую скв. № 7-г (горизонтальный ствол), плюс значительный уход рабочего агента в законтурную область залежи нефти. Влияние от закачки на добывающие скважины №№ 2 и 5 вероятнее всего идет от обеих нагнетательных скважин,

однако, согласно выделенным каналам и микросейсмической активности большее влияние на них прослеживается от скв. № 6.

Учитывая наличие выходов микросейсмической активности в законтурную часть залежи нефти с учетом выделенных предполагаемых границ каналов фильтрации проведен расчет процента потерь рабочего агента (воды) в законтурную область. Расчет был проведен с учетом того, что увеличение количества фильтрующейся жидкости в пласте стимулирует пропорциональное увеличение микросейсмической активности в направлении движения жидкости. Согласно проведенному расчету, прогнозные потери рабочего агента (воды) в законтурную область залежи УВ на скв. № 6 составили порядка 10%, а на скв. № 8 значительно больше - порядка 55% от закачиваемой жидкости.

По результатам оценки доминирующих направлений трещиноватости пласта в рамках проведенного мониторинга выявлено, что горизонтальные стволы скв. №№ 4-г и 7-г пробурены вкрест преобладающего азимута естественной трещиноватости в целевом горизонте, что является оптимальным с точки зрения охвата максимальной зоны дренирования пласта скважинами.

Проведение пассивного микросейсмического мониторинга закачки флюида в пласт-коллектор и дальнейшее использование результатов по направлениям движения и каналам фильтрации жидкости, а также по ориентации трещиноватости в целевых горизонтах, позволит выявлять области с не дренируемыми запасами, прогнозировать процент потерь рабочего агента в законтурную область, оптимизировать режимы закачки, выбирать местоположения нагнетательных и добывающих скважин при их

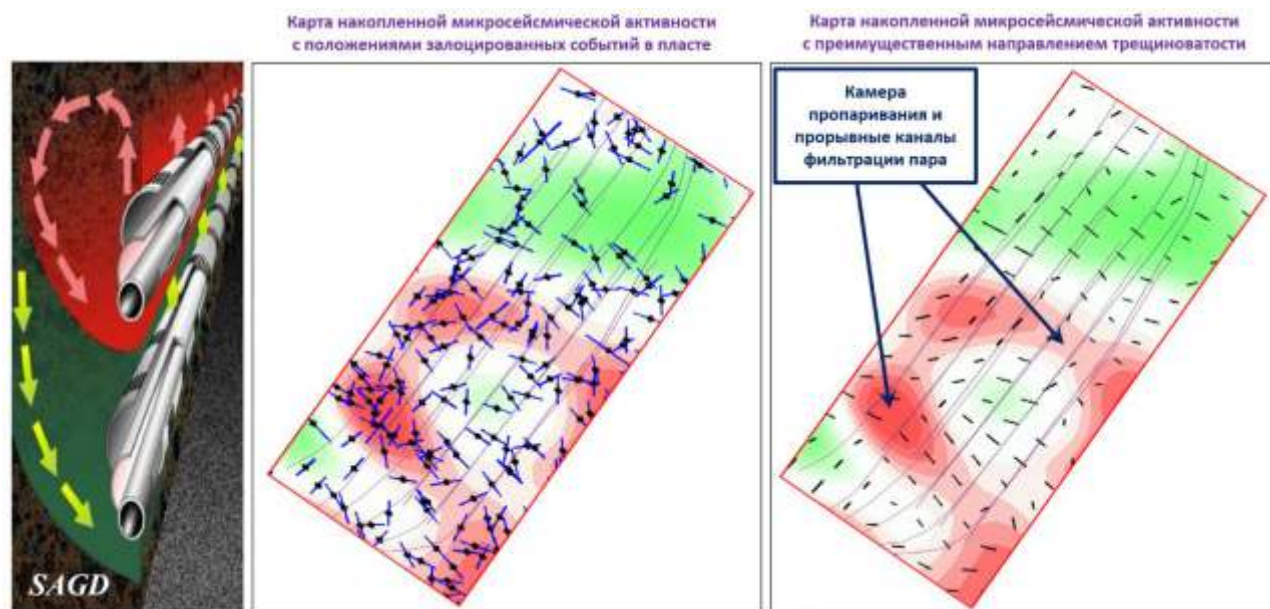
проектировании, уточнить расчеты при проведении гидродинамического моделирования (ГДМ), тем самым достичь максимального КИН при существенной экономии на непроизводительных затратах.

Экологичное и безопасное функционирование полигонов захоронения промстоков и подземных хранилищ газа также требует проведения постоянного мониторингового наблюдения за процессом закачки для контроля прорывов в вышележащие отложения, прослеживания текущего контура распространения закачиваемого флюида в поглощающих рабочих горизонтах, степени заполнения поглощающего резервуара для принятия возможных мер по регулированию этих процессов, их безаварийной эксплуатации.

Мониторинг теплового воздействия на пласт

В мировой и российской практике нефтедобычи существуют различные тепловые методы воздействия на пласт для разработки залежей тяжелых высоковязких нефтей и битумов, которые различаются технологическими и экономическими характеристиками: паротепловые обработки призабойных зон скважин (SAGD и другие), площадная закачка в пласт теплоносителей - пара или горячей воды, внутрискважинное горение, термохимические обработки и т.д.

В процессе теплового воздействия на пласт происходит термическое расширение и изменение структуры вмещающих пород, что приводит к механическим деформациям пласта-коллектора и примыкающих к нему толщ. Все это значительно повышает микросейсмическую активность в данных зонах относительно общего фона.



▲ Рис. 5. Теоретический пример результатов микросейсмического мониторинга теплового воздействия на пласт методом SAGD.

Постановка микросейсмического мониторинга теплового воздействия на пласт позволяет решать следующие задачи:

1. Выявление каналов фильтрации и оценка направления движения теплового рабочего агента в пласте,
2. Определение размеров паровой камеры;
3. Оценка положения фронта горения, его протяженности и направленности.

На рис. 5 представлено теоретическое представление, с учетом опыта работ по мониторингам закачки, на возможные результаты микросейсмического мониторинга теплового воздействия на пласт на блоке разработки методом SAGD. Повышенная микросейсмическая активность в районе горизонтальных стволов скважин, должна быть связана с камерой пропаривания и прорывными каналами фильтрации пара.

Оценка зоны пропаривания пласта и выявление прорывных каналов фильтрации пара позволит лучше понимать процессы, проходящие в пласте и подо-

брать оптимальные мероприятия для повышения нефтеотдачи на блоке SAGD.

Заключение

Пассивные наземные микросейсмические мониторинги в настоящее время получили значительное распространение и обширную область применения, они стали эффективным инструментом при изучении, разработке и эксплуатации недр в нефтегазовой и горнодобывающей отраслях.

Литература

1. Р.С. Хисамов, А.С. Ахметшина, В.А. Таипова, М.М. Салихов, И.Р. Шарапов [2015] Пассивный наземный микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах ОАО «Татнефть»: результаты и их достоверность, Научно-технический и производственный журнал "Нефтяное хозяйство" (7), 2015, с. 34-38
2. С.И. Александров, В.А. Мишин, Д.И. Буров [2015] Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта, Геофизика, 2015, с. 58-63

3. Шарапов И.Р., Биряльцев Е.В., Рыжов В.А., Феофилов С.А. [2018] Выявление зон активной естественной трещиноватости пород на основе наземных пассивных микросейсмических исследований, EAGE: Санкт-Петербург 2018. Инновации в геонауках – время открытий, Тезисы.

4. И.Р. Шарапов, Р.С. Хисамов, Н.А. Назимов, Р.Ф. Хусаинов, С.А. Феофилов, В.А. Рыжов [2019] Возможности микросейсмических исследований при проектировании положения горизонтального ствола скважины и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) на примере скважины ПАО «Татнефть», EAGE: Горизонтальные скважины 2019. Проблемы и перспективы, Тезисы.

5. И.Р. Шарапов, А.Д. Саетгараев, С.В. Огановский, С.А. Феофилов, В.А. Рыжов, И.Н. Нигматов [2020] Микросейсмический мониторинг зон активной естественной трещиноватости как инструмент прогноза дизъюнктивных нарушений и разуплотненных зон для снижения рисков обрушения породы в районах горнопроходческих работ на нефтешахтах Ярегского нефтетитанового месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», EAGE: Санкт-Петербург 2020. Геонауки: трансформируем знания в ресурсы, Тезисы.

Подробнее об авторах



Шарапов
Ильшат Рашитович

главный геолог
ЗАО «Градиент»

i.sharapov@gradient-geo.com



Феофилов
Сергей Анатольевич

генеральный директор
ЗАО «Градиент»

s.feofilov@gradient-geo.com



СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ
SKBSP.RU

РОССИЙСКОЕ
ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ
ОБОРУДОВАНИЕ



SCOUT-L

*Надежный комплекс для
изучения ВЧР методами МПВ и ОГТ*

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



ссылка на видео о системе

sales@skbsp.ru | +7 (8452) 570-500

Опасности ГРП – их оценка и визуализация по данным микросейсмического мониторинга

■ Мустафин И. Р., ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма

■ Вильданов Р.В., ООО «ТНГ-Геосейс», г. Бугульма

■ Митяев Е. В., ООО ГМК «Цифра», г. Новосибирск

Гидроразрыв пласта – инструмент увеличения добычи или угроза скважине?

Одним из основных вызовов, стоящим перед мировой и российской нефтегазовой промышленностью, является разработка нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Доля ТРИЗ в общем объеме ресурсной базы России неуклонно растет и приближается к 70%.



▲ Рис. 1. Доля ТРИЗ в ресурсной базе России.

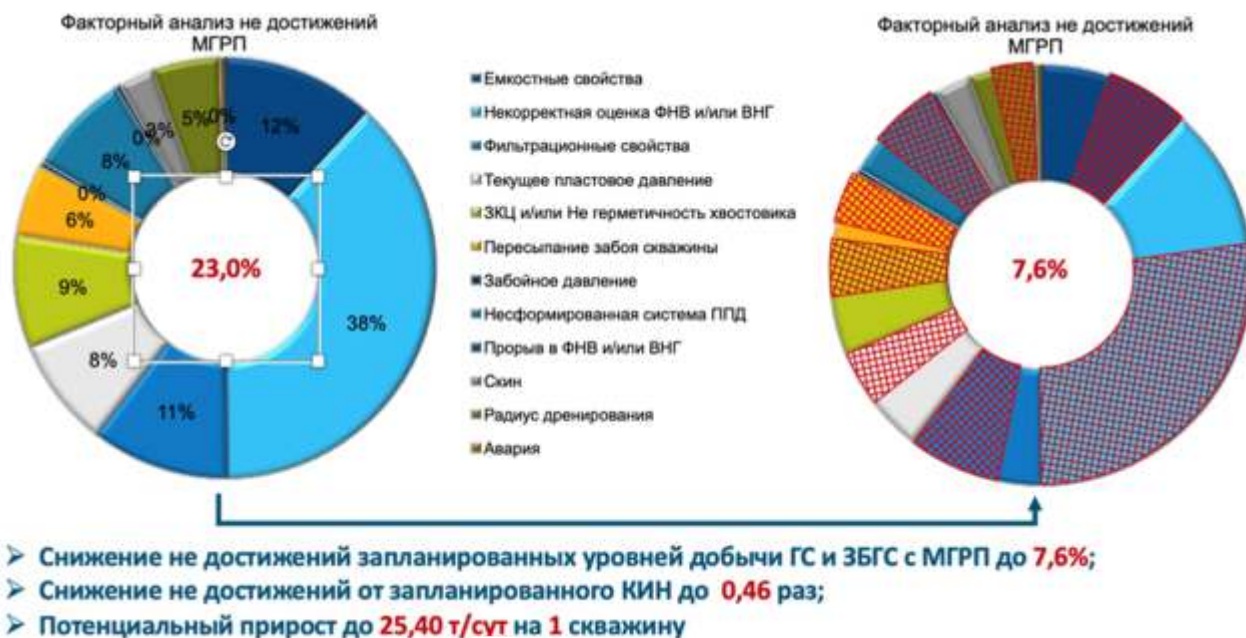
Ключевым технологическим решением для интенсификации добычи на месторождениях ТРИЗ является многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП). Применение этой технологии позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) на месторождении ТРИЗ.

Данный метод меняет структуру коллектора и фильтрационные свойства среды, увеличивая зону дренирования вокруг скважины. Суть ГРП заключается в том, что на забое нефтедобывающей скважины путем закачки вязкой жидкости создаются высокие давления, превышающие в 1,5-2 раза пластовое. Одномоментно в скважину закачивается несколько

ко огромных бассейнов жидкости. В результате создаваемого в пласте давления происходит разрыв горной породы, и появляются трещины, распространяющиеся по направлениям минимальных напряжений. Пласт расслаивается, что способствует притоку нефтяного флюида в призабойную зону. Вместе с жидкостью подается расклинивающий материал, обеспечивающий закрепление трещин после снятия давления – мелкозернистый песок (проппант). Таким образом, формируются высокопроводящие каналы для проникновения добываемого углеводорода.

Технология ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины, на которых добыча традиционными способами уже невозможна или малорентабельна, а также, может использоваться для дегазации угольных пластов. Это – единственный реальный инструмент, позволяющий разрабатывать сложные коллектора ТРИЗ сланцевых углеводородов. Объемы ГРП растут из года в год, и, единственным сдерживающим фактором в применении технологии, является отсутствие в достаточном количестве «флота ГРП».

Для того чтобы ГРП было успешным необходимо максимально точно знать свойства породы, в которой планируется разрыв. От давления в толще, степени неоднородности самого нефтеносного пласта и вмещающих пород, глубины перфорации, выборе местоположения портов, гидродинамики залежи и многих других очень важных факторов зависит конечный успех дорогостоящей технологической процедуры.



▲ Рис. 2. Анализ факторов не достижения ГРП поставленных целей по факту анализа 268 скважин.

В ходе осуществления ГРП, не всегда удается достичь желаемого результата. Иногда операция ГРП может дать отрицательный эффект, когда добывающая скважина перестает давать продукцию.

Статистика об успешности проводимых ГРП весьма скудна, что объясняется двумя факторами:

- Информация об эксплуатации месторождений относится к закрытой коммерческой информации, о чем недропользователи не спешат делиться с общественностью;
- Эффект ГРП является пролонгированным по времени и кроме непосредственно ГРП в процессе эксплуатации происходят иные технологические мероприятия, также влияющие на добычу.

Тем не менее, можно говорить, что ГРП проходит в соответствии с запланированным дизайном только в половине случаев, а треть процедур ГРП ухудшает работу скважин. Факторный анализ не достижения целей ГРП представлен на Рис. 2.

Некорректный расчет параметров ГРП (давление, объем жидкости, внутрискважинное оборудование и др) приводит к внеплановым результатам МГРП, кото-

рые можно разделить на ряд ключевых причин.

Неэффективный учет зон разуплотнения при планировании ГРП в среде

Одним из основных требований корректного дизайна ГРП является учет перспективных участков (зон разуплотнения или естественной трещиноватости), который позволяет избежать ошибочного направления горизонтального участка скважины или расположения стадий ГРП. Одним из требуемых атрибутов анализа является специализированная обработка сейсмических данных с выделением рассеянной компоненты и построением куба дифракторов.

Отсутствие анализа рассеянной компоненты приводит к неэффективному расположению портов ГРП с попаданием в плотную породу, в которой энергии закачиваемой жидкости не хватает на образование трещин, ГРП просто не происходит. Неверное расположение портов, да и самой скважины, относительно продуктивных интервалов целевого горизонта, может свести все работы к нулевому результату.

Прорыв воды по трещине ГРП

Несмотря на большое множество различных технологий и модификаций ГРП, расширяющих области его применения, эта технология не может быть реализована повсеместно. Одним из основных факторов, ограничивающих область применения ГРП, является близость водонасыщенных прослоев. Учитывая то, что трещины образуются при ГРП чаще всего в вертикальной плоскости, риск прорыва покрышки или подстилающих водоносных горизонтов очень высок. Особенно, при небольших по мощности продуктивных интервалах.

Разрушение колонны скважины

Достаточно часто, особенно при одностадийных ГРП в вертикальных скважинах, энергия ГРП уходит не в разрушение породы, а в разрушение цементажа самой скважины, уходя в затрубное пространство.

Вынос проппанта

Наибольшую опасность для снижения продуктивности скважин после ГРП представляет вынос проппанта из трещины. Результатом явления выноса проппанта в процессе освоения или эксплуатации скважины может стать не только быстрый износ скважинного оборудования в результате абразивного воздействия, но и уменьшение проводящей ширины трещины в результате снижения эффекта расклинивания, вплоть до ее полного схлопывания. Причем, вынос проппанта может быть как длительным, так и очень быстрым. Состояние трещин напрямую влияет на интенсивность добычи и успешность всей процедуры ГРП.

Кольматация неразложившимся гелем

Жидкость разрыва, оставшаяся в пласте после ГРП, оказывает негативное влияние не только на закрепление проппанта в трещине, но и на продуктивность скважины в целом. В качестве основы жидкостей разрыва применяются, как правило, гели гуаровой смолы с добавлением сшивателя и брейкера-деструктора полимеров. Нередки случаи, когда после размещения в трещине проппантной массы полимер остается неразрушенным. В результате образуется гелеобразная масса, характеризующаяся сверхвысокими значениями вязкости. Эта трудноудаляемая масса может заблокировать не только пространство трещины, но и пространство призабойной зоны.

Все вышеперечисленные факторы снижают эффективность ГРП и продолжительность эффекта, что приводит к существенному как геологическому, так и экономическому ущербу от применения этой технологии, имеющей высокие риски, сохраняя недоверие специалистов-разработчиков.

Микросейсмический мониторинг событий, возникающих при ГРП.

Во время ГРП происходит много событий, каждое из которых является источником микросейсмической эмиссии. Разрыв породы во время этапов нагнетания давления, «дыхание» трещин, которые начинают уменьшаться после сброса давления жидкости, приток флюида по вновь открывшимся каналам - создают шумы. Эти шумы можно уловить, настроив систему наблюдения за сейсмическими событиями, происходящими во время ГРП, разместив датчики как на поверхности, так и в наблюдательных скважинах, если такие имеются рядом. Разбра-

ковка шумов на случайные, технологические и геологические – эта задача, успешно решаемая современными методиками пассивной сейсморазведки, или микросейсмического мониторинга среды (МСМ)

Суть МСМ заключается в регистрации сейсмических сигналов, возникающих в процессе ГРП, и дальнейшей обработке полученных данных с целью оценки пространственных характеристик образовавшихся трещин и построения изображения трещиноватой зоны.

Обработка и интерпретация данных микросейсмического мониторинга ГРП предполагает решение двух основных задач:

- локации сейсмических источников;
- визуализации зоны трещиноватости.

Задача локации заключается в определении координат сейсмических импульсов, возникающих при разрыве породы, по сигналам, зарегистрированным набором пространственно разнесенных сейсмоприемников (сейсмической антенной). Задача визуализации зоны трещиноватости заключается в построении изображения появившихся трещин по данным, полученным в результате локации. Главным для потребителя исследований МСМ является практическое применение метода.

Для практического применения результатов микросейсмического мониторинга необходим комплексный анализ геолого-технологической информации в пределах исследуемого пласта.

Комплексный подход может решить следующие задачи:

- адаптация изменений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта, вызванных проведением ГРП;
- разработка рекомендаций по мероприятиям для оптимизации работ скважины;

- прогноз результатов ГРП в скважинах-кандидатах.

В рамки этих задач попадают такие важные с точки зрения практики вопросы как прорыв покрышки пласта, распространение трещин до ВНК, корректировка проектов трещин ГРП, изменение гидродинамической модели пласта с целью оптимизации схемы разработки и др.

Предлагается следующий алгоритм решения задачи интерпретации результатов МСМ совместно с другими геофизическими исследованиями:

- подготовка сейсмической основы в районе скважины с ГРП;
- построение трехмерной геологической модели в районе скважины с ГРП;
- адаптация трехмерной геолого-технологической модели на фактические показатели работы скважин с учетом изменения фильтрационных свойств около скважинного пространства, после проведения ГРП;
- адаптация трехмерной геолого-технологической модели с учетом выявленных зон естественной трещиноватости;
- анализ результатов проведения ГРП, прогноз результатов ГРП в скважинах кандидатах.

Подготовка сейсмической основы базируется на комплексе работ: сейсмостратиграфическая привязка, корреляция отражающих горизонтов, глубинные преобразования, динамический анализ сейсморазведочных данных, специализированная обработка данных МОГТ. Целью этих работ является детализация структурного каркаса, прогноз ФЕС пласта и выявление зон естественной трещиноватости.

Построение геологической модели с учетом результатов МСМ проводится на основании всего комплекса геологической информации, полученной на место-

рождении на дату проведения исследований (кern, сейсмические данные, данные ГИС и др.).

Использование гидродинамической модели позволяет учесть влияние разработки залежи на и изменение начального состояния пласта относительно момента бурения и ввода в эксплуатацию целевой скважины. Изменение свойств пород, в гидродинамической модели, выявленных с использованием МСМ, проводится нормированием значений зафиксированных энергий микросейсмической эмиссии на экстремумы проницаемости, подбираемые опытным путем при адаптации гидродинамической модели, на фактические показатели работы скважины.

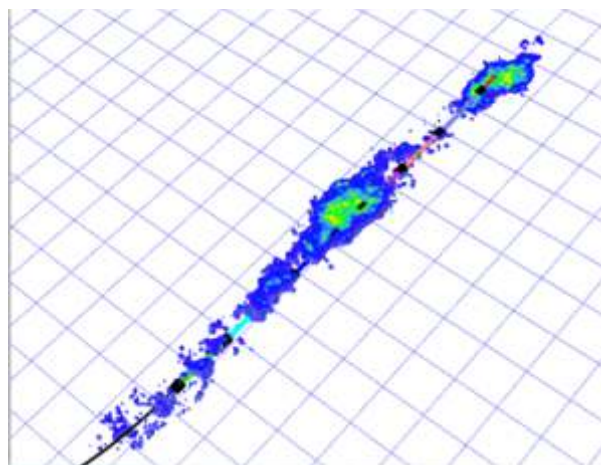
Ошибки ГРП, которые можно увидеть по данным МСМ. Практические наблюдения

Прорыв колонны вдоль ствола скважины

Пример 8-стадийного МГРП в Западной Сибири, пласт ЮВ1, мощность 40 м. Во время ГРП вся энергия процесса оказалась направлена на разрушение цементного ствола скважины. Разрыв породы не произошел, скважина попала в аварию (Рис. 3).

Прорыв водоносных горизонтов

Полный комплекс работ по исследованию ГРП был проведен на одном из



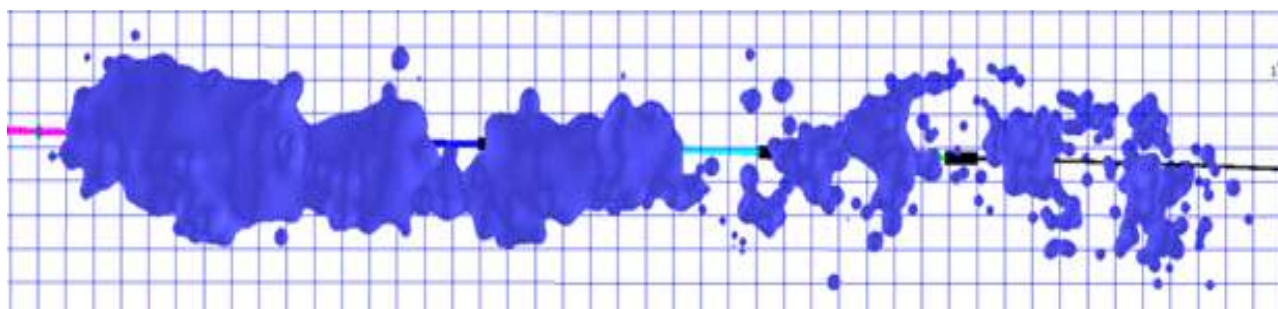
▲ Рис. 3. Распространение микросейсмических событий вдоль ствола скважины.

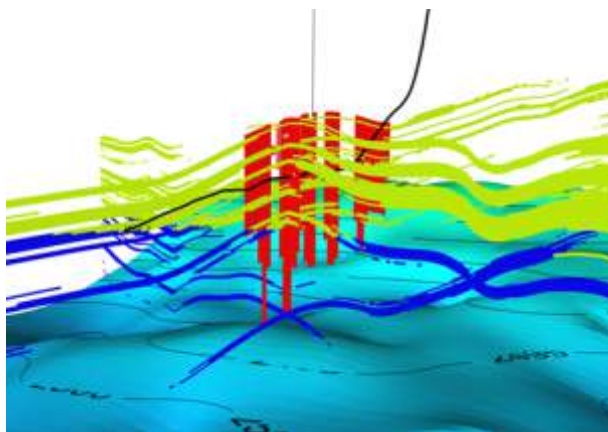
месторождений Западной-Сибири, пласт БС10. В пределах рассматриваемой площади целевой пласт представлен песчаниками от мелко- до крупнозернистых. Тип коллектора поровый, зоны естественной трещиноватости не выявлены.

Шестистадийный ГРП был проведен в горизонтальной скважине. По данным МСМ была проведена адаптация гидродинамической модели (Рис. 5, 6, 7).

В результате выполненных работ установлено, что в результате формирования зоны техногенной трещиноватости произошло приобщение водонасыщенных пропластков коллекторов нижней части разреза, в районе первого и второго портов, что привело к значительному обводнению скважины. В качестве мероприятий по снижению обводнения было рекомендовано изолировать порты с первого по третий.

▼ Рис. 4. Распространение микросейсмических событий вдоль ствола скважины.

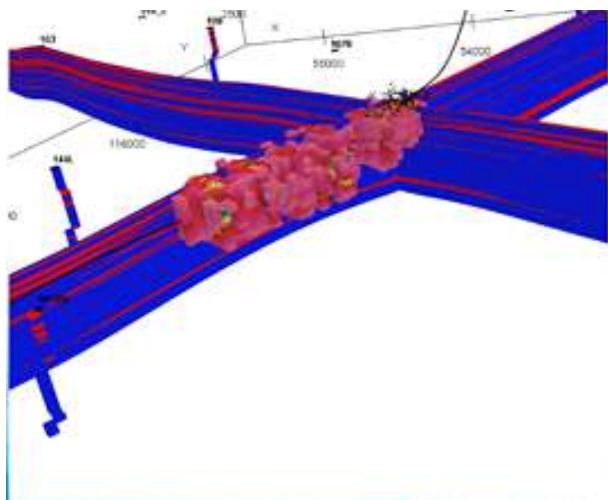
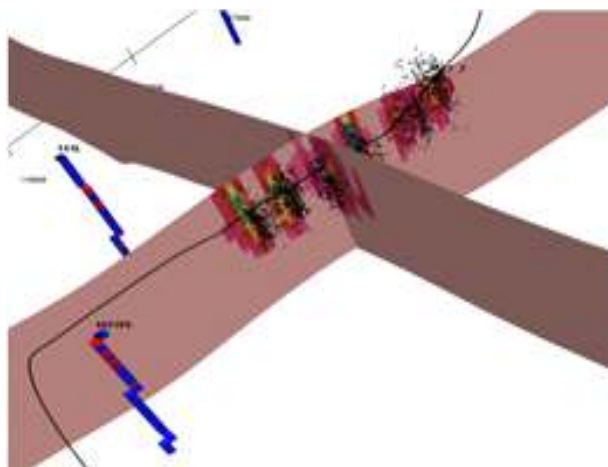




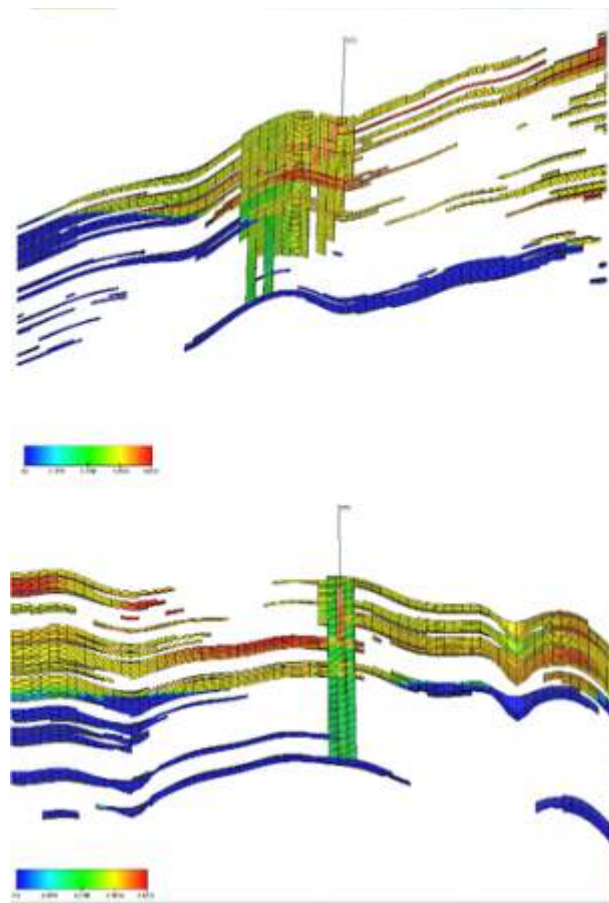
▲ Рис. 5. Адаптация гидродинамической модели с учетом данных МСМ.

Некорректный дизайн горизонтального участка ствола и параметров МГРП

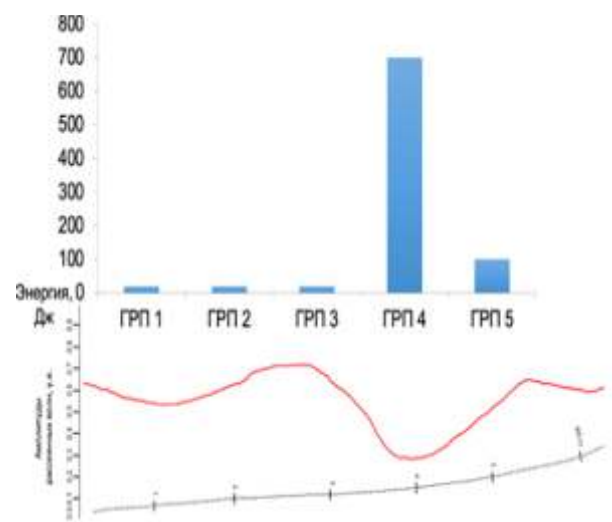
Пример 5-стадийного МГРП в Западной Сибири.



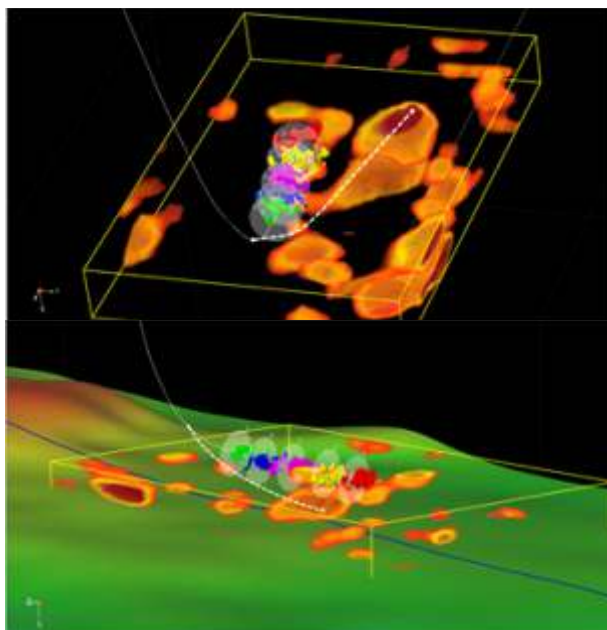
▲ Рис. 6. Осреднение результатов МСМ на 3Д геолого-гидродинамическую модель.



▲ Рис. 7. Разрезы модифицированного после МГРП куба нефтенасыщенности с отмеченным приобщением водонасыщенных пропластков коллекторов нижней части разреза в районе 1-2 порта.



▲ Рис. 8. Изменение энергии событий по портам в сравнении с амплитудами рассеянных волн вдоль ствола скважины.



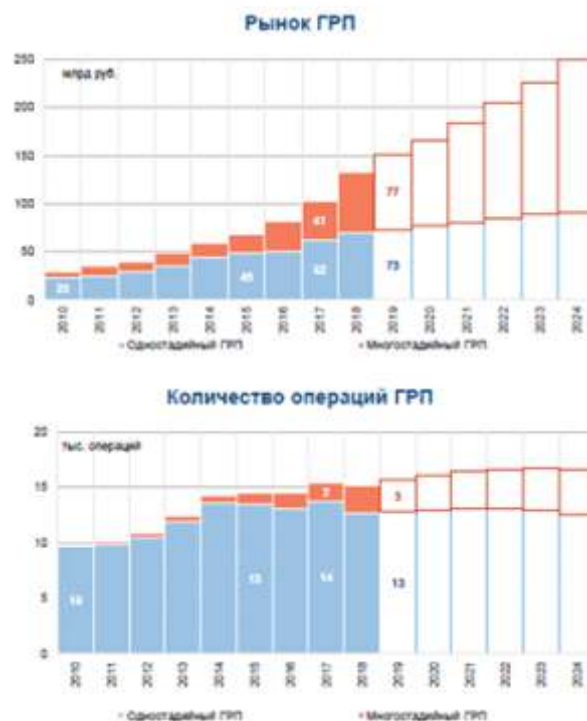
▲ Рис. 9. Срезы кубов с отмеченными результатами МГРП.

На Рис. 9 видно, что 4 и 5 порты не попали в перспективные зоны разуплотнений и не дали результата. По результатам МСМ Предложен альтернативный вариант проведения горизонтального участка ствола скважины через зоны повышенной трещиноватости.

Что дальше?

По итогам 2018 года сегмент МГРП занимает около 48% рынка ГРП в денежном выражении и 16% в физическом. В перспективе этот показатель будет увеличиваться ввиду наличия серьезного потенциала для роста применения МГРП для разработки нетрадиционных коллекторов на горизонтальных скважинах.

В 2019 году можно ожидать сохранения положительной динамики объема выполняемых ГРП. На переходящем фонде скважин спрос и востребованность будут диверсифицированы в сторону операций ГРП на новых скважинах, а также операций многостадийного ГРП, при условии сохранения цен на нефть в диапазоне 55 – 65 \$/баррель. Это позволит проводить операции при снижающейся удельной эффективности и ухудшения «качества» скважин – кандидатов для проведения ГРП.



▲ Рис. 10. Прогноз перспектив ГРП в России по данным RPI до 2024 г.

В перспективе до 2030 года объем рынка ГРП в денежном выражении будет расти. Основными драйверами роста рынка будут являться увеличение применения МГРП на горизонтальных скважинах, увеличение средней стадийности МГРП (с 6 - 7 в 2018 году до 12 и более стадий к 2030 году), увеличение частоты применения дорогостоящих управляемых компоновок и, как следствие, увеличение стоимости операций МГРП.

Суммарно в денежном выражении рынок всех операций ГРП (одно- и многостадийных) в 2030 году достигнет уровня 577 млрд рублей, при этом доля МГРП в этом объеме составит более 80%.

Однако для того, чтобы инструмент ГРП успешно использовался, неотъемлемой частью данной технологии должен стать микросейсмический мониторинг.

С широким применением МСМ, организация системы наблюдения за событиями при ГРП станет технологичнее, а значит, дешевле. Обработка и интерпретация материалов станет стан-

дартной процедурой, где варианты интерпретации той или иной геологической ситуации станут легко читаемы и понятны. И сама процедура МСМ станет неотъемлемым стандартом при ГРП, как работы ГТИ стали неотъемлемой частью контроля бурения.

Снижение процента неуспешных ГРП – вот экономическая основа для повсеместного внедрения данной технологии при разработке месторождений.

Литература:

1. Еременко К. Ю., Казаковцева Д. К., Гудошник Е.Э., Орлов А. В., Оценка рисков при проведении работ по многостадийному ГРП в ТПП «Повхнефтегаз» при нештатных ситуациях техногенного характера, Бюллетень науки и практики / Bulletin of Science and Practice, <https://www.bulletennauki.com, T. 5. №12. 2019, DOI: 10.33619/2414-2948/49>
2. Бобков Д.О. Проблемы, возникающие при проведении ГРП, и возможности их решения // Современные научные исследования и инновации. 2017. № 7 [Электронный ресурс]. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2017/07/84111> (дата обращения: 13.09.2020).
3. Опыт и перспективы практического применения микросейсмического мониторинга ГРП. Д.Н. Гапеев, А.А. Калабин, Е.В. Митяев, А.В. Киричек. Научно-практическая конференция «Горизонтальные скважины 2017». Казань.
4. Anokhina E., Erokhin G., Kirichek A., Nazarova M. [2016] Using the Scattered Waves for Detecting the Fractured Zones in Cambrian Sediments in the Southern Part of the Siberian Platform. SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow.
5. А.М. Хайдар, Г.А. Борисов, А.Н. Горин, И.Д. Латыпов (ООО «РН-УфаниПИнефть») Анализ и классификация причин преждевременных остановок закачки при проведении гидравлического разрыва пластов, Нефтяное хозяйство, №11, 2008

Подробнее об авторах



Мустафин
Ильфат Ришатович

Заместитель
генерального директора
ООО "ТНГ-Групп"
по разведочной геофизике



Вильданов
Ринат Вакильевич

Начальник
ГЭ «ВСП-Сервис»
ООО «ТНГ-Геосейс»



Митяев
Егор Владимирович

Директор по развитию
ООО ГМК «Цифра»

Реальность и перспективы технологии микросейсмического мониторинга

■ Плотников Б.С., ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства»

■ Черкашнев С.А., эксперт-консультант

Микросейсмический мониторинг (МСМ) уже давно стал признанной за рубежом технологией, важным производственным элементом в процессе добычи углеводородов. Рост количества горизонтальных скважин и операций ГРП способствуют развитию данного метода и в России. Несмотря на мировое признание, результат микросейсмических исследований и его последующее использование все еще вызывает много вопросов и, в первую очередь, у добывающих компаний. В рамках данной работы была предпринята попытка разобраться в природе существующих вопросов и причинах недоверия к методу МСМ, чтобы определить возможные пути их решения.

В лаборатории геофизики Центра Комплексного Инжиниринга ООО «Газпромнефть-Технологические Партнерства» был инициирован опрос, в ходе которого респондентам было предложено рассмотреть 24 утверждения и выбрать степень своего согласия по четырехбалльной шкале. Опрос состоял из 6 блоков, направленных на оценку различных аспектов МСМ:

- Блок 1: Определение уровня знакомства респондента с МСМ;
- Блок 2: Определение уровня зрелости технологии МСМ;
- Блок 3: Наличие инструментов для работы с данными МСМ;
- Блок 4: Оценка слабых мест МСМ;

•Блок 5: Что бы Вы хотели улучшить при работе с МСМ?

Блок 6: Специализация респондентов.

Сбор ответов проходил в онлайн-формате через платформу survio.com в течение 23 дней в период с 14.07.2021 по 05.08.2021. Всего в опросе приняли участие 113 человек, из которых 64 прошли его до конца (Рис. 1).

Для анализа результатов исследования были построены диаграммы, отражающие распределение ответов участников по различным категориям. Участники опроса, в основном, были представлены специалистами в области геологии и сейсморазведки (70%), работающими в сервисных и добывающих компаниях или их научно-технических центрах. Большая часть опрошенных (89%) в последнее время работала с активами средней и высокой изученности и знакома с методами микросейсмического мониторинга - согласно опросу 85% знакомы с методами МСМ и 71% видит в этих работах ценность (Рис. 2).

По большому счёту, на этом анализ результатов исследования можно было бы прекратить. Действительно, как мы видим из статистики выше, большинство участников и с методом знакомы, и ценность видят. Однако, дальнейший анализ ответов респондентов был не столь оптимистичным.

Согласно результатам опроса, в 64% случаев у компаний, где работают респон-

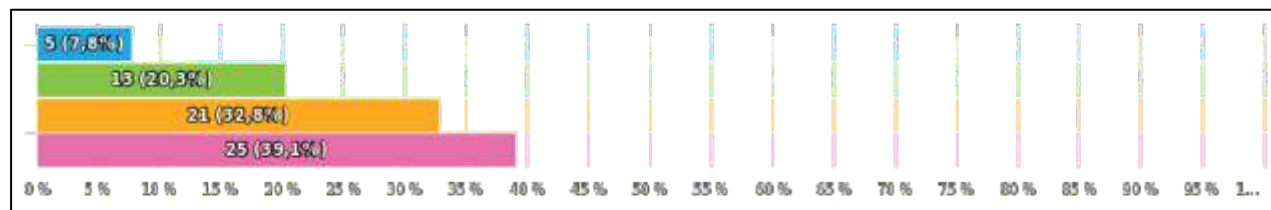
▼ Рис. 1. Общая статистика опроса.



● Общее количество посещений (113) ● Количество человек полностью завершивших опрос (64)

Утверждение: Я вижу и понимаю ценность результатов МСМ

Вариант ответа	Ответы	Доля
Совершенно неверно	5	7.81%
Скорее неверно	13	20.31%
Скорее верно	21	32.81%
Совершенно верно	25	39.06%



▲ Рис. 2. Распределение ответов участников в части ценности результатов МСМ.

денты, отсутствует центр экспертизы по микросейсмическому мониторингу. И вот здесь хотелось бы отойти от «сухой» статистики и немного порассуждать: а кто же тогда использует и экспертирует микросейсмику? Ответ, который нам диктует действительность, до парадоксальности прост – специалисты-сеймики, специализирующиеся на разведочной геофизике. Это же микроСейсмика, кому же еще как не сейсмикам этим заниматься?! Действительно, измерения базируются на регистрации полей упругих колебаний с последующим решением обратной задачи (в первую очередь кинематической). Но на этих общих принципах сходство МСМ и разведочной сейсморазведки заканчивается. Дальнейший процесс обработки, контроль качества и получаемый результат в корне отличается от того, с чем имеют дело сейсморазведчики в рамках своей традиционной деятельности. Здесь нужно сделать одну оговорку: скважинный

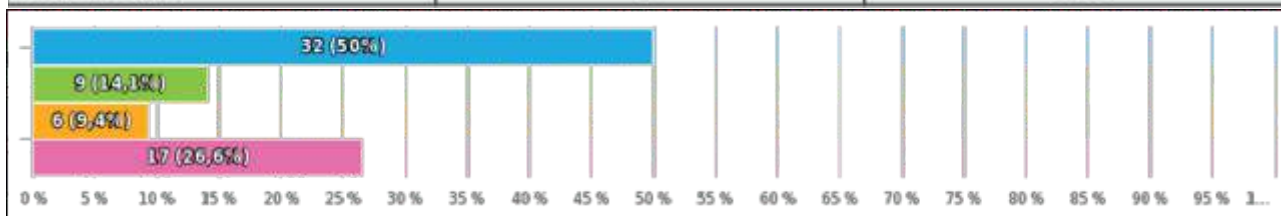
вариант МСМ по своей специфике и виду данных наиболее близок к ВСП, однако, специалисты, имеющие широкий опыт современного ВСП у Заказчика, тоже большая редкость. Вот мы и получаем ситуацию, когда специалист-сейсмик, привыкший работать и анализировать профили или кубы 3D, сталкивается с абсолютно новым типом данных, должен с ним что-то сделать, как-то проанализировать. При этом, как правило, в качестве дополнительных задач, в нагрузку к основной деятельности. Прибавим к этому, что в 64% случаев (Рис. 3) у этих сейсмиков отсутствует специализированное ПО для работы с данными МСМ и получим совершенно ясную картину – конечный пользователь продукта МСМ в периметре Заказчика отсутствует.

Отсутствие конечного пользователя МСМ и, как следствие, отсутствие внедрения результатов в последующую цепочку (реди-зайн ГРП, геологическое и гидродинамичес-

▼ Рис. 3. Распределение ответов участников в части использования специализированного ПО.

Утверждение: Я использую специализированные инструменты (в т.ч. ПО) для работы с данными МСМ

Вариант ответа	Ответы	Доля
Совершенно неверно	32	50%
Скорее неверно	9	14.06%
Скорее верно	6	9.38%
Совершенно верно	17	26.56%



кое моделирование) – основополагающая, но не единственная проблема. Опять хочется провести аналогию с наземной сейсморазведкой – сейсмологи предоставляют карты и/или кубы свойств (структурные, фациальные и т.д.), далее они идут на вход геологической модели, после этого геологическая модель ремасштабируется и идет в гидродинамику. На каждом шаге есть преимущество процесса, каждый следующий шаг так или иначе зависит от предыдущего и влияет на финальный результат: профили добычи и экономику проекта. Что мы имеем в случае с МСМ? Как правило, все заканчивается презентацией, где авторы демонстрируют локализованные микросейсмические события в виде цветных шариков или карт плотности событий. В лучшем случае это дополняется попыткой геологической интерпретации и сопоставлением с графиками закачки жидкости и пропанта. Что с этим делать дальше? К сожалению, во многих случаях, на этот вопрос не то, что не пытаются ответить, а даже не задают. Почему? Потому что некому этот вопрос задавать – нет конечного пользователя, нет понятной схемы интеграции результатов МСМ в последующий цикл работ.

Безусловно существуют исключения, в рамках которых предпринимались попытки интегрирования данных МСМ в геологическую модель. На (Рис. 4) представлены разрезы нефтенасыщенности до и после учёта данных МСМ, на которых видно, как происходит изменение свойств ячеек после интегрирования информации о трещиноватости, полученных на основании данных микросейсмического мониторинга. Мы видим, что есть какие-то изменения, но на что они влияют и корректно ли данные МСМ были учтены не до конца понятно.

На все это накладывается еще одна проблема – тотальное недоверие к точности локализации микросейсмических событий. Это недоверие отчасти оправдано, т.к. практические результаты неоднократно показывали существенные различия, полученные при обработке одних и тех же данных разными исполнителями. При этом, может наблюдаться и обратная картина, когда качественно обработанные данные пытаются подвергнуть

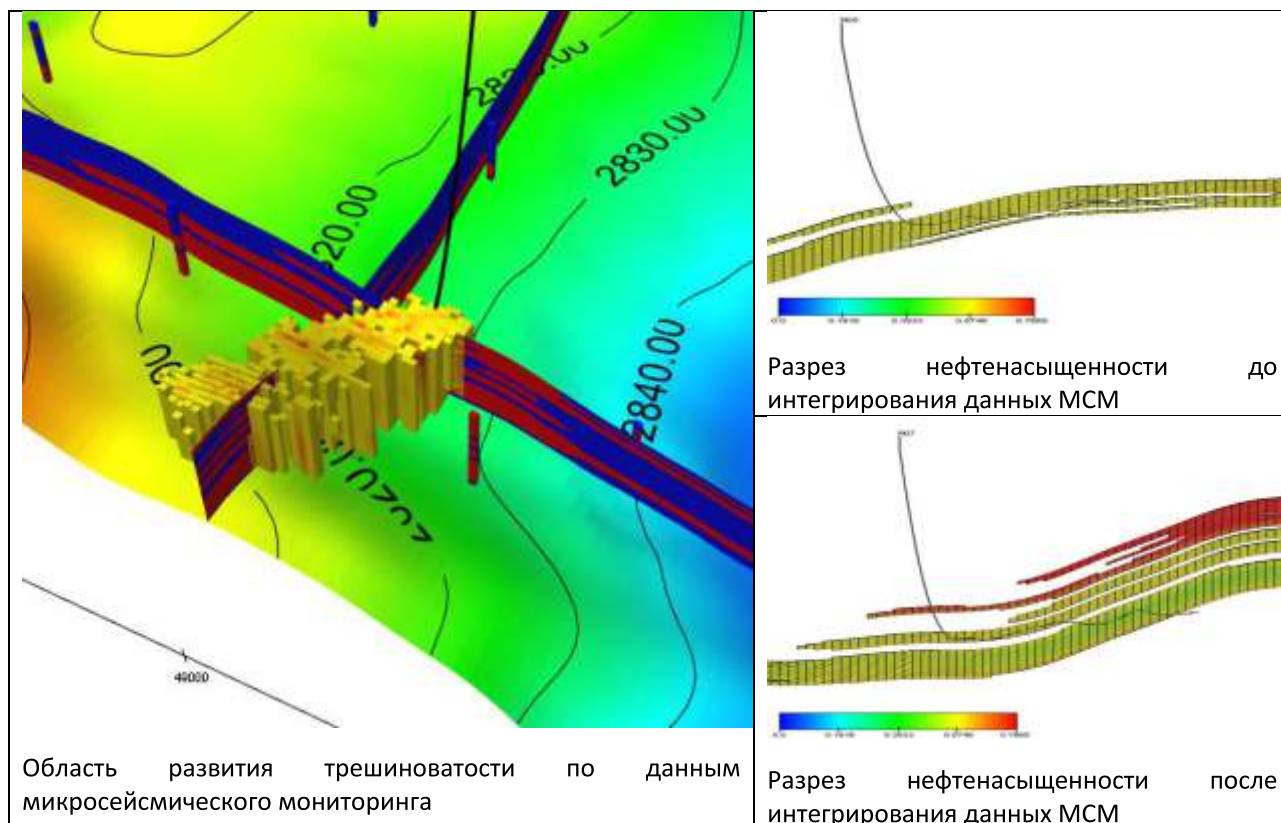
различным «фильтрациям» с целью соответствия чьей-то геологической концепции и/или различным симуляторам роста трещин ГРП. У этой проблемы есть главная причина – отсутствие стандартизированных подходов и методик к обработке данных МСМ (особенно актуально для поверхностного типа исследований). Так же стоит отметить отсутствие опытных супервайзеров, принимающих участие в проектировании, контроле качества полевых работ, обработке и интерпретации данных МСМ.

Действительно, если мы проанализируем типовые технические задания, которые добывающие компании выставляют на тендеры, то придем к простому выводу – там нет практически ничего про требования к обработке и интерпретации, в лучшем случае, прописано количество стадий ГРП, которые необходимо промониторить, время исследования и тип регистрирующей аппаратуры. Отчасти это объясняется тем, что МСМ является относительно молодым методом и сейчас проходит его становление и развитие, как это было с сейсморазведкой МОГТ-3D в начале 2000-х в России. Тогда, кстати, тоже в одном ТЗ было и поле, и обработка, и интерпретация, причем детализации, которую мы имеем сейчас, когда прописывается все, вплоть до параметров отдельно взятых процедур, конечно же не было, как, впрочем, и экспертизы со стороны Заказчика. Ситуация во многом схожая с тем, что мы имеем сейчас в МСМ.

Какие выводы из этого можно сделать?

В начале статьи мы сказали, что сейсморазведка и микросейсмический мониторинг являются отдельными направлениями геофизики. При этом микросейсмический мониторинг, а точнее его путь развития, скорее всего, будет во многом схож с сейсморазведкой. Это значит, что будут совершенствоваться методики обработки и интерпретации, будут формировать отраслевые стандарты качества, а самое главное – уровень компетенций и экспертизы будет постепенно смещаться от сервисных компаний в сторону добывающих.

Допустим, параллели в развитии МСМ и МОГТ-3D действительно уместны, но что нам



▲ Рис. 4. Пример интеграции данных МСМ в геологическую модель.

делать с этой информацией и как использовать? В период становления МОГТ-3D такие нефтяные гиганты как BP, Shell и ExxonMobil вкладывали значительные инвестиции в развитие технологии полевых работ, обработки и интерпретации, за счет чего первыми на рынке получали инструменты для детального прогноза свойств резервуара и делали с помощью этого инструмента крупные открытия, обеспечивая тем самым рост прибыли и капитализации компаний. По большому счёту, мы сейчас проходим аналогичный этап, когда российские компании-недропользователи, которые первыми осознают значимость технологического развития МСМ и начнут его опережающее внедрение, получат конкурентное преимущество в освоении нетрадиционных ресурсов.

Авторы выражают благодарность всем участникам опроса, а также коллегам Родионову В.В., Екименко А.В., Буторину А.В., Муртазину Д.Г., Алексееву А.Д., Шевчуку Т.Н., Касьяненко А.А., Олюнину А.В. и Дёмину В.Ю. за продуктивные обсуждения, комментарии и поддержку при выполнении данной работы.

Подробнее об авторах



Плотников
Богдан Сергеевич

Руководитель лаборатории геофизики Центра Комплексного Инжиниринга разведки и добычи нетрадиционных ресурсов ООО «Газпромнефть – Технологические Партнерства»



Черкашнев
Сергей Алексеевич

эксперт-консультант



29 СЕНТЯБРЯ - 1 ОКТЯБРЯ 2021 ГОДА

«ГЕОРАДАР-2021»

5-Я ЮБИЛЕЙНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
И ВЫСТАВКА «ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
И ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ - 2021»

Формат проведения конференции комбинированный - онлайн и офлайн

На конференции выступят ведущие эксперты по георадарным технологиям. Это и производители георадаров, и сильнейшие методисты, и научные специалисты, занимающиеся теоретическими разработками и физическим моделированием по тематике георадиолокации. В рамках конференции пройдет выставка и полевые наблюдения современного георадарного оборудования с последующей презентацией полученных материалов и презентацией новинок от производителей.

Место проведения конференции:

Москва, Ленинский проспект, 158,
Бизнес-центр гостиницы "Салют" ****

Регистрация на конференцию:

на официальном сайте
<https://georadarconf.ru>

Организатор
конференции:



АБИЗГИЛЬДИН
ИЛЬДУС ХАСАНОВИЧ

Спонсор
конференции:



TerraZond
НАУЧНО-ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ

Генеральный
информационный партнер:

Geoinfo.ru

Спонсор выставки
и полевой демонстрации:

GEOTEX

Информационные партнеры:

ГЛОБУС
ГЕОЛОГИЯ И БИЗНЕС



ГЕОСИГНАЛ



РАБОТА в МОСКВЕ

Подземные
резонансы
Underground Resonance



ИНФОРМАЦИЯ
КОСМОС

Дороги

ВЕСТНИК
ИНЖЕНЕРНЫХ
ИЗЫСКАНИЙ



НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ ПО ГЕОФИЗИКЕ

ИНЖЕНЕРНАЯ
ГЕОФИЗИКА

Соорганизаторы:



Геологический
факультет МГУ
им. М.В. Ломоносова



Родорные
и Сейсмические
Системы

RADAR
Systems, Inc.



ИНСТИТУТ
КРИСОСФЕРЫ ЗЕМЛИ
ТОХИОСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Партнер:



Гостиничный комплекс
"Салют" 4*

Приповерхностные механические резонансы в разведочной геофизике

■ Шехтман Г.А., ООО «НПП «Спецгеофизика»», г. Москва

Введение

Контакт с исследуемой средой неизбежно порождает проблемы, вызванные резонансными механическими колебаниями, параметры которых зависят от массы датчиков, присоединенной массы среды и от ее упругих свойств.

Возникающие на контакте сейсмоприемника с грунтом резонансные колебания накладываются на гораздо более слабые полезные сигналы, в результате чего существенно снижается качество их выделения, влияющее на результаты сейсморазведки в целом. В дополнение к таким резонансным колебаниям могут иметь место резонансные колебания объектов, расположенных непосредственно в приповерхностной зоне геологического разреза. Эти колебания могут быть вызваны неоднородностями, отличающимися по упругим свойствам от вмещающей среды (Korneev, 2009). Кроме того, резонансные колебания могут быть зарегистрированы при проведении наблюдений на льду не промерзших до дна водоемов или на заболоченных участках местности. Являющиеся бесспорно полезными при решении задач инженерной и малоглубинной сейсморазведки, в нефтяной сейсморазведке такие резонансные колебания расцениваются как помехи, так как они могут накладываться на более слабые сигналы, отраженные от целевых объектов.

Покрытые льдом водные просторы в зимнее время являются удобным объектом исследований для сейсмической разведки и гравиметрической разведки. В условиях лесной местности работа на водоемах приводит к резкому удешевле-

нию работ, причем в зимнее время для этого не требуется использования никакого водного транспорта. Однако ледовая толща, которую можно уподобить гигантской мембране, создает колебания, собственные частоты которых вполне попадают в рабочий диапазон частот современной широкополосной сейсморазведки, а также препятствуют высокоточным гравиметрическим наблюдениям.

Уход от искажающего влияния верхней части разреза путем погружения сейсмоприемников непосредственно в исследуемую среду помогает избежать контактных резонансов в рабочем диапазоне частот. Но в предельном случае – при наблюдениях внутри среды методом вертикального сейсмического профилирования (ВСП) – возникают свои проблемы, обусловленные необходимостью обеспечить надежный контакт скважинного сейсмоприемника со стенкой скважины, а обсадной колонны – с окружающей средой. Эти проблемы требуют отдельного рассмотрения.

1. Резонансы в наземной сейсморазведке

Упругие свойства горных пород в приповерхностной зоне проявляют себя в возникновении механических резонансов в точках установки сейсмоприемника. Эти резонансы, попадая в рабочий диапазон частот, существенно снижают разрешенность сейсмических записей.

Изучением контактных резонансов в сейсморазведке занимались многие ученые. В 1950-х годах теоретическими и экспериментальными исследованиями резонансных явлений в колебательной

системе почва-сейсмоприемник занимались Больших С.Ф., Гамбурцев Г.А., Пасечник И.П. и др. Актуальность постановки новых исследований в этом направлении была обусловлена, главным образом, расширением типов используемых в сейсморазведке волн. Привлечение, наряду с продольными волнами, поперечных и обменных волн позволило приступить к созданию многоволновой сейсморазведки. Для корректной обработки данных трехкомпонентной широкополосной сейсморазведки потребовалось всестороннее изучение характера резонансов приемной системы, содержащей, наряду с вертикальным, горизонтальные сейсмоприемники.

В математических моделях системы сейсмоприемник-почва все больше стали учитывать присутствие в конструкции корпуса сейсмоприемника такого элемента, как концентратор – заостренного стержня конусообразной формы, при помощи которого корпус прикреплялся к почве путем внедрения в нее концентратора. Вертикальные сейсмоприемники содержали один такой концентратор, а трехкомпонентные – два или три. Наличие более одного концентратора позволяло устранять паразитные резонансные колебания, вызванные раскачиванием корпуса, к которому весьма чувствительны горизонтальные сейсмоприемники.

Модель контакта сейсмоприемник-почва была сильно упрощенной [Зайцев, 1985]. Однако полученные при ее помощи теоретические результаты неплохо стыковались с экспериментальными и были весьма полезны для понимания сути резонансных явлений. Было установлено, что при внедрении в почву одного концентратора при разной глубине его погружения возможны сильные искажения динамики волнового поля.

Если же корпус сейсмоприемника содержит два концентратора, то такая система менее чувствительна к вариациям высоты центра тяжести сейсмоприемника.

В случае горизонтального сейсмоприемника резонансная частота связанной системы сейсмоприемник-почва определяется нижней из двух собственных частот системы и обусловлена вращением горизонтального сейсмоприемника вокруг нестационарной оси, расположенной ниже центра тяжести сейсмоприемника.

Погружение корпуса сейсмоприемника в приповерхностную зону давно было признано в качестве радикального средства улучшения качества контакта со средой и избавления от нежелательных резонансов в рабочей полосе частот [Krohn, 1984].

При сопоставлении теории с практикой для горизонтальных сейсмоприемников было отмечено расхождение. Оно проявлялось в том, что в реальных средах, вопреки теории, при увеличении длины концентратора собственная частота системы остается неизменной или снижается [Krohn, 1984]. Этот парадокс объяснил В.П.Зайцев [Зайцев, 1985]: увеличение длины концентратора приводит к тому, что по глубине внедрения длинного конца концентратора будет существовать значительный перепад жесткостей почвы, обусловленный наличием вегетативного надпочвенного слоя, комковатостью, перепадом влажности. Вследствие этого при воздействии горизонтальной силы на такую систему оказывается, что конец длинного концентратора зажат сильнее, чем его прикрепленная к корпусу вершина. Это равносильно увеличению высоты центра тяжести системы из-за слабо зажатой верхней части концентратора и к уменьшению радиуса эквивалентной площад-

ки контакта. Тем самым создаются условия для снижения частоты контактного резонанса.

В последующие годы были разработаны автономные модули бескабельных систем, которые контактировали с почвой посредством концентраторов или путем вдавливания их в приповерхностную среду [Череповский, Овчинников, 2019]. Проблемы с контактными резонансами у модулей, содержащих концентраторы, явно усугубились, поскольку центр тяжести корпуса, содержащего приемник и электронику, находился выше, чем у легких одиночных сейсмоприемников кабельных систем и «минимально-кабельных» систем. С точки зрения качества записей, заглубляемые автоматизированные бескабельные системы безусловно более предпочтительны, если не касаться сложностей с обеспечением их надежного контакта со средой, имеющей жесткую поверхность или, напротив, чересчур рыхлую (снег, песок).

Концентраторы далеко не всегда стали применяться в практике сейсморазведочных работ. Работы с ними оказались более дорогостоящими, чем работы с буксируемыми косами, применяемыми на заснеженных территориях, в покрытых песком пустынях, на дорогах и других участках с твердым покрытием [Eiken et al., 1989; van der Veen et al., 2001]. Поэтому продолжали исследовать разные математические модели контакта со средой без концентраторов [Carcione et al., 2016]. Существенно, что качество получаемых при этом полевых сейсмических записей не уступало существенно качеству записей с концентраторами, а также с сейсмоприемниками, погружен-

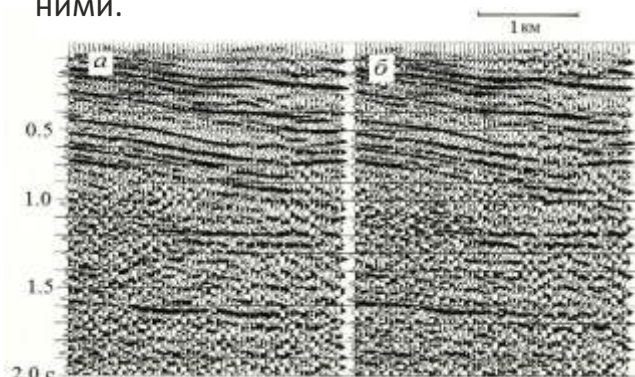
ными на некоторую глубину. Приведем примеры из упомянутых выше работ.

На рис. 1 сравниваются разрезы ОГТ, полученные при помощи буксируемой косы (стримера) и при погружении сейсмоприемников на 10-20 см вручную в слой снега, покрывающий породы вечной мерзлоты. Автоматическая ориентация сейсмоприемников в стримере достигалась посредством крепления датчиков в маслonaполненных металлических корпусах при помощи карданов. Оба разреза получены при спокойной погоде от взрывов детонирующего шнура с 15-кратным перекрытием. Можно видеть, что на обоих разрезах целевые горизонты, расположенные в пределах 0.5-1.0 с, практически не различаются между собой. Мало различаются между собой и исходные записи, полученные стримером на поверхности полуметровой толщи снега и на ее подошве, расположенной на породах вечной мерзлоты (Рис. 2). В качестве одного из существенных недостатков работы со стримером отмечена высокая чувствительность сейсмоприемников к ветровым помехам при большой скорости ветра.

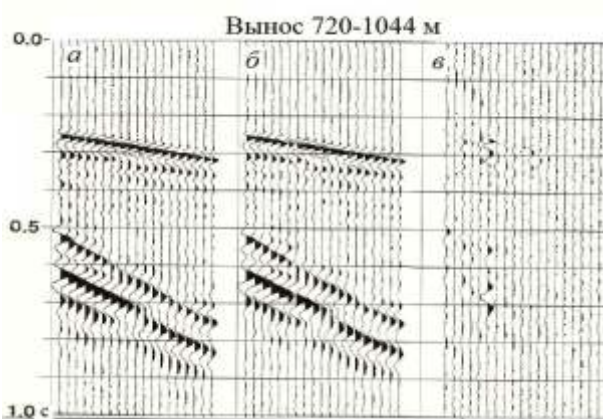
На Рис. 3 – Рис. 5 приведены амплитудные спектры записей, полученных при изучении верхней части разреза на лугу, на асфальте и дороге, покрытой гравием [van der Veen et al., 2001]. Использовали сейсмоприемники с концентраторами, утяжеленные сейсмоприемники на подставке (при работах на асфальте) и прикрепленные к стримеру самоориентирующиеся сейсмоприемники, в которых преобразователь в корпусе закреплен в кардановом подвесе. При работах

на асфальте концентраторы погружали в почву рядом с асфальтом.

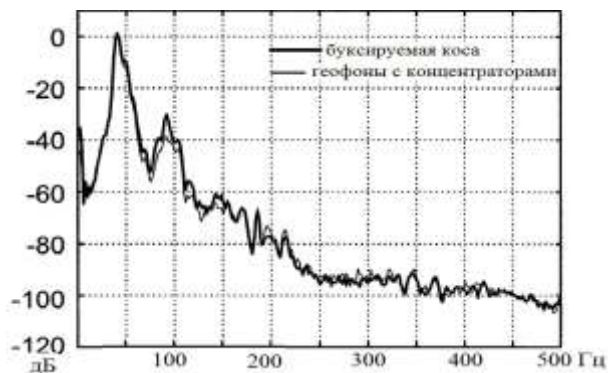
Наилучшее совпадение спектров записей, полученных при регистрации колебаний стримером и сейсмоприемниками с концентраторами, наблюдается при работах на лугу (Рис. 3). В остальных случаях наблюдаются различия в амплитудах компонент спектра, достигающие 15 дБ (Рис.4 и Рис.5). Сопоставление между собой разрезов ОГТ для разных типов сейсмоприемников не обнаруживает существенных различий между ними.



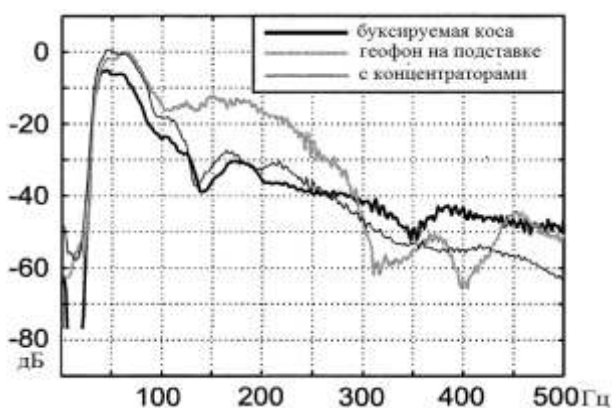
▲ Рис. 1. Сравнение разрезов ОГТ, полученных при помощи стримера (а) и при помощи сейсмоприемников, погруженных в среду (б). Модифицированный рисунок из [Eiken et al., 1989].



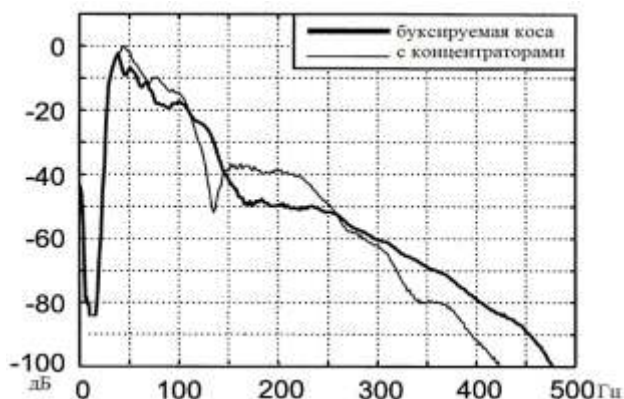
▲ Рис. 2. Сравнение записей, полученных на поверхности полуметровой толщи снега (а) и на поверхности вечной мерзлоты под снегом (б). Справа (в) приведена разность обеих записей. Модифицированный рисунок из [Eiken et al., 1989].



▲ Рис. 3. Амплитудные спектры записей, полученных на лугу стримером (толстая линия) и геофонами с концентраторами (тонкая линия). Модифицированный рисунок из [van der Veen et al., 2001].



▲ Рис. 4. Амплитудные спектры записей, полученных на асфальте и вблизи него (с концентраторами), для буксируемой косы (толстая линия), для геофонов с концентраторами (тонкая линия) и для геофонов на подставке (толстая серая линия). Модифицированный рисунок из [van der Veen et al., 2001].



▲ Рис. 5. Амплитудные спектры записей, полученных на дороге с плотным гравием, для буксируемой косы (толстая линия) и для геофонов с концентраторами (тонкая линия). Модифицированный рисунок из [van der Veen et al., 2001].

2. Резонансы в скважинной сейсмо-разведке

Непременным условием получения качественных записей внутри среды является надежный контакт скважинных приборов со стенкой скважины. Именно с обеспечения такого контакта начался переход от сейсмокаротажа на продольных волнах, при котором определяли лишь время прихода прямой продольной волны, к ВСП, при котором объектом изучения является всё волновое поле, формирующееся внутри среды. Скважинные сейсмические приборы, снабженные различными прижимными устройствами, начали конструировать гораздо раньше появления метода ВСП. И как только их стали применять, появилась возможность регистрировать внутри среды неискаженные импульсы прямой волны и отраженных волн. Разработка трехкомпонентных скважинных приборов с прижимными устройствами позволила регистрировать в скважине поперечные волны [Жадин, 1960].

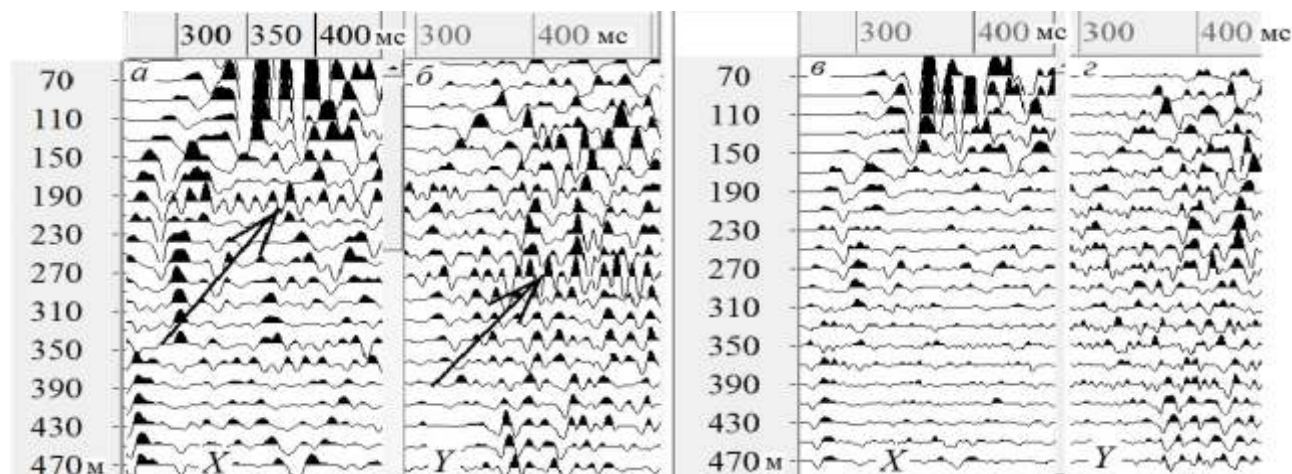
Наилучшие условия для приема упругих колебаний обеспечиваются при жестком контакте сейсмоприемника со стенкой скважины, так как при этом частота собственных колебаний на контакте находится далеко за пределами регистрируемого диапазона, в области высоких частот [Шехтман, Каплунов, 1974; Hardage, 2000].

Обеспечение силы прижима, на порядок превышающей вес снаряда, достигаемое путем использования достаточно жестких управляемых прижимных устройств, позволяет в современной скважинной аппаратуре добиться практически неискаженного приема упругих колебаний, направление смещения которых близко к направлению оси скважинного прибора. Однако в случае значительных углов подхода волн к скважинному прибору, а также при регистрации обменных и поперечных волн условия их неискаженного приема

существенно ужесточаются. Даже когда прижимное усилие на контакте прибора со стенкой скважины достаточно велико для предотвращения паразитных продольных колебаний снаряда, а также для ослабления натяжения кабеля, на котором висит зонд, остается опасность возникновения вращательных колебаний прибора, обусловленных наличием у него, кроме продольных перемещений, еще одной степени свободы.

Искажения сигналов, регистрируемых горизонтальными сейсмоприемниками зонда, происходят из-за возникновения вращательных колебаний относительно линии касания корпуса прибора со стенкой скважины.

Работы в направлении усовершенствования конструкции скважинных приборов в части улучшения контакта со стенками скважины продолжаются. Одним из направлений таких исследований является устранение противоречий между миниатюризацией скважинных приборов и ухудшающимися при этом условиями их контакта со средой. Качество этого контакта зависит непосредственно от площади контакта: при малом диаметре скважинного прибора площадь его контакта со стенкой скважины невелика. Это приводит к тому, что резонансная частота паразитных колебаний на контакте прибор-стенка скважины, величина которой пропорциональна квадратному корню площади этого контакта, может попасть в рабочий диапазон сейсмических частот [Beydoun, 1984]. Ситуация при этом является противоречивой, т.к. диаметр прибора и его массу стремятся сделать минимальными именно для того, чтобы собственная частота колебаний прибора находилась вне рабочей полосы частот. В одном из технических решений это противоречие устраняется путем жесткого крепления к скважинным приборам башмаков, наружный диаметр которых близок к внутреннему диаметру скважины [Шехтман и др., 2010].



▲ Рис. 6. Сравнение сейсмограмм ВСП, полученных на разных горизонтальных компонентах без упоров (а и б) и с упорами (в и г). Стрелками показаны трассы, осложненные резонансными колебаниями.

Гораздо более простым и не менее надежным является жесткое крепление к скважинным приборам тонких, но достаточно жестких, пластин с возможностью их изгибания под действием прижимного усилия [Шехтман, Касимов, 2012]. Такие пластины, ширина которых близка к диаметру скважины, вполне компенсируют ухудшение контакта скважинных приборов со стенками скважины при миниатюризации аппаратуры. Рассмотрим примеры улучшения качества записей ВСП при помощи таких пластин (производители называли их упорами).

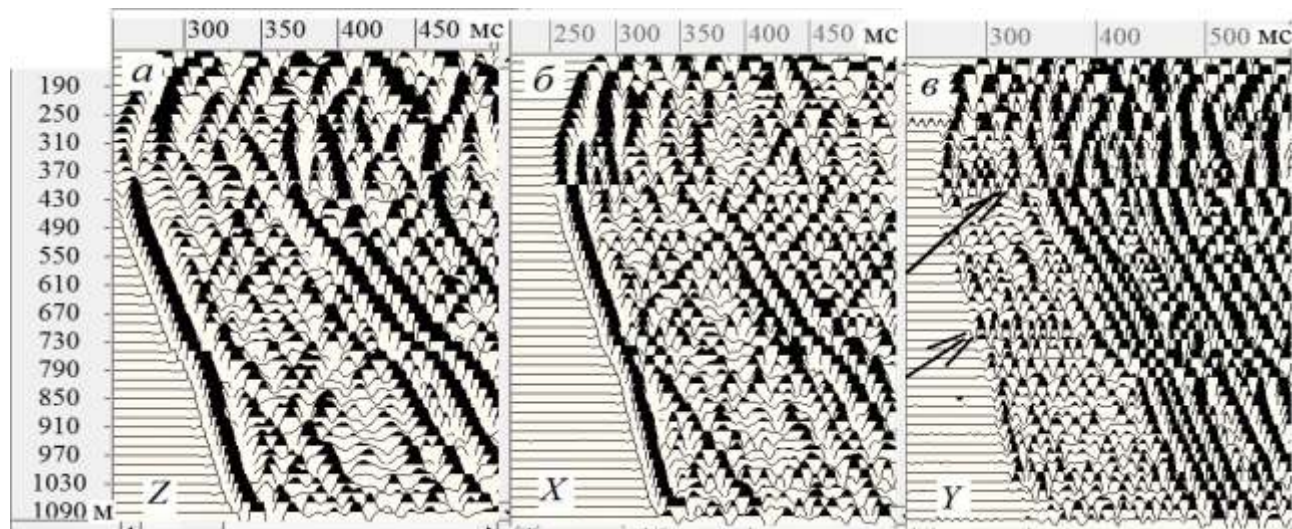
На Рис. 6 сравниваются записи на X- и Y-компонентах, полученные с гладкими

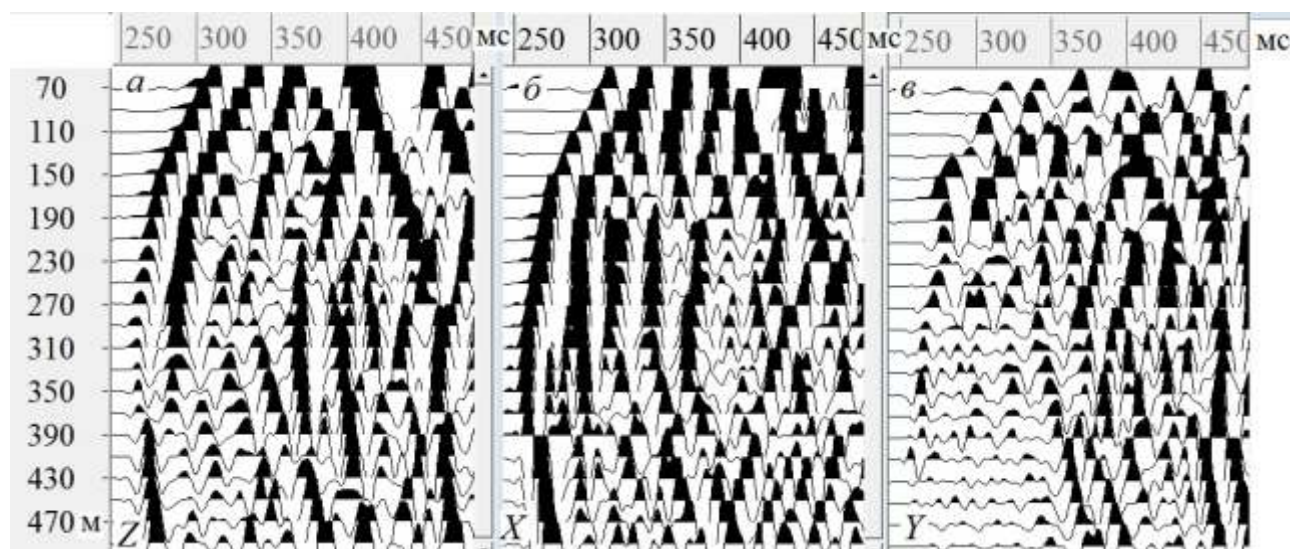
корпусами приборов зонда ВСП (Рис. 6, а и б) и с прикрепленными к корпусам дополнительными упорами (Рис. 6, в и г). Видно, что указанные стрелками квазисинусоидальные резонансные помехи пропадают, если используют упоры.

На Рис. 7 приведены записи, полученные на разных компонентах без упоров. На записях Y-компоненты отчетливо видны резонансные помехи (указаны стрелками). Верхняя часть этой же скважины, отработанная до глубины 470 м с упорами, не содержит на записях таких помех (Рис. 8).

Более подробно вопрос о влиянии качества контактов скважинного прибора со стенкой скважины на записи ВСП изложен в моей книге [Шехтман, 2017].

▼ Рис. 7. Сейсмограммы ВСП, полученные без упоров на разных компонентах. Стрелками на компоненте Y показаны трассы, осложненные резонансными колебаниями (в).





▲ Рис. 8. Сейсмограммы ВСП, полученные с упорами на разных компонентах. На компоненте Y отсутствуют трассы, осложненные резонансными колебаниями (в).

Подавляющая часть объемов работ ВСП проводится в обсаженных скважинах. Качество контакта скважинного прибора со стенкой обсаженной скважины перестает иметь значение в том случае, если сама обсадка плохо контактирует со стенкой пробуренной скважины. Это имеет место в том случае, когда в затрубном пространстве обсадной колонны отсутствует цемент либо он плохого качества. С возникающими при этом вибрационными трубными волнами справиться на этапе обработки бывает невозможно. И тогда в качестве практически единственного способа получения материала приемлемого качества является крепление дополнительных прижимных устройств непосредственно к обсадной колонне перед ее спуском в скважину [Шехтман и др., 2019].

3. Резонансы в гравиметрической разведке

Покрывающая водоемы толща льда, в отличие от твердой суши, в широком диапазоне частот создает помехи для наблюдений, снижающие точность работ. Чувствительный элемент гравиметров по существу представляет собой сейсмоприемник, поэтому гравиметры

чутко реагируют как на изменения силы тяжести, так и на помехи в виде инерциальных ускорений. Собственная частота чувствительной системы гравиметра Scintrex CG-3 составляет 6 Гц, гравиметра ГНУ-КВ – 0.2 Гц, гравиметра LaCoste & Romberg G/D – 0.1 Гц. Частота собственных колебаний гравиметров позволяет им регистрировать колебания льда водоемов, представляющего собой колеблющуюся мембрану.

Проблема подавления помех при проведении гравиметрической съемки на льду имеет много общего с аналогичной проблемой в морской гравиметрии, в которой в качестве достаточно эффективного способа были предложены аппаратные технические решения. Принципиальным прорывом в этом направлении стало предложение К.Е.Веселова об использовании в 1950-х годах в качестве морского инструмента гравиметра с закритически демпфированным датчиком. Это был первый в мире морской статический гравиметр. Наиболее значимые результаты в этом направлении получены в последующих работах российских геофизиков (Пантелеев, 1983).

Известен способ проведения высокоточной гравиметрической съемки на опорной и рядовой сети, в котором высокая точность достигается путем применения высокоточных гравиметров, многократностью повторных наблюдений и сокращением продолжительности рейсов путем использования быстроходных видов транспорта (Костицын, 2012). Недостаток этого способа состоит в том, что высокая точность наблюдений, вполне достижимая на твердых грунтах, не может быть достигнута при наблюдениях на замерзших водоемах из-за высокочастотных и низкочастотных колебаний поверхности льда, создающих сильный фон помех. Рутинная высокоточная гравиразведка практически перестает быть таковой из-за низкой точности наблюдений на поверхности льда. Многократные наблюдения, несмотря на высокую квалификацию операторов, не обеспечивают требуемой точности, характерной для детальной высокоточной гравиразведки.

Переход от многократных наблюдений к наблюдениям непрерывным, сопровождаемым синхронным непрерывным измерением координат и высоты точки наблюдения, позволяет повысить точность наблюдений на порядок [Веселов и др., 2018]. При этом синхронно с гравиметрическими наблюдениями проводят в дифференциальном режиме высокоточные непрерывные наблюдения спутниковой навигационной системой при расположении базовой станции на твердом грунте, и на основе спутниковой навигации вводят динамические поправки в аномалии силы тяжести. Тем самым гравиразведка становится высокоточной как на твердом грунте, так и на примыкающем к нему водоему, покрытом льдом. От ранее известных подходов к проведению высокоточной гравиметрической съемки данная методика существенно отличается тем, что при переходе от наблюдений на твердом грунте к наблюдениям на льду замерзших водоемов не происходит скачкообразного падения точности наблюдений.

метрической съемки данная методика существенно отличается тем, что при переходе от наблюдений на твердом грунте к наблюдениям на льду замерзших водоемов не происходит скачкообразного падения точности наблюдений.

Заключение

Совершенствование геофизической аппаратуры сопровождается обеспечением условий для получения качественных данных. Для этого исследуют источники возможных помех и математические модели резонансов, возникающих в приповерхностной зоне и на контакте датчиков со средой. Погружение датчиков в среду неизбежно удорожает работы, а ненадежный контакт датчиков со средой чреват снижением качества данных и неполучением достаточной полезной информации об исследуемых объектах. Поэтому поиск оптимальных условий получения геофизических данных еще долго будет оставаться важнейшей задачей, актуальной для геофизиков при работах на различных территориях и участках.

Отдельного рассмотрения заслуживают резонансные колебания, возникающие на контакте источников сейсмических колебаний со средой, а также способы подавления таких колебаний. В этом направлении уже достигнуты определенные успехи, и наиболее успешное развитие они получили в вибрационной сейсмической разведке [Колесов и др., 2016].

Литература

Веселов А.К., Каширских М.Ф., Смирнова И.А. Способ гравиметрической съемки // Патент РФ № 2679643, заявл. 16.04.2018, опубл. 12.02.2019, Бюл. № 5.

Воронин Ю.А., Жадин В.В. О частотных искажениях сейсмического сигнала при

регистрации трехкомпонентным скважинным сейсмоприемником // Геология и геофизика. 1964. № 3. С. 154-156.

Жадин В.В. Трехкомпонентные измерения амплитуд и скоростей распространения продольных и поперечных волн в глубокой скважине // Геология и геофизика. 1960. № 10. С. 129-136.

Зайцев В.П. Резонансные частоты в системе горизонтальный сейсмоприемник – почва//Новосибирск, 1985, 44 с. (Препринт № 3. Институт геологии и геофизики СО АН СССР).

Колесов С.В., Жуков А.П., Шехтман Г.А. Способ вибрационной сейсморазведки//Патент РФ № 2593782, опублик. 10.08.2016.

Костицын В.И. Методы повышения точности и геологической эффективности детальной гравиразведки//Пермь, 2002. – 224 с.

Пантелеев В.Л. Основы морской гравиметрии//М.: Недра, 1983. – 256 с.

Череповский А.В., Овчинников В.А. Повышение качества сейсмических данных и снижение рисков травматизма путем автоматизации и роботизации полевых работ//Приборы и системы разведочной геофизики, № 2, 2019. С. 26-31.

Шехтман Г.А. Вертикальное сейсмическое профилирование. – М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 2017. – 284 с.

Шехтман Г.А., Каплунов А.И. О влиянии силы прижима скважинных приборов на характер регистрируемых сигналов при вертикальном сейсмическом профилировании (ВСП) // Прикладная геофизика, 1974, вып. 73. С. 95-101.

Шехтман Г.А., Касимов А.Н., Редкоп В.А. Скважинный сейсмический прибор// Патент РФ № 2444030 от 21.12.2010.

Шехтман Г.А., Касимов А.Н.О. Скважинный сейсмический прибор//Патент РФ от 16.08.2012, опубликовано 10.01.2014. Бюл. № 1.

Шехтман Г.А., Жуков А.П., Сираев И.А., Владов М.Л. Способ вертикального сейсмического профилирования//Патент РФ от

01.11.2019, опубликовано 17.08.2020, Бюл. № 23.

Beydoun W.B., 1984, Seismic tool-formation coupling in boreholes, in Toksöz, M.N., and Stewart, R.R., Eds., Vertical seismic profiling, Part B: Advanced concepts: Geophysical Press, 177-188.

Carcione J.M., Almalki H.S., Qadrouh A.N. Geophone-ground coupling with flat bases//Geophysical Prospecting, 2016, 64, 255–267

Eiken, O., Degutsch, M., Riste, P. and Rod, K. 1989. Snowstreamer: an efficient tool in seismic acquisition// First Break 9, 374-378.

Hardage B.A. Vertical seismic profiling: principles. Third updated and revised edition// PERGAMON, 2000, P. 552.

Krohn C.E. Geophone – ground coupling//Geophysics, 1984, v.49, # 6, p. 722-731.

Korneev Valeri Resonant seismic emission of subsurface objects//Geophysics, vol. 74, 2, 2009, P. T47-T53.

Van der Veen, M., Spitzer, R., Green, A.G. and Wild, P. 2001. Design and application of a towed land-streamer system for cost-effective 2-D and pseudo-3-D shallow seismic data acquisition// Geophysics 66, 482–500.

Подробнее об авторах



Шехтман
Григорий Аронович

Д. т. н.,
ООО «НПП
«Спецгеофизика»»,
г. Москва

Комплексирование геофизических методов для 2D и 3D данных в ПО "Tomplex"

■ Молчанов А. Б., Лыгин И. В., Твердохлебов Д. Н., Мостовой Д. В.,
ООО «РН-Эксплорейшн», г. Москва

В данной работе приводятся результаты исследований по развитию количественного подхода к комплексированию геофизических методов при решении задач геологоразведки. Рассматриваются следующие основные методы: сейсмо-, грави-, магнито- и электроразведка. В рамках проведённых исследований разработан подход, позволяющий проводить комплексирование всех четырёх названных методов с получением численного результата, использующегося на ранних этапах обработки сейсмических данных и позволяющего повысить их качество. Также создано не имеющее аналогов программное обеспечение (ПО) «Tomplex», реализующее данный подход как для 2D, так и для 3D данных.

Введение

В настоящее время активно ведутся исследования новых методик, способных повысить успешность геологоразведочных работ (ГРП) в сложных сейсмо-геологических условиях. В ходе районирования лицензионных участков (ЛУ) Восточной Сибири по качеству имеющихся архивных сейсмических данных было выделено четыре класса сложности [Гуренцов, 2020]. Получение качественных данных в результате обработки профилей первого и второго классов по стандартному графу, как правило, не представляет трудностей. Третий и четвёртый классы характеризуются наличием скоростных аномалий ВЧР, которые имеют нетривиальную морфологию и приводят к появлению слепых зон на обработанном сейсмическом разрезе, приводящих к потере полезной информации. Для её восполнения применяется комплексирование геофизических методов, которое в контексте проводимых работ представляет собой совместный сбор, анализ и поиск корреляционных зависимостей в данных грави-, магнито-, электро-, сейсморазведки и других методов по каждому профилю или площади. При помощи комплексирования становится возможным обнаружить и локализовать аномалии ВЧР, приводящие к ухудшению

качества сейсмического материала. Однако, получаемый таким образом результат является лишь констатацией аномалий ВЧР и не позволяет напрямую улучшить качество.

Количественный подход к комплексированию имеет своей целью компенсацию аномалий. Такая компенсация осуществляется при получении глубинно-скоростной модели (ГСМ) ВЧР на основе найденных корреляционных зависимостей используемых методов с последующим вычислением априорных статических поправок. К настоящему моменту известны методики реконструкции эффективной ГСМ по данным гравиразведки [Кочнев, 2020] и электроразведки [Шёлохов, 2018].

Первый подход основан на пересчёте измеряемого на поверхности гравитационного эффекта в среднюю плотность и затем в среднюю скорость участка разреза в пределах бина до заданного уровня замещения. При этом получается вертикально-слоистая модель. Такая модель не является геологически обоснованной и используется только для расчёта априорных статических поправок. Автором отмечено увеличение точности структурных построений при применении методики на некоторых площадях Восточной Сибири. Однако, следует указать на то, что класс сложности строения ВЧР сей-

смических разрезов, продемонстрированных в проведённом исследовании, не доходит до третьего. В ходе тестирования данного подхода в группе геофизических работ ООО «РН-Эксплорейшн» было показано, что в случае присутствия в ВЧР высокоплотных аномалий сложной формы описанная методика не приводит к улучшению качества сейсмического разреза.

Второй подход основывается на применении уравнения Фауста к данным мЗСБ (малоглубинное зондирование становлением поля в ближней зоне) и получении таким образом эффективной ГСМ, соответствующей разрезу удельных электрических сопротивлений (УЭС). Следует, однако, иметь в виду, что такое преобразование не является однозначным без учёта априорной информации о типе присутствующих горных пород, поскольку значения проводимости для различных типов во многих случаях совпадают. Таким образом, данная методика может быть применена только в составе комплексирования с другими геофизическими методами.

Главным недостатком известных методик является то, что в них производится комплексирование какого-либо одного несейсмического метода с данными сейсморазведки, что не позволяет применять их в условиях III и IV классов сложности.

Методика

В ходе исследований в группе геофизических работ ООО «РН-Эксплорейшн» был разработан собственный количественный подход к комплексированию геофизических методов, суть которого состоит в коррекции томографической ГСМ на основе полного набора данных грави-, магнито- и электроразведки по каждому профилю. Данный подход описан в работе [Мостовой, 2021]. Здесь же будет детально обсуждаться количественная часть этого подхода и алгоритмы её автоматизации. Данная процедура для 2D случая включает в себя четыре основных этапа (рис. 1):

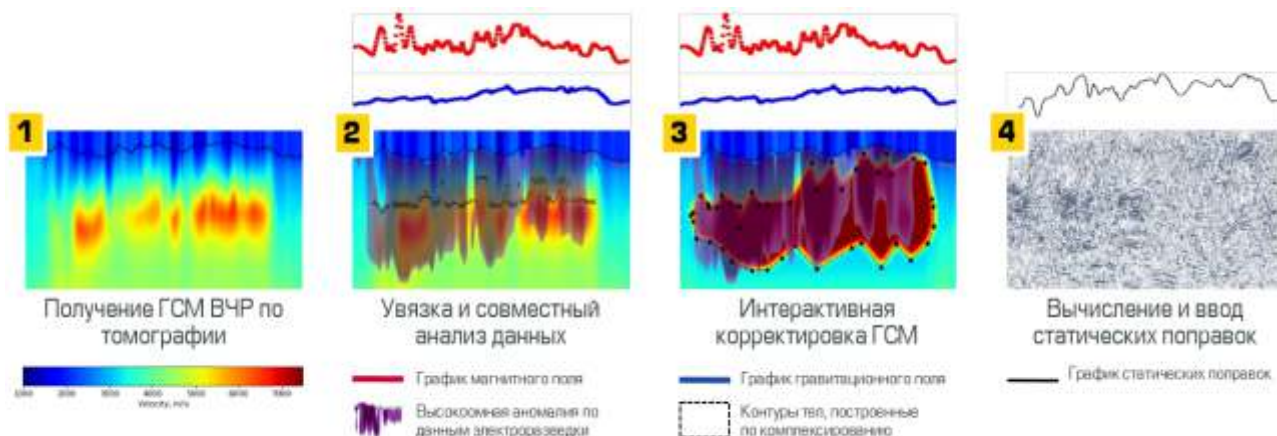
1. Построение первичной скоростной модели по сейсмической томографии и предварительный расчет статических поправок.

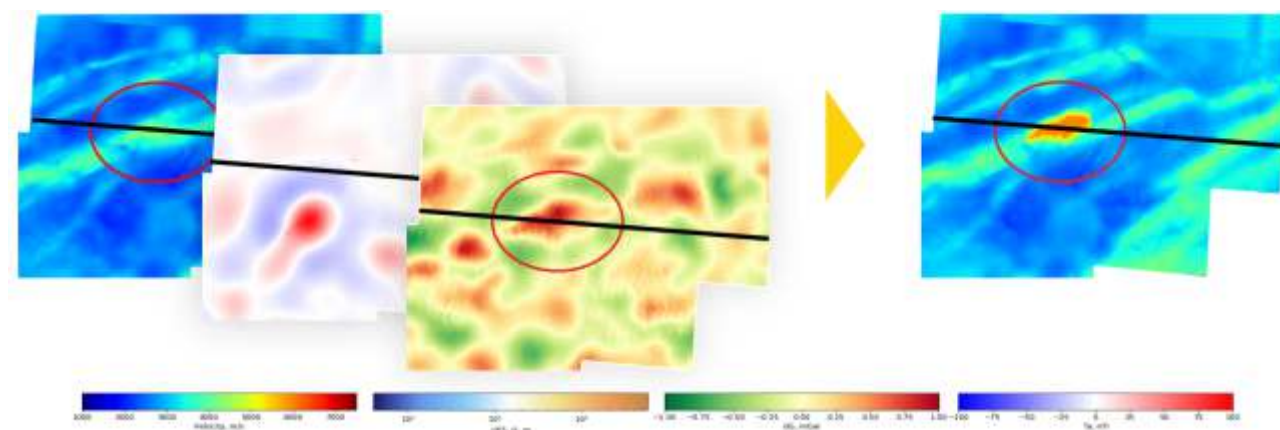
2. Увязка и совместный анализ томографической модели, геоэлектрического разреза, значений гравитационного и магнитного полей на протяжении профиля. Первичная реконструкция формы аномалиеобразующих тел, представляемых многоугольниками.

3. Интерактивный подбор геометрии и физических свойств аномалиеобразующих тел с соответствующим изменением ГСМ.

4. Вычисление априорных статических поправок по скорректированной ГСМ.

▼ Рис. 1. Количественная методика комплексирования геофизических данных.





▲ Рис. 2. Модификация ГСМ 3D в выделенной области аномальных значений гравитационного поля. Чёрным показано контрольное сечение.

Следует отметить, что на первом этапе может использоваться любой другой процесс получения ГСМ по исходным сейсмическим данным (в частности, раннее тестирование описанной процедуры проводилось с использованием ГСМ, полученной по первым вступлениям преломлённых волн). Поскольку на настоящий момент в большинстве случаев томография позволяет получить наиболее точный результат, выбор был сделан в её пользу. Алгоритмы автоматического расчёта результатов томографии изучены достаточно хорошо, и мы не будем приводить их здесь.

Увязка геофизических данных между собой, как правило, не представляет серьёзных проблем, эта задача решается приведением всех геофизических данных к единой координатной сетке. В настоящей работе используется сетка, соответствующая трассам исходной ГСМ.

Первичная реконструкция формы аномалиеобразующих тел выполняется по следующему алгоритму. Вначале вычисляются точки максимального (или минимального при низкоскоростных аномалиях) градиента скорости, по ним производится отбивка кровли аномалиеобразующих тел. Если градиент изменяется слабо, отбивка кровли производится по изолиниям разреза УЭС. Далее для отбивки подошвы тел в интерактивном

режиме решается прямая задача грави- и магниторазведки с использованием априорных значений плотности и намагниченности тел.

На этапе интерактивного подбора скорость, плотность, намагниченность и положения вершин многоугольников, задающих тела, изменяются пользователем так, чтобы с одной стороны минимизировать разности модельных и реальных полей, согласовав по возможности подошву тел с изолиниями УЭС, а с другой – чтобы добиться наилучшего качества априорных статических поправок, вычисляемых по ГСМ с введёнными аномалиеобразующими телами. В этой связи расчёт априорных статических поправок с получением суммарного разреза должен производиться сразу же после внесения изменений.

Таким образом, этап коррекции ГСМ представляет собой итерационный процесс. Однако, поскольку алгоритмы вычисления гравитационного и магнитного эффектов, расчёта априорных статических поправок, введения их в сейсмограммы и суммирования выполняются независимо для каждой трассы итогового разреза, они могут быть эффективно распараллелены. Как будет показано далее, это позволяет получать результаты коррекции ГСМ в реальном времени.

Обобщение данной методики на работу с 3D данными может быть проведено следующим образом (рис. 2). Во-первых, при совместном анализе площадных данных грави- и магниторазведки, а также кубов УЭС, локализуются зоны наличия аномалий ВЧР. Далее, для каждой такой зоны выбираются контрольные сечения исходного куба скоростей по томографии (инлайн и/или кросслайн, пересекающий аномалию). Для каждого сечения выполняются последние три этапа из описанной выше методики комплексирования. Затем, форма и свойства полученных на предыдущем шаге аномалиеобразующих тел, экстраполируются на все инлайны/кросслайны, пересекающие зону аномалии. Наконец, итоговый куб получается усреднением экстраполированных по инлайнам и кросслайнам кубов.

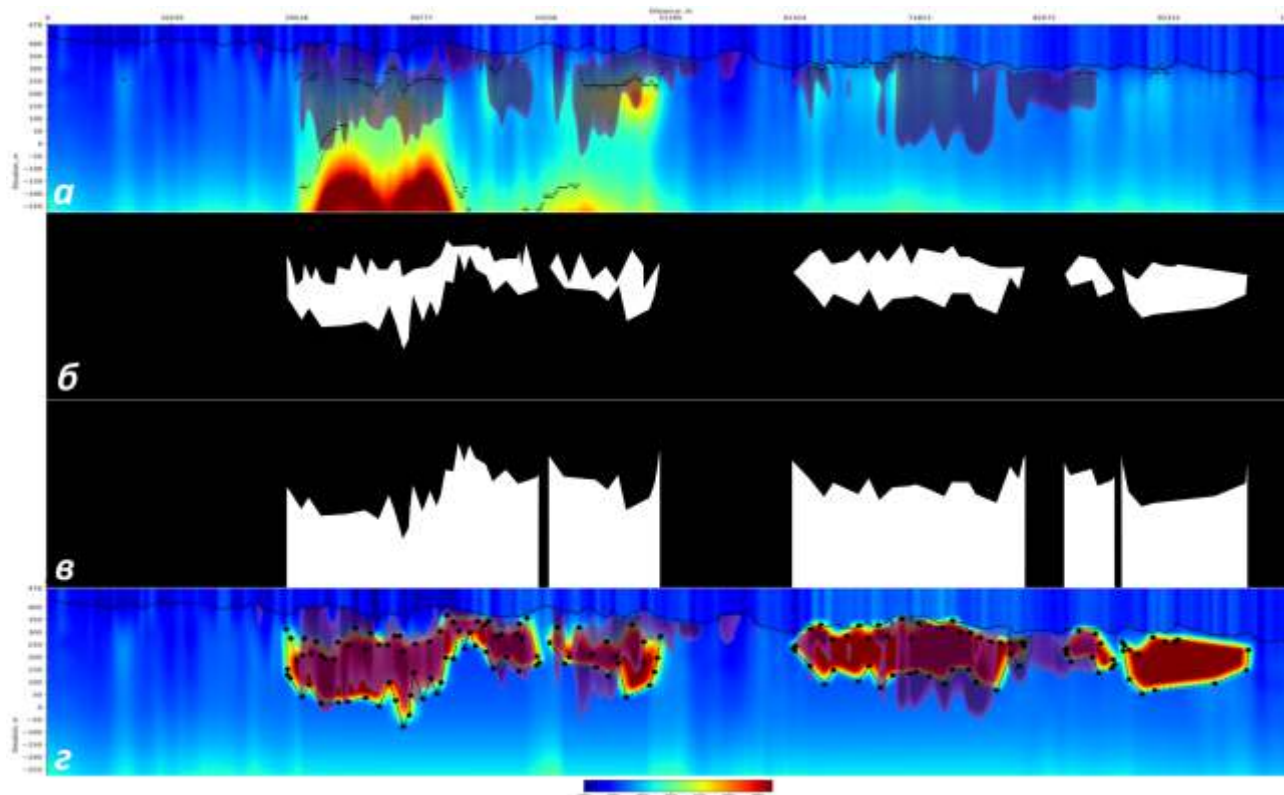
Заметим, что предложенный путь решения не является прямым обобщением описанной процедуры на трёхмерный случай, поскольку последнее предполагает построение и подбор параметров аномалиеобразующих тел посредством коррекции формы объёмных блоков (представляемых многогранниками), а не их 2D сечений. Однако, такой «честный» подход оказывается гораздо более ресурсозатратным, чем предложенный, поскольку тогда при интерактивной коррекции формы тел пришлось бы вводить априорные статические поправки во все сейсмограммы и получать сумму для всего куба целиком (или для той его части, на которую могут повлиять локальные изменения ГСМ), что занимает на порядок больше времени, чем выполнение того же процесса на одном-двух сечениях. При этом оба пути дают одинаковый результат, пока и поскольку свойства одного аномалиеобразующего тела слабо изменяются в его пределах.

Программная реализация вычислительных алгоритмов

Процесс комплексирования геофизических данных с использованием описанного выше подхода автоматизируется следующим образом. Центральной особенностью является моделирование аномалиеобразующих тел, представляемых многоугольниками произвольной формы и произвольного числа вершин (не менее четырёх, – по две на кровлю и подошву).

Внесение в ГСМ изменений, отвечающих первичному введению тел, осуществляется путём создания масок по контурам многоугольников с использованием функций, доступных в библиотеке OpenCV для Python (рис. 3б). Применение масок может осуществляться по одному из трёх сценариев: 1) использование априорно заданного значения скорости внутри тела, 2) взятие максимума (минимума или среднего) внутри части исходной ГСМ, ограниченной данным контуром, 3) взятие глобального максимума (минимума или среднего) внутри части исходной ГСМ, ограниченной всеми контурами тел на данном профиле/сечении. Для недопущения резких скачков в статических поправках, вычисляемых по изменённой ГСМ, края масок размываются фильтром бегущего среднего. Размер его окна в трассах по латерали и в семплах по глубине задаётся пользователем вручную в зависимости от того, насколько детальной требуется сделать итоговую ГСМ.

Если исходная ГСМ получена по классическим алгоритмам томографии (без инверсий скорости), то при наличии высокоскоростных аномалий ВЧР она, как правило, содержит «затяжки», когда большие значения скорости продолжают на всю глубину модели и не ограничиваются подошвой аномалиеобразующего тела. Предлагается следующее



▲ Рис. 3. Введение аномалиеобразующих тел в ГСМ: а – исходная ГСМ по томографии; б – маски многоугольников, задающих тела; в – маски областей возможных скоростных затяжек; г – результат модификации ГСМ.

решение этой проблемы. Аномальные значения скорости под подошвой тела заменяются интерполированными значениями, полученными с использованием участков модели, где аномалий нет. Для этого также создаются полигональные маски, ограниченные сверху подошвами тел, а снизу – нижней границей модели (рис. 3в). Интерполированные значения скоростей, применяемые по этим маскам, рассчитываются для каждого слоя постоянной глубины по одному из двух сценариев: 1) с использованием глобальных средних значений скоростей по всем областям между телами, 2) с использованием средних значений в областях между данным телом и соседними телами. Первый сценарий необходимо использовать в случае горизонтально-слоистой ВЧР, второй – если это условие нарушается. Края масок также размываются для предотвращения скачков статических поправок.

Для последующей коррекции ГСМ путём изменения формы многоугольников от каждого из них вычисляются гравитационный и магнитный эффекты во всех точках дневного рельефа. Алгоритм вычисления реализован в соответствии с существующим аналитическим решением прямых задач грави- и магниторазведки для постоянной плотности и намагниченности внутри многоугольников [Булычёв, 2010]. Поскольку векторизация таких вычислений позволяет выполнять их на CPU в реальном времени, при коррекции формы многоугольников становится возможным сразу видеть полученный результат, представляемый на графиках гравитационного и магнитного полей.

Ещё более важной задачей является реализация возможности в реальном времени видеть итоговый результат всего процесса комплексирования на

суммарном разрезе. Добиться этого позволяет оптимизация и максимальная параллелизация алгоритмов вычисления априорных статических поправок, ввода их в сейсмограммы и получения суммарного разреза (далее – «основные вычисления») на ядрах GPGPU. Следует отметить, что для этой процедуры сейсмограммы необходимо подготовить определённым образом: они должны быть в сортировке ОГТ, в них должны быть введены априорные кинематические поправки и мьютинг, а в заголовках трасс должны быть помещены номера ПП и ПВ, соответствующие номерам ОГТ исходной ГСМ. Кроме того, необходимо заранее вычислить нормировочные коэффициенты для суммарного разреза, поскольку эти величины нелокальны, и процедура их вычисления не может быть полностью распараллелена для каждого временного дискрета сейсмограмм. Используется следующая формула расчёта нормировочных коэффициентов для каждой ОГТ [Robinson, 1970]:

$$N = \frac{S}{\sqrt{n_0}} + \frac{(1-S)}{n_0},$$

где n_0 – число нулевых сэмплов в трассах сейсмограмм, относящихся к данной ОГТ, S – общий весовой множитель от 0 до 1, выбор которого обычно производится в соответствии с программным пакетом, в котором будет осуществляться дальнейшая обработка.

Перед выполнением основных вычислений необходимо определить интервал ОГТ, в котором изменения, вносимые в данный момент в ГСМ, могут влиять на суммарный разрез. Поскольку вносимые изменения связаны с перемещением одной из вершин многоугольника, берётся интервал между соседними вершинами (если перемещаемая вершина лежит между ними) или интервал между перемещаемой вершиной и наиболее уда-

лённой соседней (если обе соседние вершины лежат по одну сторону от перемещаемой). К интервалу с обеих сторон добавляется ширина окна сглаживания маски многоугольника. Затем по границам интервала находится минимальный и максимальный номера ПВ сейсмограмм, на которые будут влиять изменения ГСМ. Наконец, для данных номеров ПВ находятся минимальный и максимальный номера ОГТ, на которые будут распространяться изменения на итоговом разрезе после суммирования. Такой подход позволяет проводить основные вычисления непосредственно для того участка, на котором происходят изменения, а не для всей модели целиком, что существенно сокращает время расчёта.

Реализация параллельных алгоритмов основных вычислений проводилась с использованием API Nvidia CUDA и библиотеки PyCuda для Python [Kirk, 2007].

Вычисление априорных статических поправок осуществляется по стандартной формуле для каждой трассы ГСМ [Cox, 1999]:

$$\Delta t = \frac{H_i - H_f}{v_{rep}} - \sum_{i=1}^k \frac{dh}{v_i},$$

где H_f – уровень приведения, H_i – уровень замещения, v_{rep} – скорость замещения, dh – шаг ГСМ по глубине, v_i – значение дискрета, k – число дискретов на данной трассе. Выражение под знаком суммы вычисляется параллельно для каждого дискрета изменяемого участка модели, итоговое значение поправки для каждой трассы ГСМ получается с использованием атомарных операций суммирования.

Алгоритмы введения статических поправок и суммирования реализуются в

одной функции, которая выполняется параллельно для каждого временного дискрета сейсмограмм в найденном ранее интервале ОГТ. По переданному значению статических поправок для ПВ и ПП производится поиск временного дискрета, который после умножения на соответствующий нормировочный коэффициент будет добавлен в итоговую сумму. Суммирование также производится с использованием атомарных операций.

Всё вышеперечисленное позволило провести полный цикл вычислений в среднем за 30-50 мс (в зависимости от размера изменяемой области) на одной видеокарте Nvidia RTX 2080Ti, что делает возможным комплексирование в реальном времени.

ПО «Tomplex»

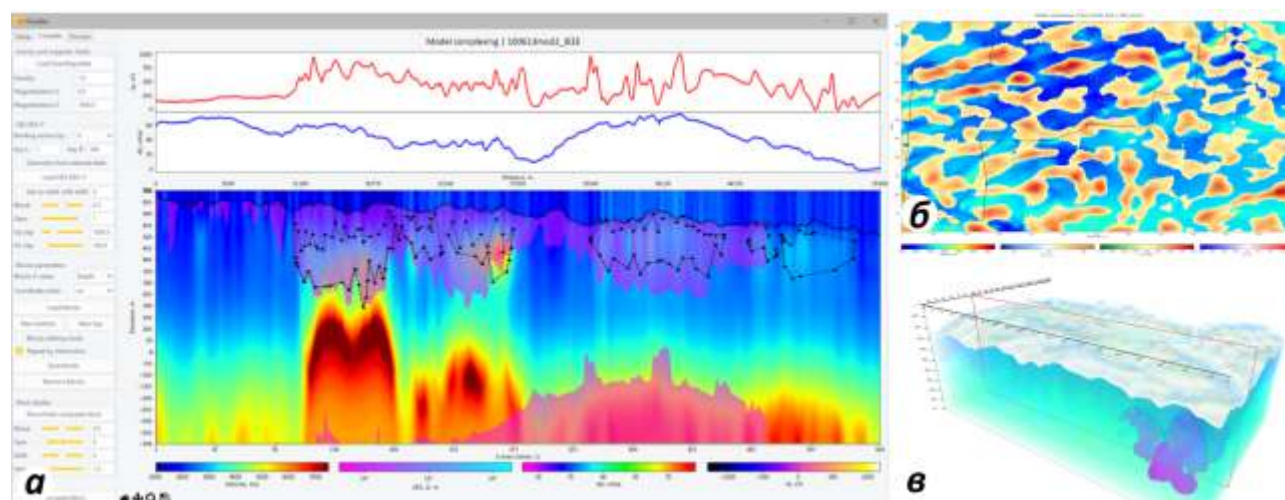
На настоящий момент существует ряд сторонних программных комплексов, позволяющих выполнять первый этап предложенной методики (вычисление ГСМ по сейсмической томографии) в том числе для 3D случая. Для реализации остальных этапов было разработано специализированное ПО «Tomplex», написанное на языке программирования

Python для использования в 64-разрядных системах Windows. ПО имеет интуитивно понятный пользовательский интерфейс (рис. 4), организованный в соответствии с порядком выполнения этапов комплексирования.

В начале работы пользователем загружаются исходные данные: первичная ГСМ в формате SEG-Y, сейсмограммы с введёнными кинематическими поправками (в том же формате), данные гравитационного и магнитного полей в формате Zmap или текстовой таблицы, разрез или куб УЭС в формате SEG-Y. Если в заголовках исходной ГСМ отсутствуют данные о координатах трасс и/или высотах дневного рельефа, дополнительно загружается текстовая таблица, содержащая эти данные. Кроме того, при работе с 2D данными есть возможность дополнительно загрузить растровое изображение с альфа-каналом, что особенно полезно для сопоставления геофизических данных с геологическим разрезом. Также отметим, что наличие всех перечисленных данных не является необходимым условием для работы с программой, обязательной является только загрузка ГСМ с геометрией.

После того, как необходимые данные

▼ Рис. 4. Интерфейс ПО «Tomplex»: а – главное окно программы; б – просмотр 3D данных по слайсам; в – интерактивная 3D визуализация.



загружены, пользователь может приступить к нанесению многоугольников, моделирующих аномалиеобразующие тела. Это производится последовательными щелчками мыши по отображаемому в интерфейсе программы профилю/сечению исходной ГСМ с наложением привязанных данных УЭС и точек максимального градиента. Когда многоугольники нанесены, в интерфейсе ПО указываются характеристики аномалиеобразующих тел: плотность, намагниченность, скорость, а также степень усреднения масок многоугольников и метод удаления «затяжек», если таковые присутствуют. Затем производится первичная модификация ГСМ и расчёт априорных статических поправок; если в ПО загружены сейсмограммы, вычисляется суммарный разрез или куб.

Дальнейшая модификация модели может проводиться в реальном времени (если на компьютере пользователя установлена поддерживаемая видеокарта и активирован соответствующий режим). Пользователь может перемещать, добавлять и удалять вершины многоугольников, наблюдая за изменениями гравитационного и магнитного эффектов, а также суммарного разреза в окне программы. Свойства тел также могут быть изменены в любой момент (однако после этого следует пересчитать статические поправки для всей модели).

По окончании процесса комплексирования пользователь может сохранить как вычисленные априорные статические поправки (в текстовый файл), так и изменённую ГСМ с получившимся разрезом (в SEG-Y).

Для работы с 3D данными в ПО кроме просмотра исходного куба по сечениям (инлайнам, кросслайнам и слайсам) реализована общая 3D визуализация

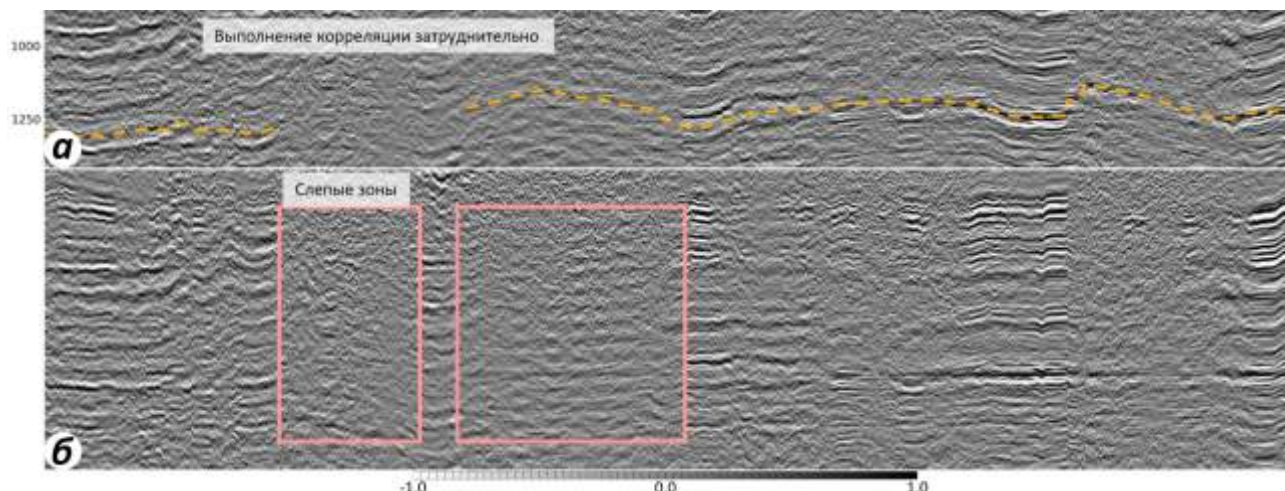
всего объёма ГСМ, привязанного к нему куба УЭС, контуров тел, вводимых в модель, с отображением дневного рельефа и текущего сечения, с которым ведётся работа (рис. 4в).

Результаты тестирования и выводы

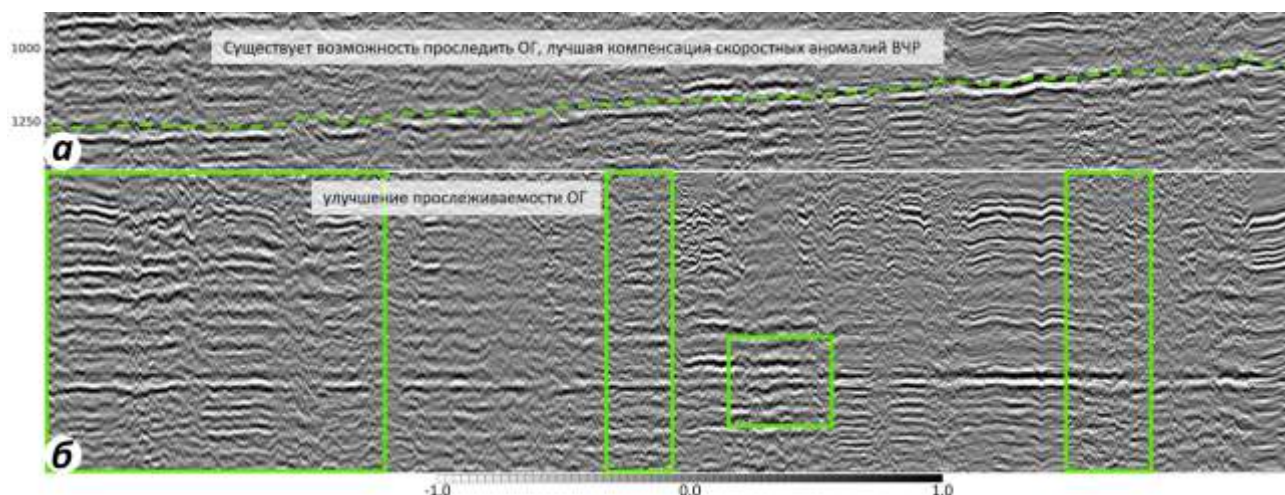
В ходе исследований были разработаны алгоритмы совместного комплексирования данных грави-, магнито- и электроразведки с ГСМ ВЧР по сейсмической томографии. Эти алгоритмы были обобщены на работу с 3D данными. Была произведена параллелизация алгоритмов, позволившая выполнять комплексирование в реальном времени. Создано независимое ПО «Tomplex», реализующее данные алгоритмы.

Тестирование ПО проводилось на реальных 2D данных ЛУ Восточной Сибири, имеющих низкое качество из-за наличия трапповых интрузий в ВЧР. Был выполнен полный цикл обработки данных по одинаковому графу для двух случаев, с использованием априорных статических поправок, вычисленных 1) по исходной неизменённой ГСМ, 2) по скорректированной в ходе комплексирования ГСМ. Результат обработки без комплексирования представлен на рис. 5. Результат обработки с комплексированием показан на рис. 6.

Как видно из данного результата, применение описанной методики комплексирования позволило улучшить прослеживаемость отражающих горизонтов (ОГ) и повысить надёжность интерпретации не только непосредственно в зонах наличия интрузий, но и в соседних зонах. Это связано с повышением точности расчёта остаточных статических поправок на длинных базах за счёт лучшего качества априорных поправок.



▲ Рис. 5. Результат без комплексирования: а – итоговый разрез; б – выравнивание на кровлю интрузии.



▲ Рис. 6. Результат с комплексированием: а – итоговый разрез; б – выравнивание на кровлю интрузии.

Следует отметить, что в рамках описанной в статье методики пока не производится решение прямой задачи электроразведки: данные ЭРР, как было отмечено, используются для отбивки контуров аномалиеобразующих тел по изолиниям, соответствующим заданному пользователем значению УЭС. Выбор этого значения должен быть сделан в соответствии с геологическими особенностями ЛУ, иначе в процесс комплексирования будет внесён субъективный фактор. Чтобы этого не допустить, предлагается дополнить методику моделированием разреза/сечения куба УЭС и его сравнением с реальными данными. Таким образом, итоговую ГСМ можно будет считать результатом совместной

инверсии данных несейсмических методов.

Список литературы

1. Cox M.J.G. Static Corrections for Seismic Reflection Surveys. SEG, 1999, 531 p.
2. Kirk D.B. NVIDIA CUDA Software and GPU Parallel Computing Architecture // Proceedings of the 6th International Symposium on Memory Management, ISMM 2007, Montreal, Quebec, Canada, October 21-22, 2007.
3. Robinson J.C. Statistically Optimal Stacking of Seismic Data // Geophysics, Vol. 35, №3 (June 1970), pp. 436-446.
4. Shelokhov I.A., Buddo I.V., Sharlov M.V., Agafonov Yu.A. Inversion of TEM

responses to create a near surface velocity structure // First Break, №36(10)/2018, P. 47-51.

5. Булычев А.А., Лыгин И.В., Мелихов В.Р. Численные методы решения прямых задач грави- и магниторазведки (конспект лекций). Учебное пособие для студентов и магистрантов специализации «Геофизика» – М. 2010. 164 с.

6. Гуренцов Н.Е., Твердохлебов Д.Н., Мельников Р.С. Повышение качества регистрируемых сейсмических данных на основе передовых технологий 2D/3D моделирования // Труды III Международной геолого-геофизической конференции и выставки «ГеоЕвразия 2020. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии» Том III (III) [сборник]. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2020, С. 22-25.

7. Кочнев В.А., Гоз И.В., Поляков В.С. Технология расчета плотностной и скоростной моделей и статических поправок по гравиметрическим данным // Геофизика, №1/2014. С. 2-7.

8. Мостовой Д.В., Твердохлебов Д.Н., Лыгин И.В., Молчанов А.Б., Габова М.Н., Гвоздик С.А., Емельянова К.Л., Мельников Р.С. Построение модели ВЧР на основе комплекса геофизических методов с целью улучшения качества данных обработки сейсморазведки // Геофизика, №2/2021. С. 25-35.

Подробнее об авторах



Молчанов
Алексей Борисович

специалист группы
геофизических работ
ООО «РН-Эксплорейшн»



Лыгин Иван
Владимирович

старший геофизик группы
геофизических работ
ООО «РН-Эксплорейшн»



Твердохлебов
Данила Николаевич

к.т.н., руководитель группы
геофизических работ
ООО «РН-Эксплорейшн»



Мостовой
Дмитрий Владимирович

ведущий специалист группы
геофизических работ
ООО «РН-Эксплорейшн»

Хотите избавиться от искажений?

■ Николя Тэлье, Филипп Эрман, Sercel

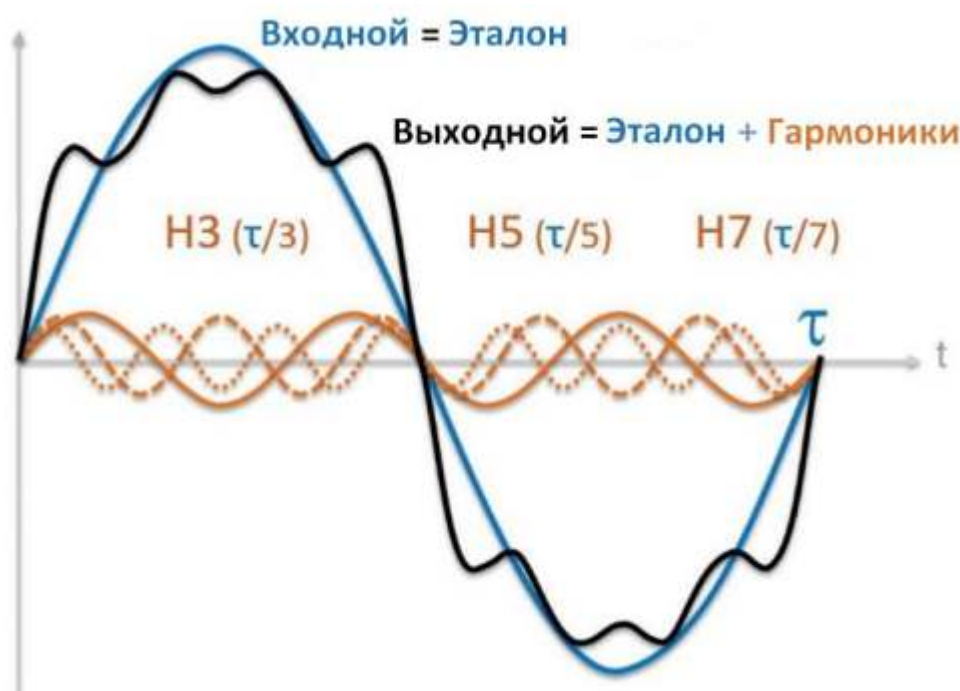
Кратко об искажении

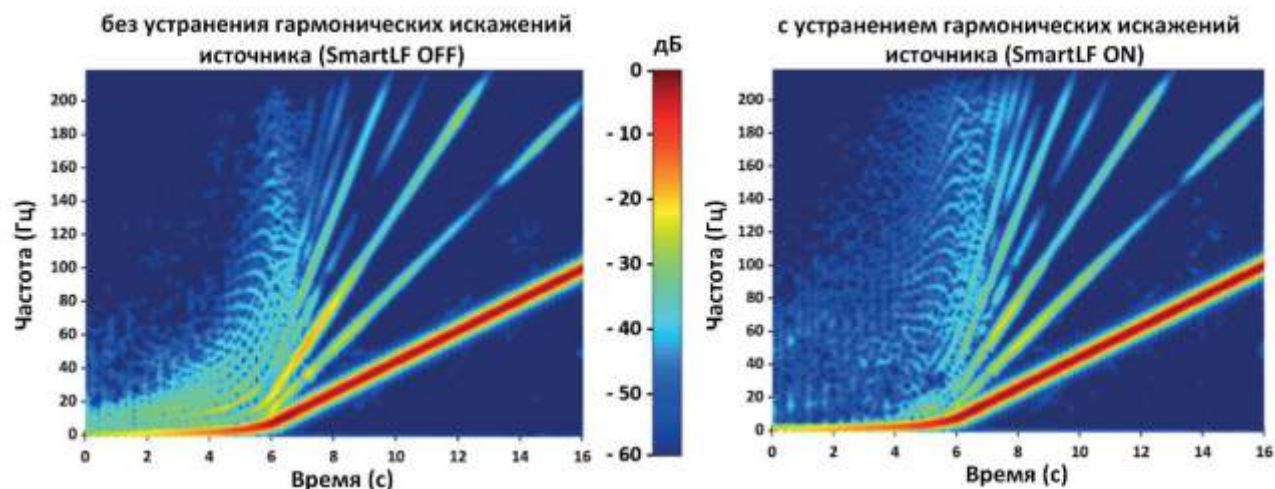
Конечные пользователи сейсмических данных зачастую упускают из виду некоторые характеристики сейсмического оборудования. Так обстоит дело, например, с искажением. Фактически, понятие искажения соответствует нежелательному гармоническому шуму, характеристики которого нелинейным образом зависят от характеристик сигнала. Искажения распространяются по всей сейсмической полосе частот, представляющей интерес, и засоряют основной сигнал, который требуется принять. Уровень гармонического зашумления увеличивается по мере снижения частоты (на низких частотах амплитудные искажения более выражены, и имеют больше гармоник в пределах интересующей полосы частот), но их можно уменьшить с помощью высокоэффективного оборудования. Однако стоит отметить существенную разницу между искажениями источника и приемника.

Искажение источника

Вибрационные искажения распространяются в подповерхностном пространстве (как компонент сейсмического импульса), непрерывно регистрируются и отслеживаются. В связи с этим существует мнение о возможности их использования для получения изображений, хотя исследования такого рода все еще находятся на стадии изысканий. Однако чаще всего искажение источника остается нежелательным сигналом, ассимилированным с шумом. Существуют эффективные решения для детерминированной и статистической обработки данных, позволяющие снизить уровень засорения данных источниками гармоник. Более эффективный способ справиться с эмиссией искаженного сейсмического импульса - уменьшить его при генерации, например с помощью опции SmartLF для электроники управления сейсмовиб-

▼ Рис. 1. Иллюстрация искаженного сигнала (на выходе) после прохождения предполагаемого «идеального» сейсмического сигнала (на входе с временным периодом τ) через физическое устройство (источник или приемник).





▲ Рис. 2. Спектр усилия на грунт в точке возбуждения, без применения (слева) и с применением (справа) SmartLF для VE464 при подавлении гармоник на стадии генерации сигнала.

ратором VE464. Это высокоэффективное решение устраняет наиболее вредоносные искажения, создаваемые вибратором при генерации низкочастотного свипа (рис. 2). Такое решение освобождает сейсмический импульс от гармоник источника в низкочастотном диапазоне. Чтобы вполне использовать все заложенные в нем преимущества, рекомендуется дополнить цепочку регистрации данных сейсмодатчиками с низким уровнем искажений.

Что касается взрывных источников, им эти искажения не свойственны: в этом случае основным источником искажений в сейсмической записи будут искажения приемника.

Искажение приемника

Как ни странно, искажения приемника до сих пор практически не рассматривались, разве что для второстепенных явлений. Эти искажения не несут никакой информации о подповерхностном пространстве: это чистые шумы, засоряющие запись. Их нельзя контролировать в поле (требуется лабораторные условия) или даже моделировать (из-за их нелинейности, зависимости от наклона датчика,

характеристик сигнала и т.п.), и, следовательно, их особенно трудно устранить при обработке. Например, искажения, порождаемые мощной низкочастотной поверхностной волной, в процессе регистрации способны засорить значительную часть полезной области полосы пропускания, что имеет место как при использовании вибросейсмических методов, так и, даже в большей степени, при работе со взрывными источниками. Искажения датчика особенно негативно влияют на отношение сигнал / шум при съемке с одновременным использованием нескольких источников (рис. 3). При динамике свыше 120 дБ в процессе регистрации, события умеренной и слабой выраженности попросту заглушаются гармоническим шумом от событий большей мощности.

Параметр искажения у сейсмического датчика будет тем лучше, если он позволяет избежать пропускания чрезмерного искажающего шума в регистрируемый набор сейсмоданных, а это та характеристика, которая в основном зависит от используемой в датчике технологии. Однако параметры искажения в дБ могут вводить в заблуждение, поскольку их

линейность не отражает огромного разрыва, лежащего в основе характеристик датчика:

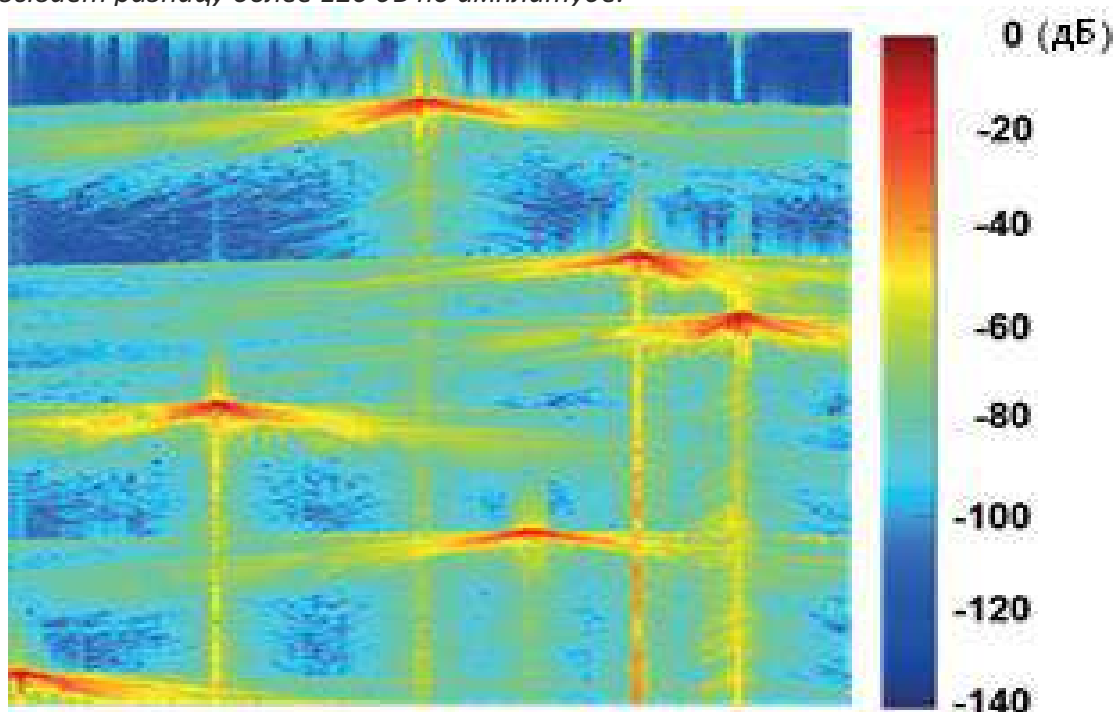
- Искажение -90 дБ (стандарт канала MEMS) соответствует среднеквадратичной амплитуде искажения, равной $1/31,600$ амплитуды основной гармоники сигнала. Это может показаться завышенным, но его следует сопоставить с динамикой полей сейсмических волн, которая превышает 120 дБ и соответствует динамическому диапазону систем сбора данных.

- При -60 дБ (стандарт для геофонов), отношение шума искажения к сигналу, достигает $1/1000$, что подходит для большинства сейсмических съемок. Значительные усилия для достижения таких показателей были предприняты в отрасли в 90-х и начале 00-х годов главным образом для того, чтобы обеспечить наилучший возможный результат от использования импульсных источников.

- При -30 дБ, отношение шума искажения к сигналу увеличивается до

$\sim 1/31$, неустраняемого уровня шума, который значительно влияет на качество регистрируемых данных, в частности, с импульсными источниками, но также и при использовании вибросейсмических методов, когда применяется эффективное решение для подавления искажений при генерации сигнала. Этот уровень искажения -30 дБ представляется наилучшим для пьезоэлектрических датчиков: наиболее совершенные из современных пьезоэлектрических датчиков стоимостью порядка 1000 долларов действительно имеют заявленную характеристику в -40 дБ, в то время как недорогие пьезоэлектрические датчики демонстрируют гораздо более сильные искажения. Однако фактические искажения приемника оказываются намного выше, чем искажения датчика, поскольку механическая установка датчика в сейсмоприемник имеет следствием значительные дополнительные искажения (например, из-за трения реактивной массы). В этом отношении можно ожи-

▼ Рис. 3. Блендинг при проведении сейсмосъемки с наложением сейсмических сигналов показывает разницу более 120 дБ по амплитуде.



дать искажений от -10 до -30 дБ, в зависимости от задействованных частот, для сейсмического канала на основе пьезодатчика.

Выводы

Искажения сейсмического волнового поля, вызываемое оборудованием, является проблемой при любом типе регистрации данных. Если искажения вибраторов должным образом учитываются в сейсмической отрасли, то в случае датчиков это случается редко. Однако искажение датчика является значительным источником шума, который крайне негативно влияет не только на сейсмоданные, полученные при работе со взрывом, но и на данные, получаемые при использовании технологий вибросейс, при одновременной съемке с несколькими источниками или при съемке с использованием низких частот. Искажение датчика является чистым неустранимым шумом, поэтому сейсмическое волновое поле, записанное приемником с высокими искажениями, будет иметь худшее качество и меньшую точность в сравнении с записью приемником, должным образом подобранным по параметрам искажения. Это негативно влияет на точность зарегистрированных амплитуд, на качество получаемых изображений и построение глубинно-скоростной модели (ГСК), и в дополнение ведет к необходимости более сложной обработки и интерпретации.

Подробнее об авторах



Николя
Тэлье

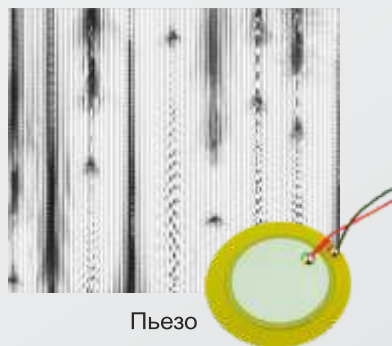
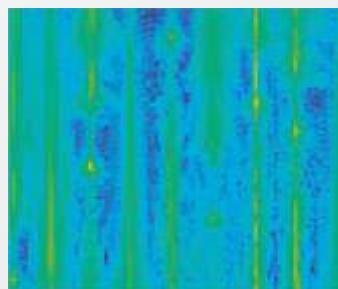
Sercel



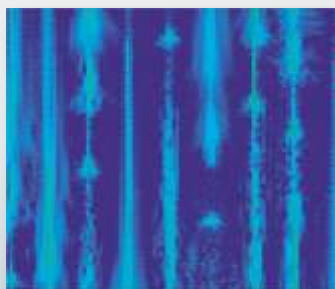
Филипп
Эрман

Sercel

ХОТИТЕ ИЗБАВИТЬСЯ ОТ ИСКАЖЕНИЙ?



Пьезо



Аналоговый геофон



QuietSeis® MEMS

Выбирайте датчик MEMS 3-го поколения



- ♦ Самое низкое искажение: -90 дБ
- ♦ Отсутствие перекрестных помех: 8+ октав
- ♦ Идеальное дополнение для виброисточников со SmartLF
- ♦ Лучшая технология для съемки с одновременным использованием нескольких источников
- ♦ Принципиальное улучшение качества данных при деблендинге



Nantes, France
sales.nantes@sercel.com

www.sercel.com

Houston, USA
sales.houston@sercel.com

В ЛЮБОМ МЕСТЕ. В ЛЮБОЕ ВРЕМЯ. ВСЕГДА.



Ahead of the CurveSM

Испытания прототипа отечественного вибросейсмического комплекса

- Афанасенков А.П., Зарипов С.М., Онгемах Э.Г., Череповский А.В., АО «Росгеология», г. Москва
- Жуков А.П., Горбунов В.С., ООО «НПП «Спецгеофизика», г. Москва
- Гурьев С.В., Юров А.А., ООО «Фирма «Геосейс», г. Москва

Описаны полевые испытания прототипа отечественного вибросейсморазведочного комплекса, призванного составить конкуренцию иностранному оборудованию не только на внутреннем российском рынке, но и на рынках стран ближнего и дальнего зарубежья. Сейсмические записи, полученные стандартной зарубежной кабельной регистрирующей системой 428XL и отечественной бескабельной регистрирующей системой «Геотом», характеризуются полной идентичностью, что позволяет комбинировать разное сейсмоприёмное оборудование на одной площади или объединять соседние кубы данных на этапе их обработки и интерпретации.

Прошло несколько десятков лет с тех пор, как отечественные разработки в области сейсморазведочного (и вообще геофизического) оборудования доминировали на внутреннем рынке нашей страны, а отдельные серийные образцы поставлялись за рубеж, где пользовались заслуженной популярностью. Современное состояние внутреннего рынка сейсморазведочного оборудования таково, что доля отечественных производителей многократно снизилась и теперь колеблется от 1-2% до 10-15% в зависимости от вида оборудования.

Таким образом, в настоящее время на российском геолого-геофизическом рынке наблюдается тотальная зависимость от импортного оборудования и комплектующих. Главная проблема такой зависимости заключается в геополитических рисках. Участились случаи, когда поставка комплектующих американского производства оказывается невозможной из-за торговых-экономических санкций. В последние два года обозначилась еще одна проблема – пандемия коронавируса, которая влечёт за собой существенное увеличение времени поставок импортных запасных частей, что создаёт угрозу срыва сейсморазведочных работ на отдельных

площадях. Фактически, отечественная геологоразведка оказалась заложником указанных обстоятельств.

Летом 2020 года руководство АО «Росгеология» выступило с инициативой импортозамещения в области сейсморазведки путем создания отечественного вибросейсморазведочного комплекса, призванного составить конкуренцию иностранному оборудованию не только на внутреннем рынке, но и на рынках стран ближнего и дальнего зарубежья. Было принято решение, что в состав единого комплекса должно входить оборудование полного цикла сейсморазведочных работ вибрационным способом: 1) вибрационные источники упругих колебаний, 2) система синхронизации вибрационных источников и их управления, 3) система регистрации сейсмических данных. Составляющие нового вибросейсморазведочного комплекса должны быть хорошо интегрированы для его устойчивой и безотказной работы в любых поверхностных и климатических условиях, а также предоставить альтернативное аппаратное решение отечественным сервисным компаниям.

Разработчиками нового вибросейсморазведочного комплекса под эгидой АО «Росгеология» выступили следующие

производители отечественного оборудования: АО «Геосвип», ООО «НПП «Спецгеофизика», ООО «Фирма «Геосейс». Кроме разработки самого вибросейсморазведочного комплекса перед участниками проекта была поставлена еще одна важная задача: увеличить степень локализации комплектующих для производимого в России оборудования. Иными словами, необходимо свести к минимуму количество элементов, поставляемых иностранными производителями, но не в ущерб качеству всего комплекса.

В октябре 2020 г. на производственном полигоне компании АО «Геосвип» в г.Кимры участники описываемого проекта представили свои разработки. Там же были проведены демонстрационные испытания прототипа нового российского сейсморазведочного комплекса.

Вибрационный источник. Для проведения испытаний компания АО «Геосвип» предоставила модифицированный гусеничный виброисточник СВС-30-М1 (Рис.1). в этой модели модификации подверглись многие механические и

гидравлические узлы. В возбудителе вибрации применена более тяжелая реактивная масса. Вес виброисточника увеличен до 32 тонн (пиковое усилие – 300,6 кН, усилие прижима – 30 тонн). Кроме того, увеличен общий объем гидроаккумуляторов за счет дополнительных гидроаккумуляторов, смонтированных непосредственно на реактивной массе. Эти нововведения обеспечивают более эффективную работу виброисточника на самых низких частотах, начиная от 1–2 Гц, и выход на полную мощность, начиная с 5 Гц.

Система управления. На модифицированный вибрационный источник СВС-30-М1 установлена уже зарекомендовавшая себя отечественная система управления GDS-II производства ООО «НПП «Спецгеофизика» (Рис.2). Эта простая и надежная система управления виброисточниками является универсальной – шифратор и дешифратор расположены в одном устройстве. При разработке новой модификации GDS-II удалось уменьшить количество элементов в блоке управле-

▼ Рис.1. Вибрационный источник сейсмических сигналов СВС-30-М1 (АО «Геосвип»).



ния за счет «переноса» некоторых функций в область программного обеспечения устройства, что позволило повысить его надежность и уменьшить себестоимость. Обновленная система управления GDS-II не имеет аналогов по математическому обеспечению, функционалу и производительности.

Блок управления GDS-II совместим с любыми отечественными и импортными виброисточниками, с телеметрическими кабельными и бескабельными системами регистрации, оснащен всеми современными средствами коммуникации, включая встроенные приёмники глобальных навигационных спутниковых систем GPS и/или GLONASS.

Главной отличительной особенностью обновленной системы управления GDS-II является то, что в ней предусмотрена реализация высокопроизводительных методик сейсморазведочных работ при непрерывной регистрации данных, а также методик повышения качества и

информативности сейсмических данных, разработанных в ООО «НПП «Спецгеофизика» (АВИСейс®, BROADSWEEP®, Q-sweep®, Shuffle®). Кроме того, геофизик-оператор имеет возможность задавать любую форму управляющего вибрационного сигнала. Также в блоке управления производится запись сигналов вибратора на USB-flash для специальной обработки и контроля качества.

Использование системы управления GDS-II позволит повысить устойчивость работы всех составляющих разрабатываемого вибросейсморазведочного комплекса.

Регистрирующая система. В разрабатываемом вибросейсморазведочном комплексе регистрация сейсмических данных обеспечивается отечественными одноканальными бескабельными модулями «Геотом» (Рис.3) производства компании «Геосейс». «Геотом» – это

▼ Рис.2. Блок управления сейсмическими вибраторами GDS-II (ООО «НПП «Спецгеофизика»).



▼ Рис.3. Модуль бескабельной регистрирующей системы «Геотом» при полевых испытаниях в условиях Сибири.



#	Технические характеристики бескабельной системы «Геотом»	Значения
1	Температурный диапазон	-40 .. +50 градусов
2	Динамический диапазон записи, дБ	126
3	Время работы, непрерывно (в режиме 12 часов работа / 12 часов перерыв), в днях	До 90 (до 180)
4	Период квантования, мс	0.5, 1, 2, 4
5	Временная синхронизация и определение местоположения каналов	GLONASS/GPS/GALILEO
6	Точность временной синхронизации, мкс	1
7	Среднекв. точность определения местоположения (открытое пространство), см	< 10
8	Контроль и управление сейсморегистрирующими каналами	По радиоканалу
9	Передача данных	По радиоканалу и оптическому каналу при установке в модуль сбора данных
10	Совместимость	Все типы сейсмоисточников: импульсные, вибрационные, взрывные, пневмо
11	Контролируемые параметры	Температура, заряд источников питания, уровень микросейсм, настройки параметров записи, состояние записи сейсмических данных, состояние записи навигационных данных.
12	Изменяемые параметры	Частота дискретизации, усиление, настройка режимов работы/энергосбережения, режимы определения местоположения
13	Вес, кг	1.5-1.6 кг
14	Периодичность передачи статусов	1-2 мин

инновационная регистрирующая система, разработанная с целью получения сейсморазведочных данных высокого качества не только при повышенной, но и при стандартной плотности наблюдений.

Испытания опытных образцов бескабельной системы «Геотом» подтвердили достижение заложенных на этапе проектирования показателей. Это точность определения координат бескабельных модулей; дальность, скорость и устойчивость передачи данных по радио; динамический диапазон регистрирующих

каналов; длительность работы встроенных батарей и т.д. Также успешно опробована совместимость с различными системами синхронизации (в т.ч. GDS), различными типами сейсмических источников (таких как вибрационные источники компании «Геосвип» и импульсные источники «Геотон» компании «Геосейс»).

Чтобы гарантировать качество записываемых сейсмических данных и отсутствие потерь данных (например, по причине разрядки встроенных аккумуля-

торов), модули «Геотом» сообщают центральной станции свое состояние не реже 1 раза в 2 минуты после установки на профиле. Модули «Геотом» обладают низким энергопотреблением, и в течение 6 месяцев – всего сезона сейсморазведочных работ при температуре до -40°C – не требуют периодической доставки в полевой лагерь для замены и подзарядки элементов питания. Таким образом, современная бескабельная система «Геотом» разработана с учетом реальных условий выполнения сейсморазведочных работ на территории РФ.

Демонстрационные испытания. В октябре прошлого года на полигоне АО «Геосвип» в г.Кимры прошли демонстрационные испытания отечественного вибросейсморазведочного комплекса полного цикла. Для выполнения опытных работ 2D было использовано следующее оборудование: вибрационный источник сейсмических сигналов CBC-30-M1 производства АО «Геосвип», блок управления виброисточником GDS-II производства ООО «НПП «Спецгеофизика», бескабельная система «Геотом» разработки компании «Геосейс» (21 модуль), кабельная телеметрическая система ведущего мирового производителя (21 канал), одиночные низкочастотные высокочувствительные сейсмоприемники SG-5 (21 шт.).

Цель опытных работ заключалась в проверке работоспособности разрабатываемого комплекса и взаимодействия его основных частей: вибрационный источник сейсмических сигналов – система синхронизации виброисточников – регистрирующий канал. Важными задачами опытных работ были тестирование модернизированной конструкции возбуждателя вибрации виброисточника, анализ его характеристик и оценка идентичности сейсмических записей для двух

регистрирующих систем, а также подтверждение функционала бескабельной регистрирующей системы «Геотом» и выявление недоработок с целью их дальнейшего устранения.

Для полевых испытаний была выставлена фиксированная активная расстановка 2D, которая состояла из 21 пункта приема с шагом 2,5 м, то есть база активной расстановки составила 50 м. Линия возбуждения была расположена параллельно линии приема на удалении 50 м, где было расположено 4 пункта возбуждения с шагом 150 м.

Для тестирования предлагаемого вибросейсморазведочного комплекса был выбран свип-сигнал с линейной разверткой и длительностью 12 с. Были опробованы следующие начальные частоты развертки по порядку: 8 Гц, 6 Гц, 4 Гц, 2 Гц. Конечная частота свип-сигнала была принята равной 128 Гц. Мощность излучения варьировалась от 50% до 80% от усилия прижима. Также был опробован нелинейный свип-сигнал с упором на возбуждение очень низких частот.

Сейсмические данные в процессе демонстрационных работ параллельно записывались двумя видами систем регистрации: бескабельной системой «Геотом» и стандартной кабельной телеметрической системой.

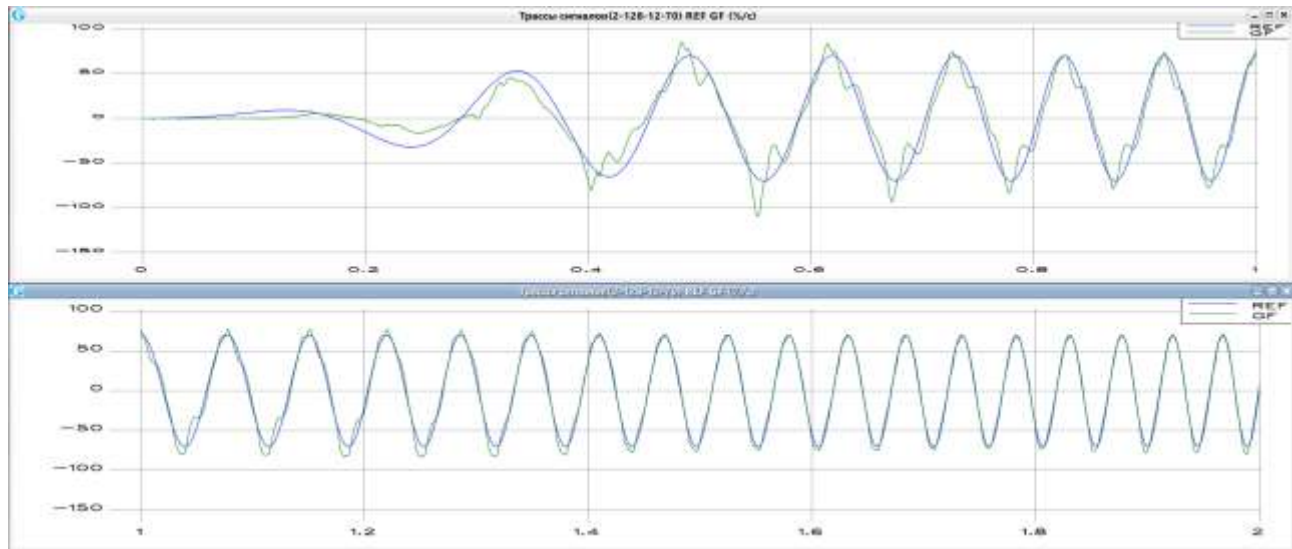
Параллельная регистрация производилась одиночными приёмниками SG-5 с собственной частотой 5 Гц. Для последующей корреляции записанных виброграмм, управляющий сигнал записывался на служебный канал обеих систем регистрации, подключенных к блоку управления GDS-II. Всего было записано 32 виброграммы, по 4 записи в прямом и обратном проходе на каждую точку возбуждения. Сбор данных с беспроводных модулей происходил по радиоканалу в процессе опытных работ.

Оценка работы виброисточника СВС-30-М1. В результате модернизации гидравлической системы и других узлов виброисточника было обеспечено улучшение его характеристик с низкими начальными частотами. Была продемонстрирована возможность возбуждения свип-сигналов, начиная с частот 2 и 4 Гц.

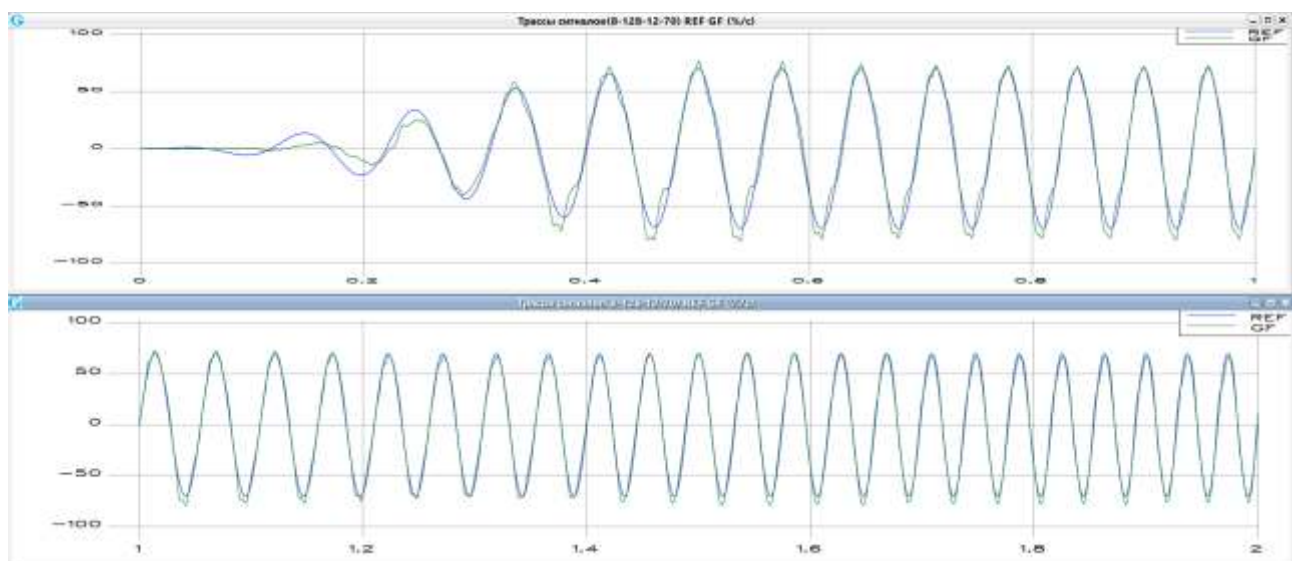
Разумеется, искажения сигнала увеличиваются с уменьшением начальной частоты, что связано с особенностями работы гидравлической системы виброисточника: ход реактивной массы на низких частотах большой, а скорость перемещения массы невелика. Чтобы реактивная масса перемещалась плавно,

без рывков и провалов, необходим запас по гидравлическому усилию. Гидравлическое усилие на виброисточниках ограничивается мощностью дизеля и производительностью вибрационного насоса. Чем больше объем гидроаккумуляторов, тем меньше пульсации в гидравлической системе. Разница формы между электрическим сигналом (REF) и толкающим усилием (GF) будет всегда отчетливее наблюдаться при уменьшении начальной частоты свип-сигнала, то есть с уменьшением частоты увеличиваются искажения, как показано на рисунках 4 и 5.

▼ Рис.4. Форма начальной части свип-сигнала при развертке с 8 Гц.



▼ Рис.5. Форма начальной части свип-сигнала при развертке с 2 Гц.



Блок управления задает и удерживает в заданных пределах мощность излучения источника при помощи гидравлической системы. Принято считать, что отклонение от заданной мощности не должно превышать 5%. Однако при начальной частоте свип-сигнала 2 Гц происходит небольшой «завал» мощности на 70% и выше. Как известно, если требуется возбуждать свип-сигналы с пониженной начальной частотой, следует применять специальные нелинейные развертки типа Low-Dwell или BROADSWEEP.

Параметр «нелинейные искажения» показывает, на сколько процентов отличается толкающее усилие (GF) от управляющего сигнала (REF). Принято считать, что приемлемые допуски по пиковым нелинейным искажениям составляют 35%, а по средним – не более 25%. В процессе тестирования виброисточника СВС-30-М1 только при развертке с 2 Гц пиковые нелинейные искажения превысили 35%, а в остальных случаях значения нелинейных искажений находились в допустимых пределах.

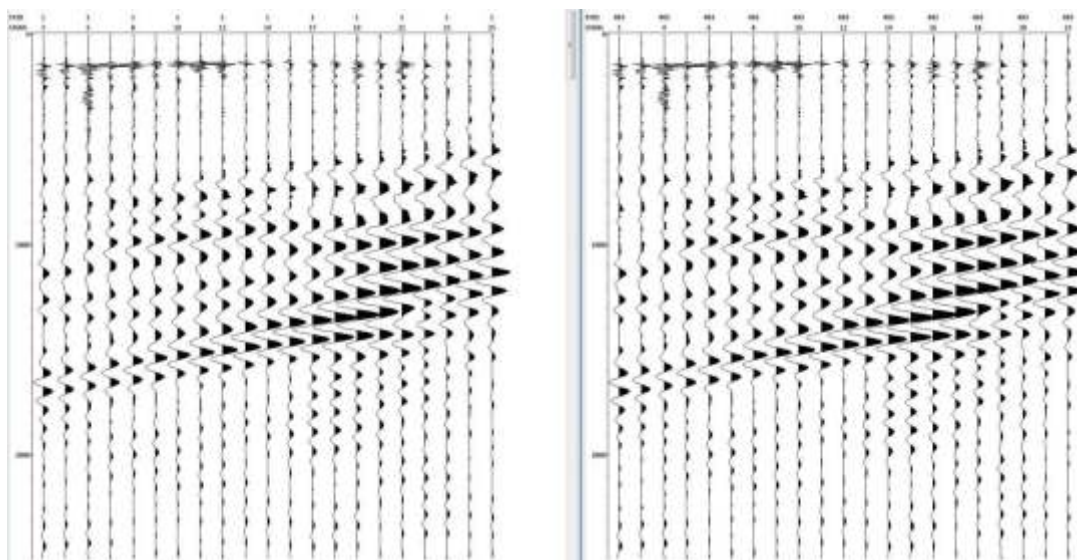
Кроме стандартных свип-сигналов (длительностью 12 с) были опробованы и длинные свип-сигналы (длительностью

48 и 64 с) при частотном диапазоне 4–128 Гц на мощности 70%. Все упомянутые выше основные характеристики виброисточника СВС-30-М1 оставались в допустимых пределах.

В ходе испытаний было установлено, что модернизированный источник СВС-30-М1 может уверенно работать на мягком грунте с начальной частоты 4 Гц, в то время как более ранние модели виброисточников СВС-24/PC27 на похожих грунтах давали большие искажения с начальной частоты 8 Гц. Планируются дальнейшие исследования на твердом грунте в разных климатических условиях для подтверждения достигнутых результатов.

Результаты демонстрационных испытаний. Вибросейсмические записи параллельно регистрировались кабельной и бескабельной системами регистрации. Использовался линейный управляющий сигнал 4–128 Гц длительностью 12 с. При визуальном анализе двух вариантов регистрации (Рис.6) разницу увидеть невозможно; коэффициент взаимной корреляции между соответствующими каналами составил 0,999597. Это говорит

▼ Рис.6. Сейсмограммы, записанные бескабельной системой «Геотом» (слева) и кабельной телеметрической системой (справа). Предоставлено компанией «Геосейс».



о том, что полученные записи практически идентичны.

Заключение. Полевые испытания отечественного вибросейсморазведочного комплекса продемонстрировали работоспособность его составляющих и подтвердили целесообразность дальнейших конструкторских разработок и совершенствования комплекса. Показано, что отдельные системы, составляющие комплекс, интегрируются друг с другом и работают вместе согласованно, не уступая зарубежным системам в качестве получаемых сейсмических данных.

Усовершенствованный вибрационный источник СВС-30-М1 производства АО «Геосвип» обладает повышенной эффективностью возбуждения сигнала на низких частотах, начиная с 2 Гц.

Обновленная система управления GDS-II позволяет реализовывать высокопроизводительные методики сейсморазведочных работ при непрерывной регистрации данных, а также методики, разработанные в ООО «НПП «Спецгеофизика» и обеспечивающие повышение качества и информативности сейсмических данных.

Сейсмические записи, полученные стандартной зарубежной кабельной регистрирующей системой и отечественной бескабельной регистрирующей системой «Геотом», характеризуются полной идентичностью, что позволяет комбинировать разное сейсмоприёмное оборудование на одной площади работ (в зависимости от поверхностных условий или предпочтений подрядчика) и на этапе обработки данных объединять соседние кубы данных.

Подробнее об авторах



Афанасенков
Александр Петрович
Первый заместитель
Генерального директора
АО «Росгеология» -
руководитель
производственного
блока, доктор геол.-мин.
наук.

Область интересов:
геологоразведочные
работы на нефть и газ,
геолого-геофизическая
интерпретация.
Автор и соавтор 70 статей,
2 книг, 45 докладов
на научно-практических
конференциях
и учебного курса.



Зарипов
Салават Мияссарович
Вице-президент,
Директор по геофизическим
работам АО «Росгеология».
Область интересов:
геологоразведочные
работы на нефть и газ,
наземные и скважинные
сейсморазведочные
исследования,
аппаратура и методика
сейсморазведочных работ.



Онгемах
Эдмунд Гарриевич
Генеральный директор
АО «Геосвип»,
АО «Росгеология».
Эксперт по промысловой
и наземной геофизике.
Область интересов:
аппаратура для промысловой
геофизики, вибросейсмо-
разведки; геофизическое
приборостроение и машино-
строение. Автор и соавтор
3 научных работ.



Череповский
Анатолий Викторович
Советник Первого
заместителя Ген. директора
АО «Росгеология»,
кандидат техн. наук.
Область интересов:
аппаратура и методика
сейсморазведочных работ.
Автор и соавтор 40 научных
публикаций и докладов,
2 монографий по наземной
сейсморазведке
и англо-русского словаря
по прикладной геофизике.
Автор образовательного
курса лекций ЕАГЕ.



Гурьев
Сергей Владимирович
Генеральный директор
ООО «Фирма «Геосейс».
Область интересов:
сейсмомониторинг
месторождений,
экологосберегающие
технологии сейсморазведки,
новое оборудование.
Автор и соавтор 10 статей,
5 докладов на
научно-практических
конференциях,
соавтор 3 патентов.



Жуков
Александр Петрович
Главный научный сотрудник
ООО "НПП "СПЕЦГЕОФИЗИКА",
доктор техн. наук,
профессор геологического
факультета МГУ
им.М.В.Ломоносова.
Область интересов:
геофизические методы
поисков полезных
ископаемых. Автор
и соавтор 9 монографий,
70 научных статей,
35 докладов на конферен-
циях, 12 патентов.



Юров
Антон Александрович
Главный геофизик
ООО «Фирма «Геосейс».
Область интересов:
сейсмомониторинг
месторождений,
экологосберегающие
технологии сейсморазведки,
новое оборудование.
Автор и соавтор 12 статей,
10 докладов на
научно-практических
конференциях,
соавтор учебного курса.

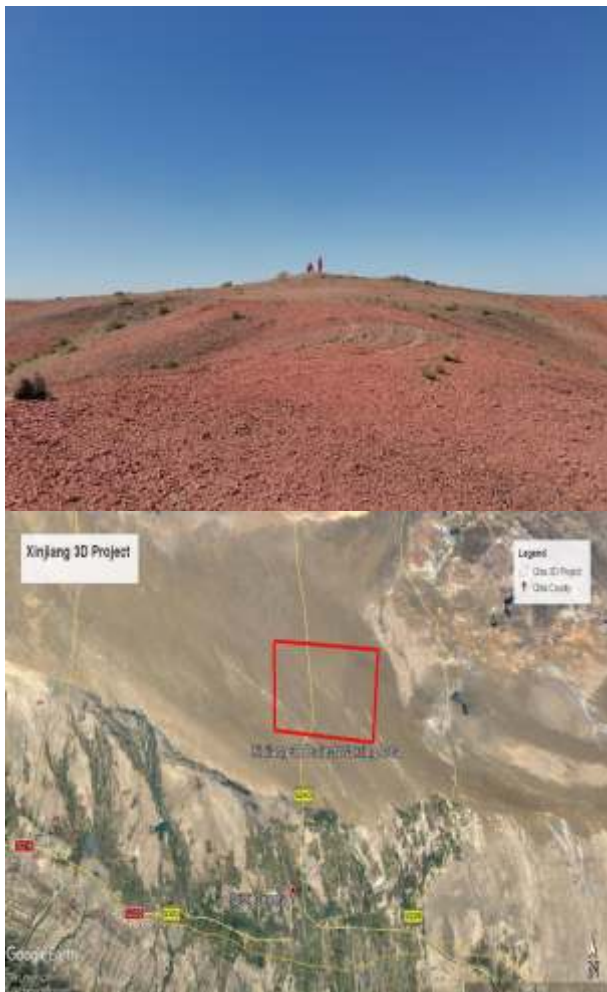


Горбунов
Виктор Сергеевич
Зам. генерального
директора по стратегичес-
кому развитию
ООО "НПП "СПЕЦГЕОФИЗИКА".
Область интересов:
геофизические методы
поисков полезных ископаемых.
Автор 4 научных статей.
Ведущий курса
доп. профессионального
образования.

Высокопроизводительная сейсморазведка 3D в Синьцзян-Уйгурском автономном районе КНР с интеллектуальной системой SmartSolo (DTCC)

В мае 2021 года интеллектуальная сенсорная система SmartSolo была использована на сейсморазведочном проекте 3D компанией «Xinjiang» - известной сервисной сейсморазведочной компанией, специализирующейся на нефтегазовых изысканиях.

Проект проходил в северной части гор Тяньшань, в автономной префектуре Хуэй, Синьцзян-Уйгурский автономный район. Рельеф площади был очень сложным и разнообразным: пустыня Гоби, национальный геологический парк Ярданг, такыры, угольные шахты и крутые холмы. Гоби занимала 69% от площади исследования (Рис.1).



▲ Рис. 1. Ландшафт в районе работ.

На площади в направлении господствующего ветра протянулись прямолинейные борозды с асимметричными крутыми склонами. Их разделяют острые гребни, образованные из глины и суглинка: на протяжении долгого времени ветер выдувал слабые и сыпучие породы, оставляя твердые. Именно такой ландшафт называется «ярдангами». Высота ярдангов достигает нескольких метров, их длина как минимум в три раза больше ширины, а при взгляде с высоты они напоминают лодку.

Работы были также осложнены наличием нескольких электростанций и угольных заводов.

Надежное оборудование SmartSolo

На проекте было применено 20 000 каналов IGU-16HR 5 Гц. Система наблюдения представляла собой 146 линий приема, 61 000 пунктов приема и 184 909 пунктов взрыва. В качестве источника возбуждения использовались виброисточники.

После того, как была осуществлена мобилизация, сборка и настройка внутреннего оборудования была выполнена всего за два дня. В комплект оборудования входило 3 сервера, 2 комплекта 32-портовых DHR, 5 комплектов 48-портовых BCR и 4 комплекта машин для автоматической сборки/разборки узлов.

После того, как все оборудование было подготовлено, сразу же началась предварительное тестирование каждого узла. Геофизики полевой партии завершили написание сценариев всех станций сбора данных за очень короткий период и провели проверку идентичности оборудо-



▲ Рис. 2. Ярданги – уникальная форма рельефа в районе работ.

дования. Все блоки успешно прошли испытание.

Кроме того, была осуществлена проверка полярности, а также проверка возможности работы GPS на различной глубине (5 см, 10 см, 15 см, 20 см и 25 см). Данное тестирование было выполнено в соответствии с требованиями заказчика до начала официального сбора сейсмических данных по проекту. Эти испытания показали, что IGU могут уверенно собирать сейсмические данные на разных глубинах захоронения, с высокой последовательностью и надежностью. Таким образом, была дополнительно подтверждена высокая надежность системы SmartSolo.

Оптимальный состав сейсмоотряда

После предварительной подготовки проекта и завершения различных тестов

▼ Рис. 4. Датчики IGU-16HR 5Hz.



▲ Рис. 3. Оборудование IGU-16HR 5Hz, подготовленное к работе.

наступает непосредственно этап сбора данных. Отряд, отвечающий за развертывание, насчитывает всего 50 человек. Каждый из них отвечает за транспортировку и развертывание 40 IGU. Они также непосредственно отвечают за включение IGU с помощью магнитного переключателя. Еще 7 сотрудников отвечают за сканирование блоков при считывании материала. Один грузовик отвечает за перевозку не менее 2000 IGU за один раз.

Полевые работы на проекте продолжались всего 22 дня, при этом средняя ежедневная стрельба составляла 8405 выстрелов, а максимальная ежедневная стрельба - 13 000 выстрелов. Каждый день собирается и перекладывается около 2100 IGU.

Внутренние работы, включая разборку IGU, загрузку данных, тестирование и повторную сборку, осуществлялись всего

▼ Рис. 5. Серверы и стойки для сбора данных.





▲ Рис. 6. Считывание данных IGU.

за 3 часа, что значительно снизило рабочую нагрузку на сейсмоотряд. Высокая гибкость и простота в эксплуатации системы SmartSolo существенно повышает операционную эффективность проекта, что позволяет снизить затраты на сейсморпартию и повысить экономическую эффективность проекта.

Из-за большого количества использованных каналов высокоскоростное извлечение данных стало главным приоритетом инженеров SmartSolo. Поэтому специалисты технической поддержки SmartSolo и команда разработчиков программного обеспечения немедленно приступили к совместной работе по оптимизации программного обеспечения и обновлению системы. В результате скорость извлечения данных возросла более чем в 2 раза. Ежедневная

▼ Рис.8. Демонтаж IGU .



▲ Рис. 7. Перевозка блоков IGU.

рабочая нагрузка по считыванию данных выполняется точно и быстро.

Благодаря низкой частоте отказов блоков, своевременному и быстрому решению для снижения скорости обработки данных, высокой степени автоматизации и стабильности операционной системы, а также полной функции контроля качества IGU, SmartSolo получил высокую оценку клиентов.

Компания DTCC (Шэньчжэнь) Co., Ltd

Всегда придерживается клиентоориентированного подхода в предоставлении своих услуг, поставляет высоконадежное оборудование и своевременно реагирует на запросы клиентов.

DTCC интегрировала производство, исследования и продажи в одну из бизнес-моделей отраслевой цепочки, которая может фундаментально решить проблемы пользователей перед продажами, во время подготовки персонала пользователей и на этапе эксплуатации.

Такое оборудование поможет вам с легкостью воспринимать сложный мир!



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.



ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ РАЗРАБОТОК
В СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНУЮ ОТРАСЛЬ
ОТ ВЕДУЩИХ ЗАВОДОВ КНР



РЕАЛИЗУЕМ БОЛЕЕ 550 ВИДОВ ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ
И КОМПЛЕКТУЮЩИХ К ВЕДУЩИМ СИСТЕМАМ
СБОРА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ SERCEL 408, 428 И
508, ARAM-ARIES, ГРУППАМ ГЕОФОНОВ И ДР.



ПОДДЕРЖИВАЕМ ОПТИМАЛЬНОЕ КОЛИЧЕСТВО
ТОВАРОВ НА СКЛАДЕ В ТЮМЕНИ ДЛЯ
ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ОПЕРАТИВНЫХ И БЕСПЕРЕБОЙ-
НЫХ ПОСТАВОК КОМПЛЕКТУЮЩИХ И ИНОГО ОБОРУ-
ДОВАНИЯ ЗАКАЗЧИКУ В САМЫЕ КОРОТКИЕ СРОКИ.



10 лет государственному геологическому холдингу «Росгеология»



В июле текущего года «Росгеология» отметила своё десятилетие. Акционерное общество «Росгеология» – уникальная многопрофильная компания, которая призвана решать системные задачи в геологической отрасли России. Свою историю «Росгеология» ведет с 19 октября 1918 г. В этот день Высшим Советом Народного Хозяйства было принято решение об основании Московского отделения Геолкома, позже преобразованного в «Центргеологию».

В целях дальнейшего развития минерально-сырьевой базы России по Указу Президента Российской Федерации от 15 июля 2011 г. (№ 957) «Центргеология» была переименована в «Росгеологию», которая стала стержнем геологического холдинга, в который на сегодняшний

день вошло 53 профильных государственных предприятия.

Холдинг «Росгеология» осуществляет полный спектр услуг, связанных с геологоразведкой: от региональных геологических и геофизических исследований до параметрического бурения и мониторинга состояния недр. Холдинг обладает уникальными компетенциями, в частности, в области морской геологии и работы на шельфе. За время работы предприятиями холдинга открыто более 1000 месторождений, среди которых крупнейшие месторождения углеводородного сырья и твердых полезных ископаемых, такие как Астраханское (2,5 трлн м³ газа), Тенгизское (3,1 млрд тонн нефти), Ковыктинское (1,9 трлн м³ газа), Сухой Лог (порядка 2 тыс. т золота), Курская магнитная аномалия и многие другие.

Президент РФ Владимир Путин поздравил коллектив «Росгеологии» с 10-летним юбилеем. "Объединяя предприятия во многих регионах России, ваша компания вносит весомый вклад в изучение недр и воспроизводство минерально-сырьевой базы страны. И конечно, важно, что, внедряя современные технологии, воплощая в жизнь востребованные проекты по поиску перспективных районов добычи полезных ископаемых, разработке месторождений Арктического шельфа, вы сохраняете приверженность замечательным трудовым традициям, заложенным поколениями выдающихся ученых, инженеров, специалистов", – отметил Владимир Путин.

Сергей Горьков, Генеральный директор и Председатель Правления АО «Росгеология», в интервью телеканалу «Большая Азия» подчеркнул: «Мы не забываем, что экономика у нас еще в значительной мере ресурсная. Для того чтобы добыть эти ресурсы, их сначала надо найти. Поэтому геология как в советское время, так и сейчас, конечно же, является фундаментальной отраслью, с которой во многом всё начинается».

Дальнейшее развитие геологоразведочной отрасли немыслимо в отрыве от новых технологий и инновационных решений, которые должны основываться на грамотной стратегии. Так, в холдинге «Росгеология» с 2019 года действует мультимодальная стратегия, которая позволила компании быстро перестроиться в кризисный 2020 год и закончить его с чистой прибылью более полумиллиарда рублей. Более того, холдинг продолжал обновлять парк оборудования и инвестировать в новые технологии. «Зачем инвестировать, когда в отрасли кризис? Обычно все сервисные компании сокращают... А затем, чтобы стать

лидером и завоевать ниши завтра! Это идеология мультимодальности. Вот мы её реализуем, и могу сказать, что стратегия полностью позволила нам успешно пройти сложный 2020 год. И самое главное, нам не надо менять стратегию в этом году, – она полностью показала свою состоятельность и экономическую эффективность. Мы дальше по ней работаем», – заявил Сергей Горьков в рамках пресс-конференции ТАСС.

Мультимодальность – это один из принципов древнейшей китайской игры Го. В своих интервью Сергей Горьков не раз отмечал, что стратегии, которые применяются в этой игре, можно и нужно использовать для успешного ведения бизнеса. Эффективность такого подхода доказывает и широкомасштабное развитие холдинга «Росгеология».



Сергей Николаевич Горьков – Генеральный директор и Председатель правления АО «Росгеология»

На территории Российской Федерации «Росгеология» выполняет широкий спектр геологоразведочных работ (ГРП) по госзаказу. За последние два года «Росгеология» провела ГРП на углеводородное сырье за счет федерального бюджета по 31 госконтракту на площади около 1,3 млн. кв. км. Главным направлением в последние годы остаётся выполнение региональных сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проводимых в

комплексе с профильными гравимагнитометрическими, электроразведочными (МТЗ, ЗСБ) и литогазогеохимическими работами. Эти работы сопровождаются бурением параметрических скважин, без которых результаты и эффективность остальных видов исследований существенно снижаются.

В рамках выполненных государственных контрактов на территории Российской Федерации отработано 19747 пог.км МОГТ-2Д на суше, 15599 пог.км МОГТ-2Д на шельфе, 14889 пог.км электроразведки (МТЗ, ЗСБ), 16633 пог.км гравимагнитных работ, 8950 пог.км литогазогеохимии. Параметрическим бурением пройдено 41168 м. Обработано 59480 пог.км материалов сейсморазведки МОГТ-2Д и проведена интерпретация 41780 пог.км сейсморазведки МОГТ-2Д. Описанные работы были проведены, в основном, на территориях Дальневосточного (около 29%) и Сибирского (около 22%) федеральных округов.

При выполнении ГРР на территории Приволжского, Южного и Северо-Кавказского федеральных округов предприятиями «Росгеологии» – АО «НВНИИГГ» и АО «ЦГЭ», совместно с ФГБУ «ВНИГНИ» и ФГБУН «ГИН РАН» – разработаны и применены высокотехнологичные приёмы сейсморазведочных исследований, позволившие детализировать строение глубокозалегающих пластов. На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции были закартированы малоразмерные перспективные объекты в отложениях девонско-каменноугольного возраста.

В целях улучшения результатов геофизических исследований и повышения эффективности сейсмических работ АО «Геосвип» разработало вибрационный источник СВС-30-М1+, позволяющий расширить частотный диапазон регис-

трируемых данных в сторону низких частот (до 4,5 Гц). А при работах на акваториях, где это возможно, предлагается использовать взрывной источник сейсмических сигналов с бурением полым шнеком и размещением заряда в грунт.

Что касается морей и океанов, то в фокусе региональных геологоразведочных работ на нефть и газ оказались шельфы и глубоководные океанические окраины арктических морей и Тихоокеанской окраины Камчатки и Курильских островов, а также доизучение малоизученных участков Баренцевоморской и Лаптевоморской провинций НГП.

Перспективные направления ГРР на углеводородное сырье несомненно требуют решений на уровне современных цифровых технологий, которые давно, минимум за 50 лет до начала цифрового бума в общественном сознании, используются в геолого-геофизических работах. Геологи при изучении недр Земли получают, накапливают и используют огромные цифровые массивы данных, применяют математические методы и алгоритмы их обработки, проводят расчеты с использованием суперкомпьютерных технологий. Именно применение цифровых технологий позволило развиваться наиболее используемому в настоящее время видам ГРР – это сейсморазведка, гравиразведка, магниторазведка и электроразведка.

Интерпретация результатов геологоразведочных работ подразумевает проведение анализа и визуализации геологических данных не только по перечисленным отдельным видам геологоразведочных работ, но и всех известных результатов геологоразведочных работ, полученных по другим методам, а также и исторических данных в целом. Это осуществимо, если все работы с геологическими данными проводят-

ся на единой цифровой платформе, в единой системе координат пространства и времени. Геолого-геофизические данные – это колоссальные массивы цифровой информации, которые требуют комплексных решений и алгоритмов обработки, использования современных технологий факторного анализа и фрактальной геометрии.

Цифровая платформа для работы данными геологоразведки позволяет не только организовать совместную работу с различными видами геологических данных из различных территориально распределенных геологоразведочных информационных систем, но и обеспечить синхронизацию цифровых данных полевых и камеральных работ, а также значительно ускорить их обобщение применением искусственного интеллекта, что в конечном итоге обеспечивает быстрое внедрение результатов ГРП в проекты недропользователей. Конечно, анализ и обобщение огромных цифровых массивов данных геолого-геофизической информации должны базироваться на современной стратиграфической (временной) основе, точных палеонтологических данных и данных абсолютного возраста пород осадочного чехла. Вообще, цифровое упорядочение номенклатуры нефтегазопромысловых и стратиграфических подразделений, а именно, приведение всех геолого-геофизических данных к единым временным (стратиграфическим) стандартам является важнейшей задачей ближайших лет.

В целом цифровая организация геолого-геофизических данных может рассматриваться в качестве единого направления геологоразведки - Цифровая геологоразведочная информационно-стратиграфическая система (ЦГРИСС), разработка которой существенно упрос-

тит весь процесс выполнения работ, их контроля и внедрения результатов (то есть открытия месторождений).

За 10 лет Холдингом был пройден большой и сложный путь. Были успехи, были этапы инерционного развития и преодоления внутренних и внешних кризисов. Но курс на операционную трансформацию и повышение эффективности, зафиксированный в утвержденной стратегии развития Холдинга «Геология 4.0», полностью себя оправдал. Благодаря слаженной работе – созданию производственной системы, диверсификации деятельности и увеличению доли коммерческих контрактов, цифровой трансформации и развитию партнерских проектов, выходу на новые международные рынки и обновлению парка оборудования – кризисный 2020 год был завершён с прибылью.

В своём поздравлении коллектива «Росгеологии» с 10-летием компании, Сергей Горьков отметил: «Главная ценность – наш коллектив, Профессионалы с большой буквы. Залог успеха компании – преданность профессии, инициатива сотрудников, способность учиться на ошибках и добиваться результата. Поэтому мы уверенно смотрим в будущее и создаем это будущее уже сегодня!»

Очерк подготовили специалисты АО «Росгеология»:

*д.г.-м.н Афанасенков А.П.,
к.г.-м.н. Корчагин О.А.,
к.т.н. Череповский А.В.*



Your Gateway to Business in Eurasia

Стратегический и управленческий консалтинг на нефтесервисном рынке Ближнего Востока

Анализ состояния рынка и перспективных направлений в регионе под интересы клиентов;

Разработка стратегии вхождения на рынок;

Поиск и подбор решений по расширению и оптимизации бизнеса в странах Ближнего Востока;

Развитие Вашего бизнеса «под ключ».

Партнерство

Представление интересов клиента в странах региона;

Поиск местных партнёров и заказчиков, организация переговоров;

Привлечение инвестиций под перспективные проекты.

Поставки оборудования и разработка технологических решений

Аренда и продажа нового и бывшего в употреблении оборудования и комплектующих для геологоразведки на море и на суше;

Подготовка проектных решений под запрос.

Россия, г. Москва:

+7 (985) 222 48 44

Россия, г. Уфа:

+7 (347) 246 90 74

ОАЭ, г. Дубай,

+971(56) 170 2553

info@eurasia-oil-services.com



www.eurasia-oil-services.com

Сейсморазведка своих не сдает. Разве что в аренду.



Аренда сейсморазведочного оборудования

SERCEL 428/508 – регистрирующая система для работ на суше и в транзитных зонах

Aram Aries II – телеметрический комплекс

RT 2 System – гибридная система регистрации с беспроводной передачей данных в режиме реального времени

GEOTON – семейство невзрывных импульсных сейсмоисточников

SLIM WAVE – внутрискважинная телеметрия в реальном времени, для ВСП, межскважинных и микро-сейсмических работ.

G-SOURCE / BOLT – пневматический сейсмоисточник

Судно шутер «Скат» для сейсморазведки в транзитных зонах

Катамараны проекта «Гео» для проведения геофизических и инженерно- геологических работ

Тел/факс: +7 (495) 694-1940 – круглосуточно
E/mail: info@geoton.ru www.geoseisholding.ru



ХОЛДИНГ ГЕОСЕЙС