ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

АПРЕЛЬ-ИЮНЬ

2/2023

Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:



КОМПЛЕКСНЫЕ технологии

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Новые материалы о российской бескабельной системе «Геотом»

SMARTSOLO
World's First Smart Seismic Sensor

www.smartsolo.com

Революция в сейсморазведке

ПЕРЕВОРОТ В СТОИМОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

в 2 раза быстрее проведение работ | в 2 раза меньше полевого персонала | в 2 раза меньше затраты на проект



ВЫСОКОПЛОТНУЮ СЕЙСМОРАЗВЕДКУ МОЖНО ДЕЛАТЬ ЗНАЧИТЕЛЬНО ДЕШЕВЛЕ!

«ВКонтакте»

Официальный дистрибьютер SmartSolo Inc. в РФ и СНГ

ООО «Геотенсис»

+7(927) 040-07-39

geotensis@yandex.ru

Общие глобальные поставки

430,000+ каналов

ТЕМА НОМЕРА:
«Комплексные технологии»

СОДЕРЖАНИЕ:

Наши партнеры 4

КОЛОНКА РЕДАКТОРА
Главный редактор Слонов Д.Н. 5

ТЕМА НОМЕРА
Возможности технологии сейсморазведки 2D/3D ОГТ «Умный удар» для регистрации флюидного резонанса в качестве прямого нефтепоискового признака
Детков В.А., Сибгатулин В.Г., Кабанов А.А. 6

Современное состояние и направления развития геофизических методов прогнозирования нефтегазоносности разреза, основанных на изучении аномалий частотного спектра геофизических полей
Михеев С.И., Волкова Е.Н., Тимофеев В.В. 13

Особенности обработки геофизических сигналов в семействе измерителей МЭРИ Смарт
Епишкин Д.В., Яковлев Д.В., Яковлев А.Г. 23

Система для трехмерных сейсмоакустических наблюдений на акваториях – технология работ и обработки данных
Бирюков Е.А., Понимаскин А.И., Маев П.А., Гайнанов В.Г., Токарев М.Ю. 35

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ
Влияние геометрии группы пневмоисточников на сейсмический сигнал при выполнении 4D-мониторинга
Казанин А.Г., Базилевич С.О., Литвачук А.В., Романов В.В. 42

Экологосберегающая сейсморазведка 3D на территории Пермского края
Лаптев А.П., Пятунина Е.В., Череповский А.В., Хакимова Ж.А. 53

О важности подбора параметров съемки до начала полевых работ
Цуцаев Г.В., Недоступов А.З., Шарафутдинов Т.Р. 60

Революция сейсморазведки в эпоху «ГЕОТОМ»
Тиссен А.А. 66

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
««Геотом» вызывает Таймыр» – об испытаниях российского оборудования в компании «Башнефтегеофизика»
Сираев И.А., Гафаров Р.М., Сибагатуллин А.А. 74

Особенности диагностики технического состояния полевой аппаратуры в методах естественных сейсмических полей
Пономаренко Д.В., Вихорева А.А., Пыхалов В.В., Рассказов А.Н., Агафонов В.М., Неешпапа А.В., Гарифуллин И.Р. 81

SmartSolo – расширяя горизонты возможностей
Чай И., Волков А.Е. 95

Высокопроизводительные и высокоплотные работы с импульсными источниками в Республике Коми
Ошкин А.Н, Турчков А.М., Гладилов Д.В., Мосягин Е.В. 100

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИДЕИ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Геологическое изучение недр, включая поиски и оценку месторождений углеводородного сырья в надсолевых отложениях Северо-Западной части Прикаспийской впадины
Сокулина К.Б., Попова П.Ф., Сивожелезов Е.В. 114

ЛЮДИ, ДАТЫ, СОБЫТИЯ

Практика проведения полевых семинаров по сейсморазведке
Воцалевский В.З., Назыров Д.Д., Любимов Е.В., Дакиров В.С., Коротков А.Б, Гордиенко А.В. .120

VI Международная геолого-геофизическая конференция: «ГеоЕвразия-2023. Геологоразведочные технологии – наука и бизнес». Пост-релиз 124

Завершилась Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа -2023» 25-26 мая 2023 г. 127

НАШИ ПАРТНЕРЫ

Главный редактор:
Слонов Д.Н.

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

Руководитель проекта
Матвеев С.А.

Корректор:
Голубева А.Р.

Учредитель:
СРО МОО ЕАГО

Издатель:
ООО «ПСРГео»

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

Обложка и оформление:
Мокроусов Д.В.

Вёрстка:
Мокроусов Д.В.

Тираж отпечатан
ИП Волоконский
Андрей Викторович
Тел.9053260213
Тираж: 300 экз.

Подписано в печать:
15.06.2023

Дата выпуска:
30.06.2023

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

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

Организатор журнала:
Турлов П.А.

Уважаемые коллеги!

Позиционируя себя, прежде всего, как журнал геофизиков-практиков, мы ставим перед собой такие задачи:

- Оценка и анализ рыночных реалий;
- Продвижение новых технологий и оборудования в геофизике;
- Создание рекламного продукта для компаний, размещающих публикации и рекламу;
- Поддержка российских производителей;
- Подготовка публикаций фундаментальной науки;
- Участие в учебно-педагогической деятельности ВУЗов и программ переподготовки.

Таким стал основной лейтмотив доклада, с которым журнал выступил на нескольких конференциях весной. Раздел «Люди, даты, события» рассказывает о прошедших конференциях, журнал выступил информационным партнером мероприятий. Радует, что каждое подобное событие расширяет аудиторию нашего издания.

Мы хорошо понимаем значимость форумов, на которых специалисты делятся опытом и новыми идеями, поэтому предложили участникам конференций подготовить публикации по материалам докладов. Это может заинтересовать авторов по двум причинам. Во-первых, ПриС является изданием, включенным во второй квартиль списка ВАК (публикации в журналах из первого и второго квартилей являются допуском к защите кандидатских и докторских диссертаций). Во-вторых, аудитория журнальной статьи, распространяемой в электронной версии свободно, гораздо шире, чем на любом, самом представительном форуме. Да и время жизни научной публикации куда длиннее, чем у доклада.

Участникам конференций, решивших дать статью по материалам доклада конференции, где наш журнал выступает информационным партнером, мы решили предоставлять скидку на публикацию в размере 20%.

Второй номер журнала Приборы и Системы посвящен комплексным технологиям. По большому счету практически все геофизические проекты требуют использования нескольких технологических решений. Наверное, поэтому номер оказался таким насыщенным и разнообразным.

Комплексирование сейсморазведки типа АНЧАР и высокоточной гравиразведки предлагают специалисты Саратовского Государственного университета, обнаруживших связь аномального поведения полей с прямыми признаками объектов углеводородов. Развивает тему технологии прямых поисков УВ работа, посвященная фильтрационно-резонансной сейсморазведке (ФРС), подготовленная сотрудниками компании «Экологический центр рационального освоения природных ресурсов» (г. Новосибирск).

Журнал продолжает информировать специалистов отрасли о новой российской сейсморегистрирующей системе «Геотом». Об апрельском тестировании новой системы специалистами АО «Башнефтегеофизика» в статье «Геотом вызывает Таймыр». А публикация Александра Тиссена (компания «Геосейс») дает оценку возможных технологических перемен, ожидающих сейсморазведочный конвейер с внедрением этой бескабельной системы.

В поддержку темы бескабельных технологий в сейсморазведке будет рассказ о новых возможностях и новых проектах, выполненных с использованием оборудования SmartSolo.

Продвижение новых идей и оборудования лучше всего происходит через успешные проекты, ставших успешными именно за счет новаций. Таким проектом стали «Высокопроизводительные и высокоплотные работы с импульсными источниками в Республике Коми», о которых в своей статье рассказывают авторы из компаний ООО «Соника» и АО «СНИИГГиМС».

Расширяя аудиторию журнала, мы открываем новый для издания раздел – «Геологические идеи и результаты». Надеемся, что журнал станет интересной площадкой для представления геологических результатов, и новый раздел издания не будет пустовать.

Тема следующего номера - «Программные средства для геофизиков». Прием материалов в третий номер журнала – до 1 сентября.

А пока – приятного Вам прочтения очередного номера журнала «Приборы и системы разведочной геофизики».

Главный редактор журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики»,



Слонов Дмитрий Николаевич

Возможности технологии сейсморазведки 2D/3D ОГТ «Умный удар» для регистрации флюидного резонанса в качестве прямого нефтепоискового признака

Детков В.А., Сибгатулин В. Г., Кабанов А. А., г. Красноярск.

Прямой прогноз залежей углеводородов на основе геофизических методов «давняя мечта» геофизиков-нефтеразведчиков. В 50-80-х годах прошлого века опробовались методики прогноза нефтегазовых залежей (НГЗ) на основе высокоточных гравитационных и магнитных полей. Промышленное использование высокоточные магнитные и гравитационные съемки для прямого прогноза НГЗ не получили развития ввиду неоднозначности связей параметров НГЗ и вмещающих пород с аномалиями гравимагнитных полей.

Перспективы прямых поисков НГЗ геологи-геофизики во второй половине XX века связывали с различными модификациями электромагнитных методов. Однако, эффект достигнут только в случаях простого (с позиций электромагнитных методов) строения НГЗ и вмещающего геологического пространства.

Наибольшие усилия, затраты и, соответственно, положительные результаты получены при использовании данных сейсморазведки МОВ-ОГТ для прямого прогноза НГЗ.

В 80-х годах прошлого века и, особенно, в первые десятилетия XXI века разработаны многочисленные алгоритмы и программы для извлечения информации о нефтегазонасыщении коллекторов, т.е. попутно с информацией о структуре геологической среды при обработке и интерпретации данных 2Д/3Д ОГТ геофизики прогнозируют (на основе анализа динамических параметров отраженных волн) положение в разрезе не только пород различной литологии, но и нефтегазонасыщенность коллекторов.

Достигнутая эффективность прогноза НГЗ по данным среднечастотной (10-100 Гц) сейсморазведки не превышает 50%, что связано как с искажающим влиянием покрывающих НГЗ пород, недостаточной разрешающей способностью среднечастотной сейсморазведки при картировании маломощных (10 метров и менее) колекторов, а также несоответствием частотного диапазона сейсмической регистрирующей аппаратуры при работах МОВ-ОГТ (10-100 Гц) и частотного диапазона собственных колебаний флюидных объектов (0,1-5,0 Гц).

В середине 90-х годов прошлого века был выявлен эффект «АНЧАР» – низкочастотный (0,1-5,0 Гц) сейсмический шум, характерный для НГЗ.

На основе выявленного эффекта была разработана и успешно внедрена в практику нефтегазопоисковых работ технология «АНЧАР», которая в изученных геофизикой и бурением районах обеспечивает подтверждаемость прогноза залежей в 80-85% случаев [1]. Нам не известны данные об эффективности технологии «АНЧАР» на региональном и поисковом этапах в малоизученных геофизикой и бурением районах. На начальном этапе внедрения авторам технологии «АНЧАР» не удалось получить декларируемую ныне эффективность на уровне 80-85%. Поэтому технология «АНЧАР» была дополнена источником-вибратором для воздействия на НГЗ, что удорожает работу и не соответствует понятию «пассивной» сейсморазведки, для которой источник шумов не известен.

По нашему мнению, в условиях минимума (или отсутствия) априорной инфор-

мации о нефтегазонасыщенности коллекторов и особенностей конкретных объектов (структурные, неструктурные залежи, рифы и т.д.) эффективность технологии «АНЧАР» будет существенно ниже (на уровне 50%).

Следует отметить, что для того, чтобы «раскачать» НГЗ на глубинах более 2,0 км требуется значительная мощность источника. Публикации о связи эффективности технологии «АНЧАР» с мощностью используемых вибраторов нам не известны. Но вряд ли одиночный современный сейсморазведочный вибратор способен «раскачать» НГЗ на глубинах более 2,0 км, либо для этого потребуется много времени (для накопления сигналов), что неизбежно снижает экономическую эффективность технологии.

Классический метод «пассивной» сейсморазведки реализован группой исследователей в республике Татарстан (ООО «Градиент», г. Казань) в виде технологии низкочастотного сейсмического зондирования (НСЗ) [2,3]. При этом, авторы НСЗ исходят из совершенно другой (по сравнению с «АНЧАР») физической модели. Модель НСЗ основана на регистрации на поверхности (низкочастотными приборами 0,1-10,0 Гц) сейсмических шумов между отражающей поверхностью НГЗ и дневной поверхностью.

Для того, чтобы ослабить «шум» от неоднородностей пород, покрывающих НГЗ, авторы метода НСЗ моделируют эти шумы и вычитают их из исходного (зафиксированного аппаратурой) «шума». При этом декларируется эффективность НСЗ также на уровне 80%. Такой результат возможен только при достоверном знании физических параметров (плотностей, мощностей, скоростей и т.д.) неоднородностей пород, перекрывающих НГЗ, а также физических свойств от отражающих поверхностей НГЗ и пород, включающих в себя залежи. Метод НСЗ несомненно эффективен в условиях детально исследованных территорий, когда стоит задача детализации известных залежей, либо поиск залежей, находящихся в тех же геолого-геофизических условиях, что и известные в ближайшем окружении от искомой НГЗ.

Попытки использовать данные традиционной среднечастотной (10-100 Гц) сейсморазведки МОВ-ОГТ для прогноза НГЗ [4] не увенчались успехом, так как частотный диапазон собственных шумов НГЗ (0,1-5,0 Гц) находится вне частотного диапазона среднечастотной сейсморазведки, а динамические характеристики отраженных от НГЗ сейсмических волн искажены поверхностными неоднородностями разреза.

Упомянутые выше ограничения технологий «АНЧАР» и НСЗ не играют существенной роли в модели технологии флюидной резонансной сейсморазведки (ФРС) **(Patent №: US 10,520,615 B1).**

ФРС основана на регистрации максимума сейсмических шумов (стоячих волн Фарадея), возникающих в НГЗ при воздействии на залежь мощного энергетического источника – 14-тидневных резонансов гравитационных приливов в земной коре при движении системы Земля-Луна вокруг Солнца [4]. Резонансы возникают при взаимодействии гравитирующих факторов: расстояние Земля-Луна, расстояние Земля-Солнце, глубина барицентра системы Земля-Луна при обращении вокруг Солнца.

Мощность природного «невзрывного источника» – резонанса 14-тидневных приливов – существенно выше, чем мощность одиночного сейсмического вибратора, что проверено экспериментально [5]. Установлено, что при воздействии 14-тидневных резонансов приливов на 10-ти метровую нефтяную залежь на глубине около 2,5 км (месторождение Самотлор в Западной Сибири) давление внутри НГЗ (по данным цифрового барометра) увеличивается на 1-2% под влиянием энергии резонанса приливов по сравнению с горным давлением (на 1-2 атмосферы при горном давлении 100 атмосфер) [6]. Серийный сейсмический вибратор не способен увеличить давление на пласт на сопоставимые величины. Соответственно, природный «невзрывной источник», используемый технологией ФРС, позволяет «раскачивать» залежь и вызывать в ней стоячие волны Фарадея на фоне постоянно действующих в залежи сейсмических шумов. Флюидные нефтегазовые залежи проявляются в виде максимумов амплитуд спектров сейсмических шумов во время прохождения через потенциальную НГЗ энергии 14-тидневных резонансов. Таким образом, технология ФРС обеспечивает лучшее (по сравнению с «АНЧАР» и НСЗ) соотношение сигнал/помеха при спектральном анализе шумов.

Как показала практика использования технологии ФРС в различных регионах РФ (Восточная и Западная Сибирь, респ. Коми) и в США (Техас), даже в маломощных залежах (2-3 метра) возникают стоячие волны, которые проявляются в виде аномалий спектров сейсмических шумов.

Технология ФРС предусматривает регистрацию шумов не в ограниченные (30-60 мин) интервалы времени (как это реализовано в технологиях «АНЧАР» и НСЗ), а в заранее прогнозируемое время: до, во время и после (три этапа по 12 часов) 14-тидневного резонанса гравитационных приливов. Длительность регистрации шумов в технологии ФРС снижает ее производительность по сравнению с технологиями «АНЧАР» и НСЗ, однако повышает соотношение сигнал/помеха, что в конечном итоге обеспечивает геолого-экономическую эффективность.

В связи с тем, что технология ФРС пока не применялась в достаточных для надежной статистики объемах, декларировать ее эффективность в сравнении с вышеупомянутыми технологиями «АНЧАР» и НСЗ авторы не имеют оснований. Однако потенциальные возможности технологии ФРС позволяют применять ее на поисковом и региональном этапах при минимуме априорной геолого-геофизической информации.

Недостатком технологии ФРС является также невысокая точность (±300 м) привязки спектров стоячих волн к глубине залегания НГЗ. Это недостаток в технологиях «АНЧАР» и НСЗ устраняется использованием эталонной априорной информации. Аналогично и в технологии ФРС привязка спектров стоячих волн в НГЗ к геологическому разрезу с требуемой при сейсморазведке точностью (±10 м) возможна при наличии эталонной информации, в первую очередь данных о структуре и скоростных характеристиках геологического разреза – основной «продукции» сейсморазведки МОВ-ОГТ. Поэтому разработчики технологии ФРС в

публикациях постоянно обращают внимание на целесообразность комплексирования ФРС с традиционной сейсморазведкой МОВ-ОГТ для достижения оптимального геолого-экономического эффекта.

В связи с различием частотных диапазонов регистрирующих приборов (ФРС – 0,1-10,0 Гц, среднечастотная сейсморазведка МОВ-ОГТ – 10-100 Гц) невозможно без дополнительных затрат, связанных с использованием разнотипной аппаратуры и необходимостью учета времени возникновения 14-тидневных гравитационных резонансов, обеспечить комплекс упомянутых технологий. В последние годы в мире наблюдается тенденция перехода традиционной сейсморазведки МОВ-ОГТ на использование одиночных автономных сейсмоприемников с частотным диапазоном от 1,0-5,0 Гц.

Технология «Умный удар» при движущемся невзрывном источнике (патент РФ №2745481) [7] предусматривает использование одиночных сейсмоприемников, которые за промежуток времени (до нескольких суток) от расстановки до начала возбуждения и регистрации сейсмической информации ведут непрерывную регистрацию сейсмических шумов различной природы, включая сейсмический шум в НГЗ. Если при этом использовать сейсмические приборы с частотой регистрации от 1,0 Гц, то появляется возможность совмещения этапов регистрации технологии ФРС (а также технологий «пассивной» сейсморазведки «АНЧАР», НСЗ и др.) с производством работ традиционной сейсморазведки МОВ-ОГТ.

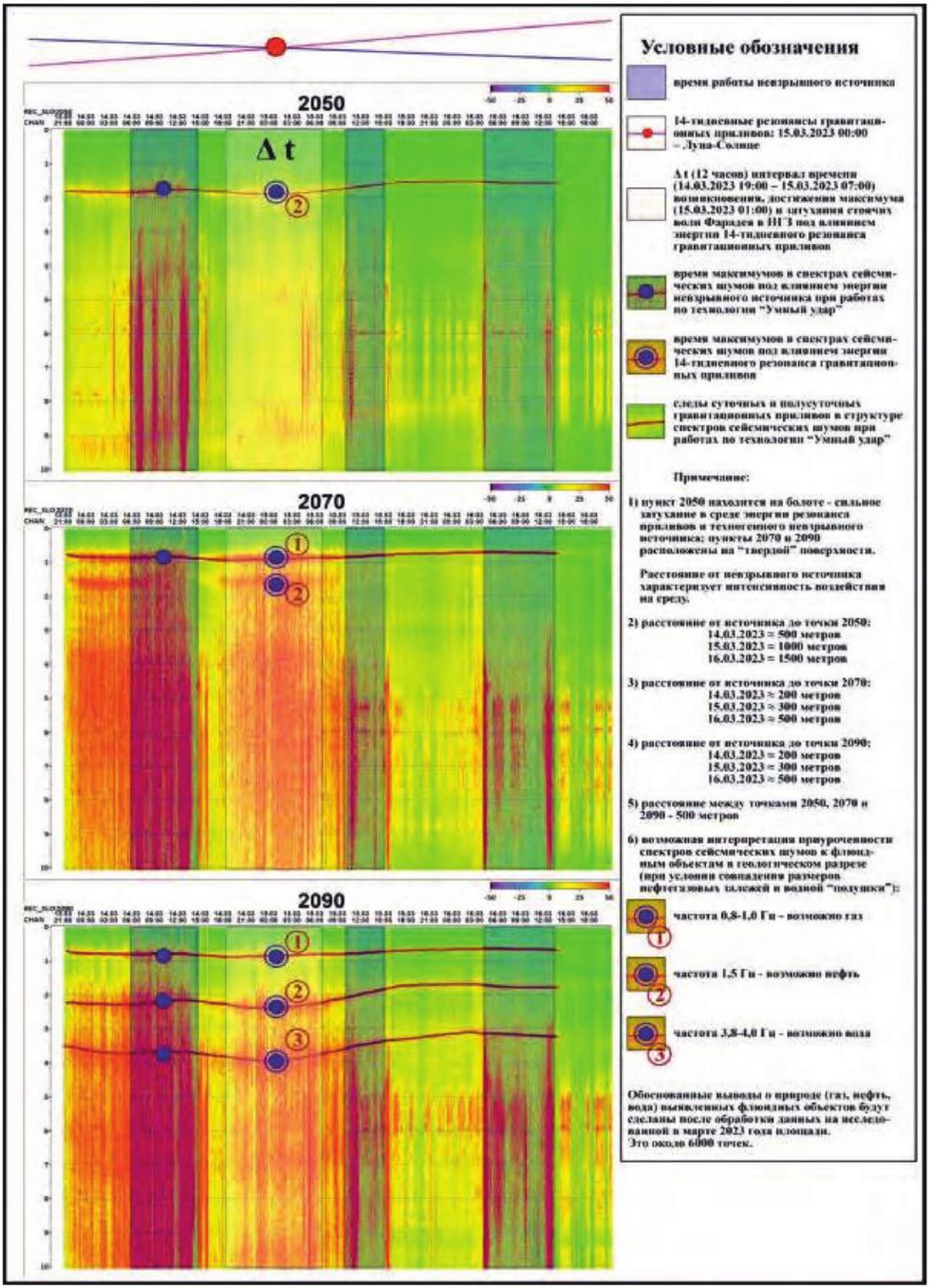
В последние годы в США, в Китае и пока в ограниченных объемах в РФ при нефтегазопоисковых сейсморазведочных работах начато использование высокоплотных систем регистрации с использованием приборов с нижней частотой от 1,0 до 5,0 Гц.

В этой связи было актуально проверить высказанное выше предположение о возможности не просто дополнения традиционной сейсморазведки технологией ФРС с аппаратурой сейсмологического диапазона частот (0,1-10,0 Гц), а совмещение регистрации сейсмических шумов в НГЗ при использовании низкочастотных одиночных сейсмоприемников (1,0-5,0 Гц) в рамках производства работ МОГТ.

Весной 2023 года на одном из месторождений в республике Коми были выполнены высокоплотные (кратность до 1000) сейсмические работы ОГТ по технологии «Умный удар» с использованием автономных сейсморегистраторов с нижней частотой 5,0 Гц. Владельцы информации согласились передать для опытной обработки по технологии ФРС некоторый объем первичных записей.

На рисунке 1 представлены типичные результаты обработки спектров сейсмических шумов в трех точках в пределах площади, где по данным глубокого бурения получены притоки нефти и газа (с глубины от 2000 до 3800 м). Несмотря на то, что регистрирующие приборы (от 5,0 Гц) не полностью перекрывают частотный диапазон сейсмических шумов в НГЗ (0,1-5,0 Гц), по результатам обработки спектров шумов установлено, что:

1) 14-тидневный резонанс гравитирующих факторов 13.03.2023 четко проявляется в спектре шумов на частотах 0,5, 2,0, 3,8 Гц (в это время с 15:00 14.03.2023 по 09:00 15.03.2023 возбуждение коле-



▲ *Рис. 1. Типичные спектры сейсмических шумов при регистрации автономными приемниками с диапазоном частот от 5,0 Гц при работах по технологии «Умный удар» на нефтегазоносной площади в республике Коми (март 2023 года).*

баний в технологии «Умный удар» не производилось). Таким образом, в этом временном интервале сейсмическая аппаратура с частотой от 5,0 Гц зарегистрировала сейсмические шумы – стоячие волн в НГЗ.

Обращает внимание тот факт, что визуально энергия спектров от работающего невзрывного источника и энергия спектров шумов от 14-тидневного резонанса 15.03.2023 сопоставимы по интенсивности несмотря на то, что приборы (5,0 Гц) снизили интенсивность сигналов от НГЗ в связи с отсечкой частот от 0,1 до 5,0 Гц регистрирующей аппаратурой.

2) Интенсивность (амплитуда спектров) сейсмических шумов от природного невзрывного источника (14-тидневного резонанса 15.03.2023) и техногенного источника сопоставимы между собой в различных точках, однако в целом интенсивность записей на точке 2050 по сравнению с точками 2070 и 2090 существенно ниже, что можно объяснить влиянием поверхностных неоднородностей разреза – точка 2050 находится в пределах болота, а точки 2070 и 2090 на возвышенности. При высокоплотных системах наблюдений имеется возможность при обработке данных (в том числе в рамках регистрации технологии ФРС) снизить уровень влияния поверхностных неоднородностей.

Подводя итоги, можно констатировать, что технология сейсморазведки «Умный удар» при переходе к регистрации с низкочастотными приборами от 1,0 Гц обеспечивает необходимые условия для реализации технологии ФРС для прямого прогноза НГЗ. Следует отметить, что есть возможность на этапе обработки данных при низкочастотной регистрации реализовать также алгоритмы и программы технологий «АНЧАР» и НСЗ.

Необходимый набор алгоритмов и программ для выявления флюидного резонанса в записи шумов имеется во всех известных обрабатывающих сейсмическую информацию пакетах. Для сортировки сейсмических трасс с целью оптимизации объемов обработки (выделить интервалы записи, соответствующих времени возникновения резонансов гравитационных приливов) алгоритмы и программы также имеются. При необходимости, без больших затрат, можно дополнить существующие пакеты специальными модулями для реализации технологии ФРС с целью прямого прогноза НГЗ. Сопоставление данных обработки по технологии ФРС и известным динамическим алгоритмам для прогноза литологии и нефтегазонасыщенности позволит обеспечить более надежный уровень прогноза НГЗ (можно ожидать достоверность прогноза на уровне 90-95%) по данным сейсморазведки в едином технологическом комплексе «Умный удар» и флюидной резонансной сейсморазведки (ФРС).

Литература

1. Муслимов Р.Х. и коллектив авторов, «Влияние гравитационных лунно-солнечных приливов земной коры на добычу нефти», «Нефтегазовое хозяйство», №1, 2006

2. Биряльцев, Е.В. Вильданов А.А., Еронина Е.В., Рыжов В.А., Рыжов Д.А., Шабалин Н.Я. Моделирование эффекта АНЧАР в методе низкочастотного сейсми-

ческого зондирования // Технология сейсморазведки. М.: Спектр, 2010. № 1. С. 31-40.

3. Mohammad Al Jadani, Evgenii Birialtcev, Vasilii Ryzhov, and Sergey Feofilov, GeoPulsar; Evgenii Mokshin, Gradient Technology, «Combining 1C & 3C Sensors: An Evolution in Passive LFS LowFrequency Seismic Exploration», Copyright 2020, International Petroleum Technology Conference.

4. Ведерников Г.В. Методика и технологии сейсморазведочных работ // Новосибирск; Томск; Нортхемптон: STT, 2006. 344 с.

5. Сибгатулин, В.Г.; Перетокин, С.А.; Кабанов, А.А. Резонансы гравитационных приливов – мощный энергетический источник геодинамических процессов в земной коре // Журнал Сибирского федерального университета, Техника и технологии. – Красноярск: ФГАОУ ВПО «СФУ, 2016. – 9(2) – С. 146-165.

6. Сибгатулин В.Г., Перетокин С.А., Кабанов А.А. Технология флюидной резонансной сейсморазведки для прямых поисков нефтегазовых залежей // Технологии сейсморазведки. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН 2016. – №3 – С. 28–37.

7. Патент на изобретение №2745481 (Способ и система сбора сейсмических данных) Патентообладатель: Детков В.А., Авторы: Детков В.А., Сибгатулин В.Г., Муртаев И.С.

Подробнее об авторах



Детков
Владимир Алексеевич

разработчик
инновации
«УМНЫЙ УДАР»,
кандидат технических
наук



Сибгатулин
Виктор Газизович

автор технологии ФРС,
Заслуженный геолог РФ



Кабанов
Алексей Анатольевич

разработчик инновации
ФРС, магистр науки
и техники по направлению
«Физика Земли и планет»

Современное состояние и направления развития геофизических методов прогнозирования нефтегазоносности разреза, основанных на изучении аномалий частотного спектра геофизических полей

Михеев С.И. д.-г.м.н., Волкова Е.Н. к-г.м.н. ,Тимофеев В.В.,
ФГБОУ ВО «СГУ имени Н.Г. Чернышевского», г. Саратов.

В статье проводится обзор публикаций о аномалиях частотного спектра геофизических полей, наблюдаемых над месторождениями углеводородов. Происхождение аномалий объясняется нелинейностью и, в частности, активностью изучаемых сред. Приводятся также сведения о нефтегазопоисковых технологиях использующих, такие аномалии в качестве прямых признаков залежей нефти и газа. Сформулированы предложения по развитию указанных технологий.

Аномалии частотного спектра над залежами УВ фиксируются не только в сейсмическом, но и в других геофизических полях. Приведем далее краткие сведения о физико-геологическим обосновании и особенностях конкретных геофизических технологий, основанных на изучении низкочастотной части спектра наблюденных полей.

Сейсмические методы

Последние десятилетия ознаменовались разработкой новых сейсморазведочных технологий геологоразведочных работ, основанных на изучении низкочастотной части спектра наблюденных полей [Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Штык А.В. 4, Теоретические аспекты и опыт использования 5, Б.М.Графов, С.Л.Арутюнов, В.Е.Казаринов 6 и др.]. В них о наличии месторождения судят по сдвигу в сторону низких частот максимума частотного спектра сейсмического сигнала, зарегистрированного на исследуемой площади, по сравнению с максимумом частотного спектра, полученного на «пустой» площади.

Хотя общепризнанного объяснения данный эффект не получил, ряд компаний разработали и успешно применяют технологии, основанные на обсуждаемом эффекте.

Вначале отметим, что физико-геологическое обоснование обуждаемых технологий базируется на активных моделях изучаемых сред. В отличие от этого ранее разработанные основные методы прямого прогноза базировались на пассивных моделях. Представления об активном характере исследуемых разрезов позволили существенно расширить количество и эффективность технико-методических приемов геофизических методов, использующихся при поисках и разведке месторождений углеводородов. Активность исследуемых сред предполагает, что они являются энергонасыщенными системами, находящимися в неустойчивом равновесии. При этом неоднородности геологического разреза могут излучать собственные колебания в виде естественной сейсмоакустической эмиссии, которые вызваны необратимыми процессами, происходящими в среде. Причем параметры этих колебаний обусловлены физико-химическими свойствами неоднородностей. Дополнительное внешнее воздействие на геологическую среду, например, упругим полем приводит к более интенсивному ее отклику за счет проявления эффекта наведенной сейсмоакустической эмиссии. Из этого следует, что зная характеристики эмиссии углеводородной систем

можно выделять ее на фоне естественного сейсмического фона, а чтобы интенсифицировать интересующую эмиссию, можно воздействовать на разрез внешним полем упругих волн.

Среди технологий базирующихся на активных моделях изучаемых сред, в России наибольшую известность получили технологии компании «Анчар», [Б.М.Графов, С.Л.Арутюнов, В.Е.Казаринов 5] и ЗАО «Градиент» [Биряльцев, Е.В. Низкочастотные микросейсмические исследования 6, Рыжов, Д.А. Метод низкочастотного сейсмического зондирования 7], за рубежом - швейцарской компания «Spectraseis» [S. Dangel и др. 23].

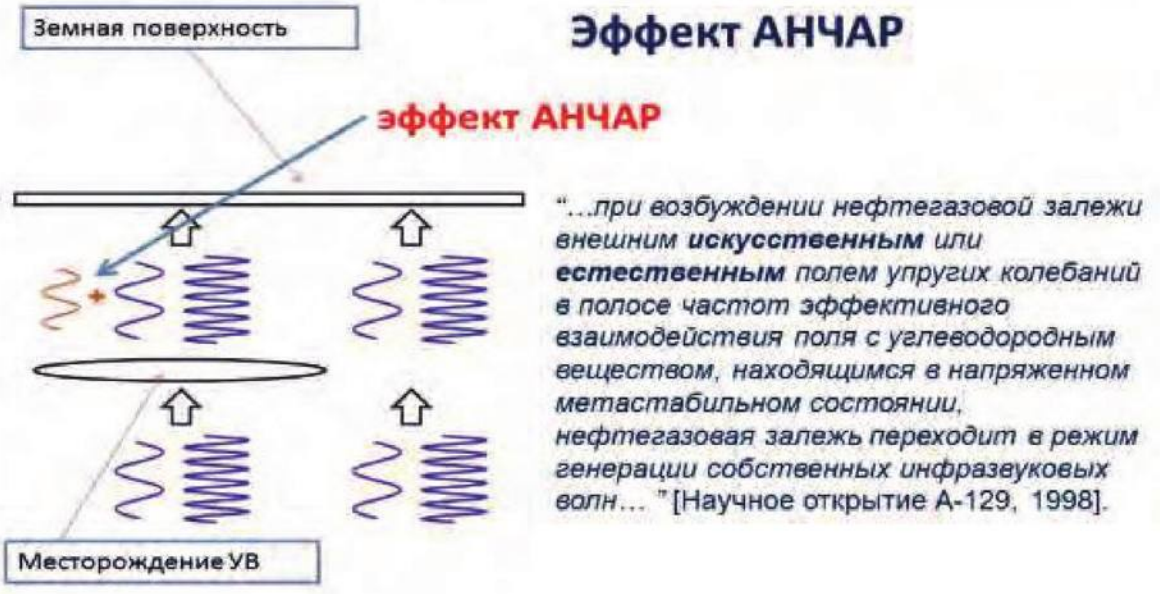
Технология АНЧАР (Акустическая НизкоЧАстотная Разведка), положившая начало инфразвуковой микросеймической разведке на нефть и газ, успешно применяется при ГРР уже более 20 лет, с середины 90-х годов [Патенты РФ, 1992, 1992, 2004]. За этот период было изучено несколько сотен тысяч км2 перспективных территорий, исследовано порядка 300 ловушек как структурного, так и неструктурного типов. Основой технологии АНЧАР является выявление низкочастотных аномалии в спектре сейсмической записи в диапазоне 1-5 Гц. Прогноз, сделанный по технологии АНЧАР, был проверен последующим бурением более 110 скважин. Коэффициент успеха прогнозирования составил порядка 80%.

На настоящий момент технология АНЧАР освещена в большом количестве публикаций. И, возможно, для обзора взяты не самые содержательные из них [1-3], однако можно констатировать, что есть явление, есть технология его обнаружения, и показана ее геологическая эффективность. Причем, в работе [3] не просто констатируется наличие низкочастотных аномалий над залежью, но и утверждается, что они могут быть откликом на внешние воздействия в виде вибровозбуждений при стандартных сейсмических исследованиях.

Некоторые специалисты полагают, что аномалии спектра имеют цикличесих характер, коррелируемый с приливными лунно-солнечными циклами.

Микросейсмические методы поисков и разведки месторождений УВ, в том числе АНЧАР, основаны на предположении генерации залежью дополнительного к фоновому упругих колебаний. (Рис.1). Причем режим генерации собственных волн сохраняется в некото-

▼ *Рис. 1. Природа Эффекта АНЧАР над месторождением УВ. [2].*



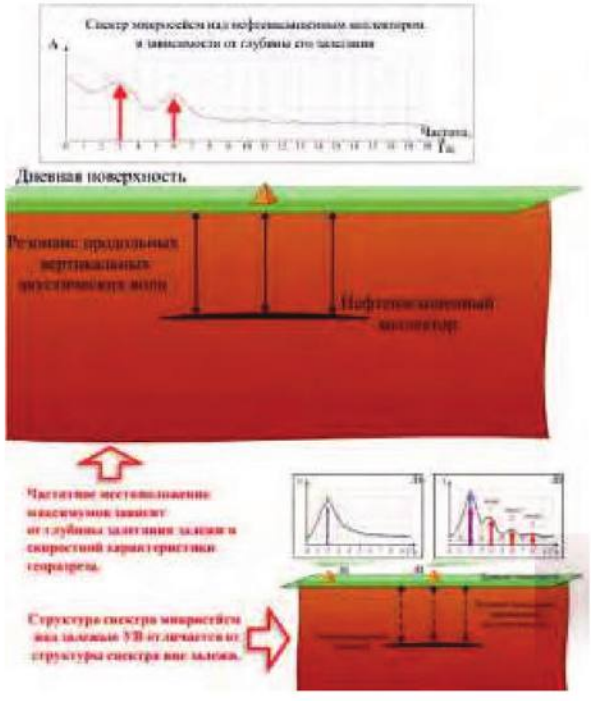
ром интервале времени после прекращения действия внешнего источника возбуждения. Выявление этой дополнительной эмиссии на поверхности Земли, анализ ее свойств, пространственная привязка источника и пр. лежат в основе информативных критериев оценок нефтегазоносности разреза. Рядом специалистов, в том числе и зарубежных, были даны иные варианты объясениия эффекта АНЧАР [Корчагин, 2000; Алексеев 2007; Brian 2007; Свалов, 2010;Биряльцев, 2010].

Самими разработчиками технология АНЧАР определяется как «пионер отечественной инфразвуковой микросейсмической разведки нефти и газа», имеющая все возможности для эффективного решения комплекса задач, связанных, в конечном счете, с определением местоположения залежи. По утверждению авторов технология АНЧАР наиболее эффективна в случае проведения полевых наблюдений с использованием датчиков, работающих в инфразвуковом диапазоне частот. Основной процедурой обработки зарегистрированных сейсмических сигналов является расчет их амплитудно-частотных спектров. Рассматривается вариант с дополнительным вибровоздействием, который оценивается как более эффективный.

Необходимо подчеркнуть, что технологию АНЧАР рекомендовано использовать в сложных сейсмогеологических условиях (соляно-купольная тектоника, транзитные зоны и др.), что позволяет существенно повысить эффективность сейсморазведки на поисково-разведочном этапе.

Кроме технологии АНЧАР специалистам также хорошо известен Метод низкочастотного сейсмического зондирования (НСЗ) [4]. Так же, как метод АНЧАР, метод низкочастотного сейсмического зондирования основан на анализе спектральных характеристик низкочастотного (1-10 Гц) естественного сейсмического фона над предполагаемыми нефтяными залежами. (Рис. 2). Разработан и применяется группой казанских специалистов.

Методика обнаружения собственных низкочастотных колебаний залежей углеводородов НСЗ основана на пассивном сейсмическом мониторинге микросейсм территорий исследований. Формирование в области залежи УВ низкочастотных колебаний объясняется исходя из двух гипотез. Первая – залежь работает как фильтр низких частот который воздействует на естественный сейсмический фон. Наблюдаемое изменение спектра фоновой составляющей как раз и становится критерием обнаружения поисковых объектов. Вторая гипотеза предполагает, что граница нефтенасыщенный коллектор-вмещающая порода проявляет себя как волновод. Изложенные теоре-



▲ *Рис. 2. Теоретическое обоснование явления НСЗ. (из доклада Рыжов Д.А., Рыжов В.А., Биряльцев Е.В., Шарапов И.Р., Шабалин Н.Я. г. Москва, Гальперинские чтения, 2014 г).*

тические соображения положены в основу технологии микросейсмических исследований, применяемой на практике компанией «Градиент». [4-5]

Установлено также, что над залежью изменяется сама структура спектра микросейсм. Изучение данного эффекта совместно с учеными НИИММ им. Чеботарева Казанского федерального университета выявило, что форма спектра естественного микросейсмического сигнала на низких частотах (1-10 Гц) связана с собственными частотами среды, при этом залежь отличается аномальным отражением низкочастотных продольных волн.

Возникновение аномального отражения от залежи УВ связано со значительными различиями физических свойств УВ и воды, таких как: сжимаемость, вязкость, поглощение, а также вследствие многофазности среды в толще коллектора.

С целью повышения достоверности геологической интерпретации материалов при решении нефтепоисковых задач используется разработанный компанией комплекс полноволнового 2D и 3D - численного моделирования микросейсм в среде. Это позволяет прогнозировать характеристики микросейсмического волнового поля для заданных сейсмогеологических условий и сопоставлять расчетные спектральные кривые с наблюденными.

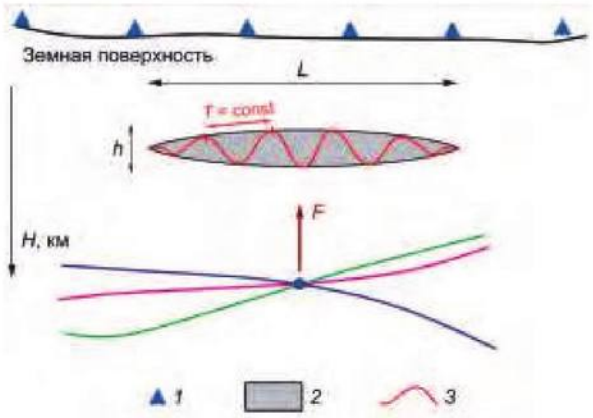
С 2005 года АО «Градиент» провела на территории Волго-Уральской нефтяной провинции довольно значительный объем работ, основанный на интерпретации аномалий микросейсмического спектра, основанный на гипотезе фильтрации микросейсм геологической средой. По результатам этих исследований было пробурено около 70 скважин. По результатам независимых экспертов эффективность прогнозирования составляет более 80%.

Отмечена корреляция между спектральными характеристиками микросейсм и параметрами коллектора, изученная с привлечением данных бурения. Выявленные зависимости низкочастотного сейсмического сигнала от свойств пласта можно использовать для прогноза фильтрационных и емкостных свойств пласта-коллектора по характеристикам спектра микросейсм.

В развитие технологии прямых методов поиска объектов углеводорода, новосибирскими учеными в работах [6-8] и в ряде других публикаций, предложена технология фильтрационно-резонансной сейсморазведки (ФРС). Она основана на регистрации циклических изменений напряжения в земной коре под влиянием Солнца и Луны. Колебания проявляются в образовании так называемых «стоячих волн» внутри объекта, содержащего углеводородную залежь, и резонансных явлениях, происходящих между этой волной и колебаниями в целом. Изменения происходят с периодичностью лунно-солнечных циклов и достигают 5% от наблюденного фона скоростных и частотных характеристик изучаемой толщи. Данная методика доведена до стадии внедрения и с положительными результатами опробована на месторождениях УВ различного строения

Несколько методов поиска и разведки залежей нефти и газа основаны на эффекте (NTK ANCHAR, Spectraseis AG).

Одним из вариантов развития теорий ФРС является определение резонансных циклов на объектах углеводородов именно в качестве источника низкочастотных колебаний, регистрируемых в АНЧАР. Экспериментально установлено, что резонансы гравитирующих факторов



▲ *Рис. 3. Модель возникновения стоячих волн в нефтегазовых залежах под влиянием резонанса гравитационных приливов. 1 – сейсмоприемники с частотой 0.1–10 Гц; 2 – нефтегазовая залежь (L – размер залежи (10–100 м); H – глубина, на которой находится залежь; h – мощность НГЗ (1–100 м); F – сила воздействия на залежь); 3 – стоячая волна в НГЗ с частотой 0.1–5 Гц.*

(приливов, колебаний барицентра) вызывает изменения в пластах-коллекторах от 1 до 10% от величины горного давления. Частота резонансной волны определяется параметрами пласта и характером флюидонасыщения. Опробование на нескольких нефтегазовых объектахв условиях Сибирской платформы показывают целесообразность внедрения технологии ФРС в практику геологоразведочных работ.

К сожалению, интерпретировать природу выявленных при работах ФРС аномалий спектров сейсмических шумов пока однозначно невозможно, так как нет опорных данных бурения. Тем не менее, резонансы гравитационных приливов – важный источник энергии геодинамических процессов в земной коре. Энергия резонанса приливов достаточна для возбуждения стоячих волн в залежи углеводородов - это легло в основу предложенной технологии прямых поисков нефти и газа.

В качестве одного из перспективных направлений исследований, базирующихся на предположении о том, что нефтегазовые залежи, будучи неустойчивыми термодинамическими системами, являются источниками повышенного уровня геодинамических шумов можно рассматривать изучение последних непосредственно по сейсмограммам МОГТ (2D и 3D), т. е. без проведения специальных наблюдений [Ведерников Г. В., 2005]. Суть предложенной технологии заключается в том, что для анализа микросейсм и выделения локальных участков аномально повышенной интенсивности, которые могут быть связаны с геодинамическими шумами, используются участки сейсмограмм ОПВ до вступления первых волн, получаемых при стандартных работах ОГТ. Главное достоинство данного метода заключается в том, что он позволяет получать важную дополнительную информацию о нефтегазоносности разреза не только при интерпретации материалов новых сейсморазведочных работ, но и использовать с этой целью архивные материалы ранее выполненных наблюдений. Убедительные экспериментальные доказательства такого утверждения приведены в статье [Ведерников Г. В, Чернышова Т. И. Экспертиза……]. Приведённые в ней данные об опробовании технологии на площади, расположенной в шовной зоне Центрально-Казахстанско-Западно-Сибирской и Уральской складчатых систем доюрского комплекса, показали 100% -е подтверждение отрицательного прогноза, проведенного по микросейсам на сейсмограммах сейсморазведочных работ МОГТ, и наличие аномалий шумов неясной природы. В целом это дало объективное основание для вывода о бесспорной перспективности обсуждаемого направления и необходимости подобного анализа как очень дешевого и

оперативного для всех рекомендуемым к бурению скважинам.

Завершая обсуждение сейсмических технологий прогнозирования месторождений углеводородов отметим один характерный для большинства из них недостаток. Он заключается в том, что они основываются на гипотезе о залежи нефти как единственно возможном источнике наблюдаемой аномалии в низкочастотном диапазоне сейсмического спектра. Вместе с тем практика показывает, что аномальные сигналы наблюдаются при наличии других неоднородностей разреза, в частности, активных тектонических нарушений. Аномальный сигнал наблюдается также в целевом диапазоне при неглубоком залегании фундамента в точке исследования, соизмеримом с глубиной залегания. Кроме того, на наблюдённое поле микросейсм могут повлиять и другие источники различного типа:

а) перемещение тяжеловесной техники;

б) линии электропередач;

в) работа оборудования добывающих скважин;

г) хозяйственная деятельность в населенных пунктах;

д) дождь и гром;

е) корневая система деревьев во время их раскачки ветром;

ж) порывистый ветер и др.

Поэтому при проведении наблюдений следует анализировать условия съемки и, по возможности, исключать или учитывать при интерпретации влияние шумящих объектов, препятствующих надежному выделению эффектов от залежей УВ.

Выше было дано краткое описание наиболее известных сейсморазведочных технологий прогноза нефтегазоносности разреза, базирующихся на изучении спектров микросейсм. Вместе с тем, на настоящий момент разработано довольно много других сейсмических методов, также основанных на изучении микросейсмических колебаний, имеющих менее широкое применение на практике геологоразведочных работ по сравнению с указанными выше. Среди них отметим «Способ сейсмической разведки при поиске углеводородов и способ определения залегания продуктивных на углеводороды пластов [10]» [Патент РФ № 2433425] решающий, помимо прочего, проблему глубинной привязки залежей УВ. Для поиска углеводородов под дном морей и океанов, в том числе, и в ледовых условиях на шельфе Северных морей предназначен «Способ поиска углеводородов на шельфе северных морей» [Патент РФ № 2386984] . Целью изобретения «Способ геологической разведки» [Патент РФ № 2450290] является повышение достоверности интерпретации данных микросейсмических наблюдений. Это достигается путем исключения ложных аномалий, не связанных с залежью углеводородов. Количество изобретений, основанных на изучении микросейсм, довольно много, и описать их сколь либо подробно в рамках данной статьи не представляется возможным. С нашей точки зрения целесообразно посвятить им отдельную статью.

Вариативность показаний гравиметра – как критерий выделения нефтепоисковых объектов.

Над углеводородными объектами фиксируются аномалии и в поведении поля силы тяжести. Вариации показаний измерительного прибора (разница в повторных наблюдениях в одной и той же точке) резко увеличивается над известными месторождениями. Анализ выявил несовпадение показаний (максимальная нестабильность гравиметра) до 60 мкГал в зонах, приуроченных к цен-

трам структур. За контуром продуктивности многократные измерения показали стабильность работы гравиметра. Причем вариации показаний возможно также имеют циклический характер. При этом, скорее всего природа аномалий, связанных с влиянием залежи, требует дальнейшего изучения и анализа, развития теории физики процессов, происходящих над объектом.

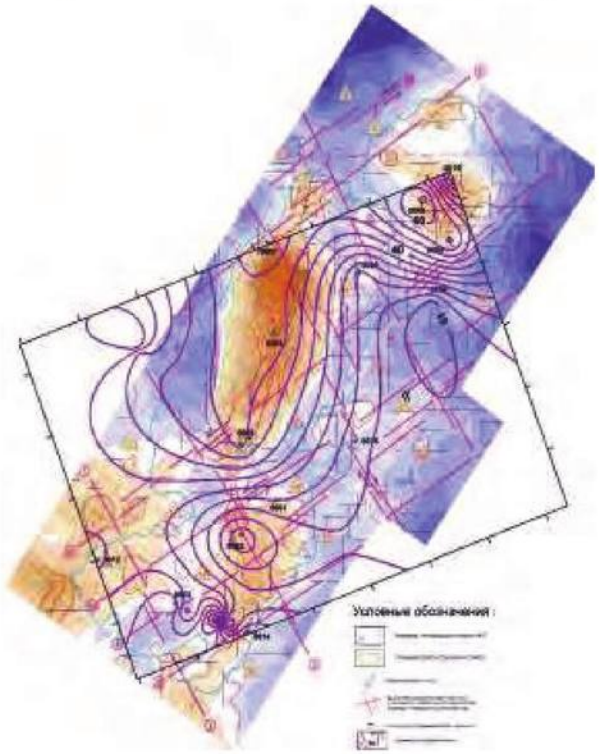
На одном из месторождений Западной Сибири были выполнены долговременные наблюдения за изменением напряженно-деформированного состояния и флюидодинамики геологической среды на основе анализа пространственно-временных особенностей вариаций силы тяжести. Гравиметрические исследования проводились для решения следующих задач: выделение активных разломов, контроль за динамикой флюидодинамического режима резервуара и оценка миграционных процессов по ослабленным субвертикальным зонам.

Систематический гравиметрический мониторинг высокоточным инструментом позволяет использовать информацию о вариациях силы тяжести не только для прогнозирования участков с возможными аномальными сейсмо-деформационными процессами, но и контролировать изменение плотностной характеристики резервуара и локальных неоднородностей среды, которые могут быть концентраторами напряжений.

Помимо решения основной задачи исследований в поле силы тяжести наблюдалась аномальная нестабильность показаний данных гравиметрического поля. По результатам работ была составлена схема пространственного распространения вариаций показаний измерительного прибора как разности показаний прибора в одной и той же точке диапазона измерений. Вариация показаний представляла собой алгебраическую разность наибольшего и наименьшего результатов при многократном измерении одной и той же величины в неизменных условиях. Сформированная схема была совмещена с картой отражающих горизонтов разреза продуктивных пластов с контурами нефтеносности продуктивных пачек (Рис.4).

Максимальная нестабильность работы гравиметра (до 60 мкГал) была приурочена к центру нефтегазового месторождения. За контуром продуктивности многократные измерения показаний гравиметра были стабильны. Измерения выполнялись гравиметром CG-5 AutoGrav. Точность гравиметрических измерений (разрешение) в 1мкГал обеспечила определение наблюденных значений ускорений силы тяжести со средней квадратической погрешностью не более 6 мкГал.

Кроме количественной дифференциа-



▲ *Рис. 4. Сопоставление карты вариаций показаний гравиметра и структурной карты продуктивного пласта на месторождении углеводородов (Западная Сибирь).*

ции отмечается схожесть конфигурации полученной схемы изменения отсчетов и геометрических особенностей исходных карт отражающих горизонтов. Традиционные структурные (геометрические) и вещественные (плотностные) эффекты формируют в подобных моделях геологического разреза высокоамплитудные аномалии поля силы тяжести. Выявленные слабоамплитудные, тонкие эффекты, возможно, обусловлены резонансными факторами, недоучтенными при интерпретации.

Таким образом, можно констатировать, что изменчивость показаний прибора при высокоточных неоднократных гравиметрических съемках одной и той же точке, может быть обусловлена влиянием флюидосодержания на состояние потенциальных полей. Возможно, эти эффекты относятся к резонансным явлениям, происходящим под влиянием космических приливов.

Случайное электромагнитное излучение (ЭМИ) как источник информации о месторождениях нефти и газа.

Изучению случайного электромагнитного излучения уделяется при нефтегазопоисковых работах относительно небольшое внимание. На сегодняшний день отсутствует физико-математическая модель, адекватно описывающая возникновение полей ЭМИ. В качестве гипотез обычно указывается на то обстоятельство, что при механическом разрушении твердых тел и термическом разрушении кристаллогидратов, так же как и при разрушении двойного электрического слоя, вследствие перераспределения электронных плотностей происходит пространственное разделение противоположных по знаку зарядов. Что приводит к возникновению локальных электрических полей. Причиной механических разрушений и деформаций могут стать различного вида геодинамические процессы.

Необходимость продолжения исследований.

Многочисленные исследования подтверждают, что объекты, содержащие углеводороды, аномально влияют на сейсмические и гравитационные поля. Для дальнейшего изучения данного явления, нахождения взаимосвязи аномального поведения сейсмических и потенциальных полей, выработке технологичной методики прямых поисков углеводородов, предлагается провести опытно-методические работы на модельных, хорошо изученных месторождениях УВ.

Задача данных исследований – разработка оптимального комплекса наблюдений физических полей для разработки технологии прямого поиска углеводородов. Решение которой позволит недропользователям получить надежный инструмент прямых поисков углеводородов, снижающий риски поиска новых месторождений.

Литература.

1. Ведерников Г.В., Чернышова Т.И. Экспертиза рекомендаций на заложение поисково-разведочных скважин // Геофизика, №1, 2010. С.38-45.

2. Компания НТК АНЧАР. www.anchar.ru

3. ЯВЛЕНИЕ ГЕНЕРАЦИИ ИНФРАЗВУКОВЫХ ВОЛН УГЛЕВОДОРОДНОЙ ЗАЛЕЖЬЮ, Арутюнов С.Л. к.г.-м.н., Давыдов В.Ф. к.т.н., Кузнецов О.Л. д.т.н., Графов Б.М. д.х.н., Сиротинский Ю.В. к.т.н, Заявка на открытие № А-129 от 25 декабря 1998 г. (Междунар. ассоц. авторов научн. открытий). ДИПЛОМ №109.

4. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Штык

А.В. Инновационные сейсмоакустические технологии для разведки и разработки месторождений №02 (Февраль) 2010

5. Б.М.Графов, С.Л.Арутюнов, В.Е.Казаринов, О.Л.Кузнецов, Сиротинский, А.Е.Сунцов. Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР. 1996, Геофизика 5, с.24-28.

http://www.anchar.ru

6. Биряльцев, Е.В. Низкочастотные микросейсмические исследования во временной области при разведке на залежи углеводородов [Текст] / Е.В. Биряльцев, В.А. Рыжов, Д.А. Рыжов, И.Р. Шарапов // Сборник тезисов Юбилейной X ежегодной международной конференции Гальперинские чтения. Инновационные технологии и фундаментальные исследования в наземно-скважинной сейсморазведке 2D, 3D, ВСП и сейсмологии, посвященная 90-летию Е.И. Гальперина. Москва, 2010. С. 150-154.

7. Рыжов, Д.А. Метод низкочастотного сейсмического зондирования для разведки малоразмерных и сложнопостроенных залежей углеводородов [Текст]/ Е.В.Биряльцев, В.А.Рыжов, И.Р.Шарапов, Н.Я.Шабалин // Тезисы научно-практической конференции «Гальперинские чтения 2014». Москва, 2014

8. Ведерников Г. В., 2005, Способ сейсмической разведки: Патент РФ №2 263 932 CI G 01 V/00 с приоритетом от 30.07.2004. с. 38-44.

9. Ведерников Г. В, Чернышова Т. И. Экспертиза рекомендаций на заложение поисково-разведочных скважин// Геофизика №1. 2010

10. Жуков Юрий Николаевич, Румянцев Юрий Владимирович, Чернявец Владимир Васильевич и др. Патент РФ № 2433425. Способ сейсмической разведки при поиске углеводородов и способ определения залегания продуктивных на углеводороды пластов и сейсмическая станция для его осуществления. публикация патента: 10.11.2011

11. Тахаутдинов Шафгат Фахразович, Хисамов Раис Салихович, Валиев Фанис Хаматович и др. Патент РФ № 2336541 Способ низкочастотного сейсмического зондирования для поиска и разведки залежей углеводородов (варианты), публикация патента: 20.10.2008

12. Груздев Павел Дмитриевич, Дмитриченко Владимир Петрович, Жостков Руслан Александрович и др Патент РФ № 2386984 Способ поиска углеводородов на шельфе северных морей, публикация патента: 27.05.2014

13. Биряльцев Евгений Васильевич, Шабалин Николай Яковлевич. Патент РФ № 2450290. Способ геологической разведки. публикация патента: 10.05.2012

14. Теоретические аспекты и опыт использования низкочастотных микросейсмических исследований при разведке залежей нефти. By E. B. Биряльцев, A. A. Вильданов, E. B. Еронина and B. A. Рыжов. Publisher: European Association of Geoscientists & Engineers. Source: Conference Proceedings, Tyumen 2009 - EAGE International Conference and Exhibition, Mar 2009, cp-196-00014. ISBN: 978-94-6282-095-1.

DOI: https://doi.org/10.3997/2214-4609.201405306.

15. Theoretical aspects and the experience of studying spectra of low-frequency microseisms. E. Birialtsev (1), A. Vildanov (1), E. Eronina (1), D. Rizhov (2), V. Rizhov (1), and I. Sharapov (1) Gradient JSC, Kazan, Russian Federation (gradient-kzn@yandex.ru), (2) Kazan State University, Kazan, Russian Federation (dima616@mail.ru). Geophysical Research Abstracts, Vol. 11, EGU2009-7736-4, 2009 EGU General Assembly 2009

16. Пассивная низкочастотная сейсморазведка – мифы и реальность,

Шабалин Н. Я., Биряльцев Е. В., Рыжов В. А., ЗАО «Градиент», Приборы и Системы разведочной геофизики, №2, 2013

17. РЕАКЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА РЕЗОНАНСЫ ГРАВИТАЦИОННЫХ ПРИЛИВОВ В ЗЕМНОЙ КОРЕ В.Г. Сибгатулин, А.А. Кабанов (НП «ЭЦ РОПР») Экспозиция нефть газ 2015 год выпуск 6 страницы 38-39.

18. Резонансы гравитационных приливов – мощный энергетический источник геодинамических процессов в земной коре. В.Г. Сибгатулин, С.А. Перетокин, А.А. Кабанов, НП «Экологический центр рационального освоения природных ресурсов» Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technologies, 2016, 9(2), 146-165

19. Антонов Ю.В., Антонова И.Ю., Волкова Е.Н. Результаты синхронных наблюдений лунно- солнечных вариаций силы тяжести в различных широтах (гг. Саратов и Бишкек)// Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. Вып 1. 2010. С.213-217.

20. Волкова Е.Н. Методические аспекты высокоточных съемок гравимагниторазведочных задач// Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей Материалы 47-й сессии Международного научного семинара Д. Г. Успенского - В. Н. Страхова. Издательско-полиграфический центр "Научная книга", Воронеж. 2020. С. 70-72.

21. Волкова Е.Н., Барулин Д.А.,Исаев В.А.,Щепотьев В.Н. Новый взгляд на полевые методывысокоточных гравиразведочных работ в комплексе геофизических методов разведки// Известия Саратовского университета. Новая серия. Науки о Земле. Т. 6, №1. 2006. С.26-31.

22. Антонов Ю.В. Высокоточные колебания неприливных сейсмо-гравитационных пульсаций// Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. №3. 2022. С.66-75.

23. S. Dangel и др. Phenomenology of tremor-like signals observed over hydrocarbon reservoirs // «Journal of Volcanology and Geothermal Research 128 (2003)135-158)». http://www.spectraseis.com

Предполагая, что аномальное поведение геофизических полей связано именно с влиянием нефтегазовых объектов на физические свойства, предлагается комплексная технология их обнаружения.

А именно: комплекс активно-пассивных сейсмических наблюдений в комбинации с высокоточной гравиразведкой.

Активные наблюдения повторяются не менее 4х раз в соответствии с лунно-солнечным циклом, пассивный микросейсмический мониторинг проводится весь период наблюдения. Используя современные эффективные технологии сейсморазведки – недорогие низкочастотные нодальные модули и импульсные источники возбуждения, работающие в движении – можно выполнить наблюдения.

Особенности обработки геофизических сигналов в семействе измерителей МЭРИ Смарт

■ Епишкин Д.В., Яковлев Д.В., НТЦ «Северо-Запад», г. Москва
■ Яковлев А.Г., МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва

Введение

МЭРИ Смарт – это новое поколение многофункциональных электроразведочных измерителей, выпускаемых компанией «Северо-Запад». Данные измерители сочетают в себе малые габариты и традиционную для измерителей МЭРИ многофункциональность. Особенностью нового поколения измерителей является то, что они осуществляют только оцифровку сигнала и его передачу на Android-устройство по Wi-Fi, где происходит вся дальнейшая обработка. Такой подход позволяет поднять удобство работы с прибором и функциональность на новый уровень и легко создавать развитые, адаптивные алгоритмы обработки, которые могут использовать возможности мощных процессоров современных смартфонов и планшетов.

Область применения измерителей МЭРИ Смарт включает инженерные, экологические, поисковые и разведочные исследования. Они предназначены для проведения электроразведочных работ следующими методами:

1) **Электрические зондирования,** такие как классические вертикальные электрические зондирования, дипольные осевые и дипольные экваториальные зондирования (ВЭЗ, ДОЗ и ДЭЗ), зондирования трёхэлектродными установками AMN и MNB, измерения вызванной поляризации (ВП) в частотной области в режиме ИНФАЗ-ВП и во временной области.

2) **Частотные зондирования** (ЧЗ) с измерением амплитуды и дифференциального фазового параметра электрических и магнитных компонент поля.

3) **Электропрофилирование,** в том числе с измерением ВП в частотной или временной области, с установкой срединного градиента (ВП-СГ) и другими установками.

4) **Естественные поля:** метод ЕП с потенциал и градиент установкой, измерение блуждающих токов (БТ), измерения на промышленных частотах, поиск подземных коммуникаций (ММППК).

Каждый электроразведочный метод имеет свою специфику и требует особых подходов к обработке – в некоторых случаях требуется быстрое получение результата, в других необходимо выполнять длительные наблюдения.

В статье приведены характеристики измерителя МЭРИ Смарт, особенности его работы, обсуждаются достоинства и недостатки беспроводного управления, описаны применяемые алгоритмы обработки.

Семейство измерителей МЭРИ Смарт

МЭРИ Смарт – это аппаратурно-программный комплекс, состоящий из одноканального или двухканального электроразведочного измерителя с 24-битным АЦП, низкими собственными шумами (<1 мкВ), управляемого с помощью смартфона или планшета с операционной системой Android 7.0 и выше (рис. 1). Обработка сигналов выполняется на Android устройстве в реальном времени с помощью управляющей программы МЭРИ Смарт. Кроме обработки сигналов управляющая программа позволяет строить графики профилирования, кривые зондирования, разрезы и карты непосредственно в поле прямо во время измерений, а также отправлять результаты через интернет.



▲ *Рис. 1. Измеритель МЭРИ Смарт.*

В таблице 1 приводятся основные технические характеристики приборов МЭРИ Смарт.

Добавление второго канала в МЭРИ Смарт 2 позволяет поднять производительность при проведении профилирования, измерении ВЭЗ с воротами, а также позволяет эффективнее проводить векторные измерения, измерения методами БТ и МППК.

Предлагаемая система (регистратор с Wi-Fi модулем + смартфон) имеет свои

▼ *Табл. 1. Технические характеристики приборов МЭРИ Смарт.*

Параметр	**МЭРИ Смарт**	**МЭРИ Смарт 2**
Количество каналов	1	2
Частоты дискретизации, кГц	1, 2.5, 5, 10	
АЦП	24 бит	
Тип входного сигнала	Методы сопротивлений и ЧЗ: меандр Метод ВП: меандр, меандр с паузой Методы ЕП и БТ: естественное поле Метод пром. часто т: синус 50, 60 Гц	
Рабочие частоты	От 0 до 2500 Гц	
Коэффициенты усиления	x1, x9	x0.1, x1, x10
Диапазон входного напряжения	x1: ±3 В x9: ±0.38 В	x0.1: ±10 В x1: ±1 В x10: ±0.1 В
Компенсация ПС	В пределах диапазона вх. напряжения	
Собственные шумы, RMS	< 1 мкв	
Входное сопротивление	> 20 Мом	
Потребляемая мощность, макс.	>0.9 Вт	>1.5 Вт
Источник питания; время непрерывной работы	Li-ion аккумулятор 3.4 А·ч; 10 часов	Li-ion аккумулятор 10 А·ч; 18 часов
Интерфейс передачи данных	Wi-Fi	
Измерение R заземления	Да	
Грозовая защита	Да	
Диапазон температур	-20 ... +50 °C	
Габариты	135x110x35 мм	
Масса	0.45 кг	0.55 кг
Класс защиты корпуса	IP54	

достоинства и недостатки. К недостаткам относятся: 1) необходимость дополнительно к измерителю иметь защищенный смартфон и следить за уровнем его заряда в течение работ; 2) неудобство работы со смартфоном при сильном морозе и во время дождя. К достоинствам можно отнести: 1) простота разработки программного обеспечения прибора и возможность создавать продвинутые системы обработки данных; 2) возможность использования всего множества графических средств, предоставляемых операционной системой Android, что позволяет эффективно взаимодействовать с прибором; 3) использование сервисных возможностей смартфона, таких как GPS привязка, удобный экспорт данных (оперативная пересылка по email, через мессенджеры), фото- и видеофиксация; 4) компактность измерителя.

Типы обрабатываемых сигналов

Основными типами обрабатываемых системой МЭРИ Смарт сигналов являются «меандр» и «меандр с паузой». Рассмотрим подробнее сигнал формы «меандр». Ток такой формы легко сгенерировать, и в то же время, являясь периодическим сигналом, он представляет собой сумму синусоидальных гармоник:

$$I(t) = \frac{4a}{\pi}\left(\sin\omega t + \frac{1}{3}\sin 3\omega t + \frac{1}{5}\sin 5\omega t + \cdots\right)$$

Где a – амплитуда прямоугольного импульса, ω – основная частота меандра, t - время. Разложение представляет собой сумму нечетных гармоник основной частоты меандра. Измеряемое напряжение также будет содержать только нечетные гармоники:

$$U(t) = \frac{4a}{\pi}(A_1\sin(\omega t + \varphi_1) + A_3\sin(3\omega t + \\ + \varphi_3) + A_5\sin(5\omega t + \ +\varphi_5) + \cdots)$$

Где A_i – амплитуда *i*-ой гармоники, φ_i – фаза *i*-ой гармоники. Амплитуда и фаза каждой гармоники заранее не определены и будут зависеть от особенностей геоэлектрического разреза. При проведении измерений нас будут интересовать эти величины.

Определенная сложность возникает при определении параметров φ_i. Для их определения требуется синхронизация измерителя с генератором. Для решения этой проблемы, а также для повышения помехозащищенности вводится дифференциальный фазовый параметр (ДФП), рассчитываемый по двум частотам ω_1, ω_2:

$$\Delta\varphi = \frac{\varphi_{ВП}(\omega_1)\omega_2 - \varphi_{ВП}(\omega_2)\omega_1}{\omega_2 - \omega_1}$$

При этом в большинстве случаев $\Delta\varphi \approx \varphi_{ВП}$ [Алексанова и др., 2018; Куликов, Шемякин, 1978].

При измерении сигнала ВП во временной области целесообразно использовать сигнал типа «меандр с паузой», чтобы проводить измерения при выключенном токе в генераторе.

1. Алгоритм обработки данных для методов ВЭЗ, ЭП.

Наиболее простой алгоритм обработки данных в МЭРИ Смарт применяется для методов постоянного тока без измерения ВП (рис. 2). В этих методах необхо-

▼ *Рис. 2. Граф обработки для методов ВЭЗ и ЕП.*



димо определять только амплитуду сигнала. В данном случае требуется алгоритм обработки, который будет давать надежный результат как можно быстрее, желательно уже с первого периода. Исходя из этого, используется следующий алгоритм: временной ряд анализируется в скользящем окне, шаг скользящего окна равен половине периода сигнала, ширина окна равна периоду сигнала. Для каждого окна определяется статистическое распределение отсчетов и определяется расстояние между 25% и 75% квартилями. Амплитудой сигнала считается половина этого расстояния.

Данная процедура устойчива к случайным спорадическим помехам, аппаратурным шумам и индукционным помехам, однако плохо справляется с квазисинусоидальными помехами, например, промышленной помехой 50/60 Гц, поэтому необходимо предварительно применять режекторный и гребенчатый фильтры, настроенные на необходимые частоты.

В данном алгоритме обработки каждые полпериода получается новое накопление. По всем накоплениям, полученным в результате наблюдений, вычисляется робастное среднее и доверительный интервал 95%.

2. Алгоритмы обработки данных для методов ЧЗ, ВЭЗ-ВП, ЭП-ВП, СГ-ВП в частотной области (технология ИНФАЗ-ВП).

Данные методы имеют повышенные требования к обработке. Уровень сигналов зачастую слабый, и одновременно с этим требуется получение фазовых параметров, эффекты от которых составляют первые проценты от полезного сигнала. При обработке таких сигналов для получения хорошего результата необходимо учитывать всю доступную априорную информацию, а именно:

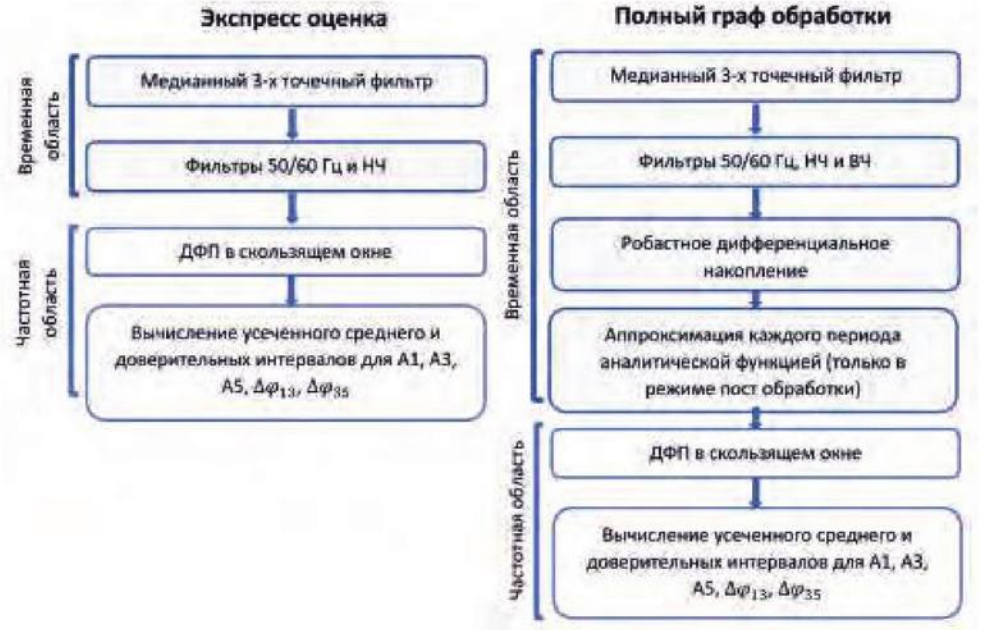
- Сигнал периодический, имеет предсказуемый спектральный состав;
- Сигнал антисимметричный (положительный и отрицательный импульсы совпадают по форме с точностью до знака);
- Сигнал в большинстве случаев с высокой точностью можно описать аналитической функцией;
- Основные виды помех: промышленная помеха - 50 Гц, низкочастотный тренд, связанный с ЕП и электрохимическими процессами на электродах, индукционные наводки и емкостные утечки, спорадические помехи, связанные с шахтами, железными дорогами, трансформаторами и т.д. Обсуждение некоторых типов помех и методов борьбы с ними, можно найти, например, в работах [Junge, 1996; Буддо, 2009; Букингем, 1986].

Основываясь на данных предпосылках, был разработан следующий граф обработки (рис. 3).

В самом начале измерения, пока длина временного ряда недостаточна для получения результата по полному графу, используется экспресс оценка, позволяющая получать результат уже с первого периода для оценки его уровня и качества. Далее, по мере накопления данных начинает использоваться полный граф обработки.

За основу были взяты классические процедуры цифровой обработки сигналов, описанные, например, в работе [Айфичер, 2004]. Также были использованы процедуры, специфичные для электроразведочных методов, описанные в [Панкратов и др., 2010].

В дополнение к этим процедурам используется модифицированная процедура дифференциального накопления с робастной отбраковкой дискретов.



▶ *Рис. 3. Граф обработки для методов с измерением ВП в частотной области.*

Данная процедура основана на свойстве антисимметричности сигнала и заключается в робастном суммировании N полупериодов сигнала с чередованием знака:

$$Y(t) = \sum_{i=0}^{N-1} w_i\,(-1)^i\,X(t - i\frac{T}{2}),$$

где X – исходный сигнал, Y – фильтрованный сигнал, w_i – веса, определенные в ходе применения робастных процедур, T – период сигнала, t - время.

Также предлагается использовать процедуру аппроксимации сигнала аналитической функцией (см. далее).

Для тестирования алгоритма обработки на первом этапе использовались синтетически смоделированные сигналы с добавленными помехами разной природы.

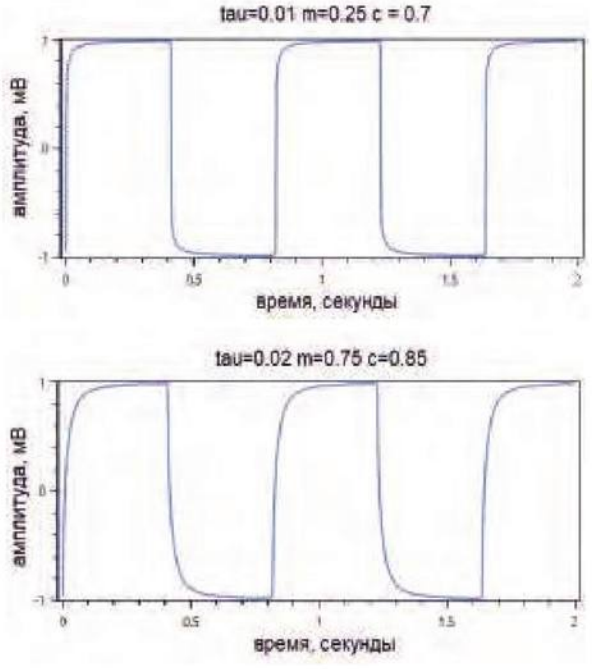
В качестве исходного сигнала использовался меандр фиксированной частоты, амплитуды, параметров ВП. Для моделирования процесса ВП использовалась модель Cole-Cole [Cole & Cole, 1941]:

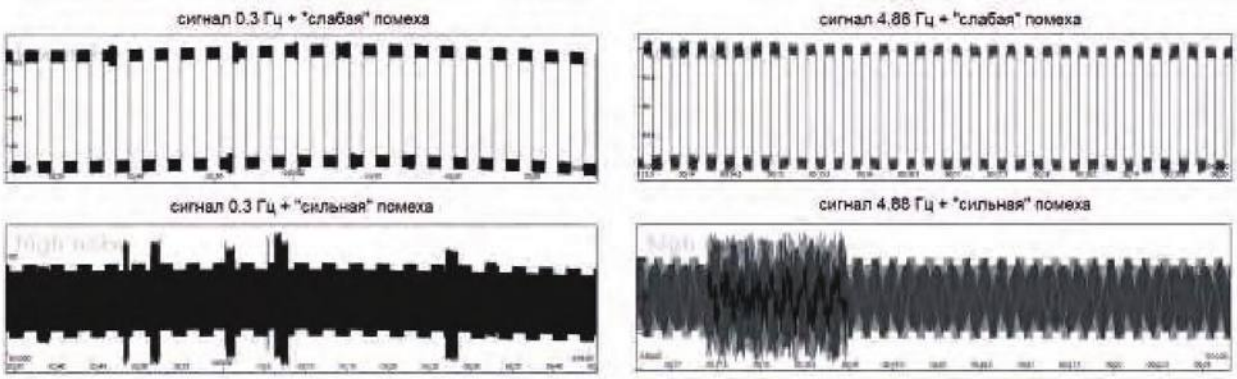
$$X(\omega) = R\left(1 - m\left(1 - \frac{1}{1 + (i\omega\tau)^c}\right)\right),$$

где ω - круговая частота, $X(\omega)$ – спектр сигнала ВП на частоте ω, R – амплитуда сигнала, c, τ, m. Рассчитывались значения гармоник меандра в частотной области и затем осуществлялся пересчет во временную область (рис. 4).

К полезному сигналу добавлялись помехи: 50 Гц, линейный тренд, низкочастотный синусоидальный тренд, белый шум, дополнительные помехи случайной амплитуды и длительности. Примеры зашумленных сигналов показаны на рис. 5.

▼ *Рис. 4. Примеры синтетических сигналов.*





▲ *Рис. 5. Примеры синтетических сигналов после зашумления.*

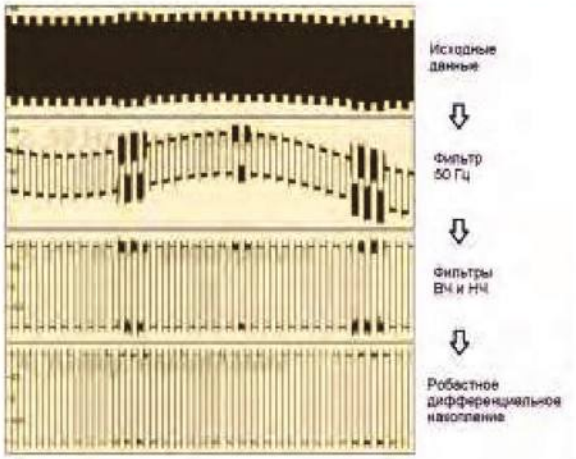
На рис. 6 показан эффект от применения процедур во временной области. Исходные данные – синтетический меандр с ВП. На меандр наложен белый шум, сильная помеха 50 Гц, низкочастотный тренд и спорадические помехи. После применения фильтров 50 Гц, ВЧ и НЧ сигнал отчетливо виден, пропадает низкочастотный тренд. Линейные фильтры не помогают бороться со спорадическими помехами. Они по-прежнему остаются в сигнале. Далее к сигналу применяется робастное дифференциальное накопление, что делает сигнал практически свободным от помех.

На следующем этапе выполняется аппроксимация данных модельным сигналом. Данный этап требует существенных вычислений и его применение в реальном времени затруднено. Поэтому аппроксимация данных модельным сигналом применяется только в режиме пост-обработки, когда записанный в память сигнал обрабатывается на персональном компьютере после проведения измерений.

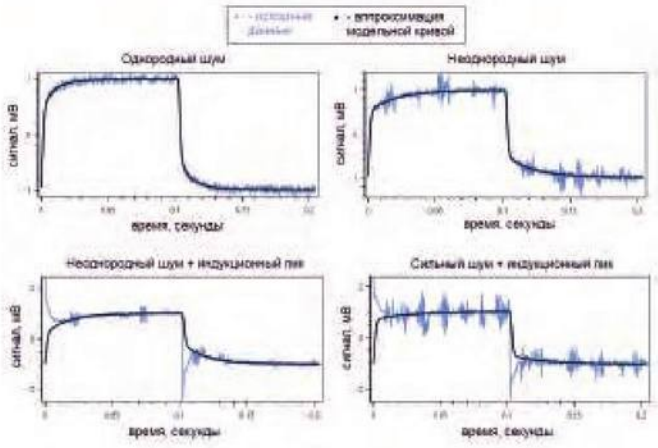
На данном этапе каждый период данных аппроксимируется моделью. Подбор параметров модельного сигнала выполняется с помощью метода L-BFGS (модификация метода Ньютона) [Liu, 1989]. На рис. 7 показан результат аппроксимации зашумленных сигналов моделью. В случае с индукционной помехой фрагменты сигнала, следующие сразу за переключением полярности тока, игнорируются при подборе.

Тестирование процедуры аппроксимации проводилось на массиве синтетических данных: зашумленных меандров с разными параметрами ВП. Для каждого синтетического временного ряда прово-

▼ *Рис. 6. Преобразование временного ряда в ходе применения процедур во временной области.*



▼ *Рис. 7. Аппроксимация меандра аналитической функцией.*



дилась обработка с использованием аппроксимации и без неё. Вычислялись погрешности для амплитуд и ДФП:

$$\Delta A = \frac{\left(A_1^{\text{обработки}} - A_1^{\text{реальное}}\right)}{A_1^{\text{реальное}}} * 100\%;$$

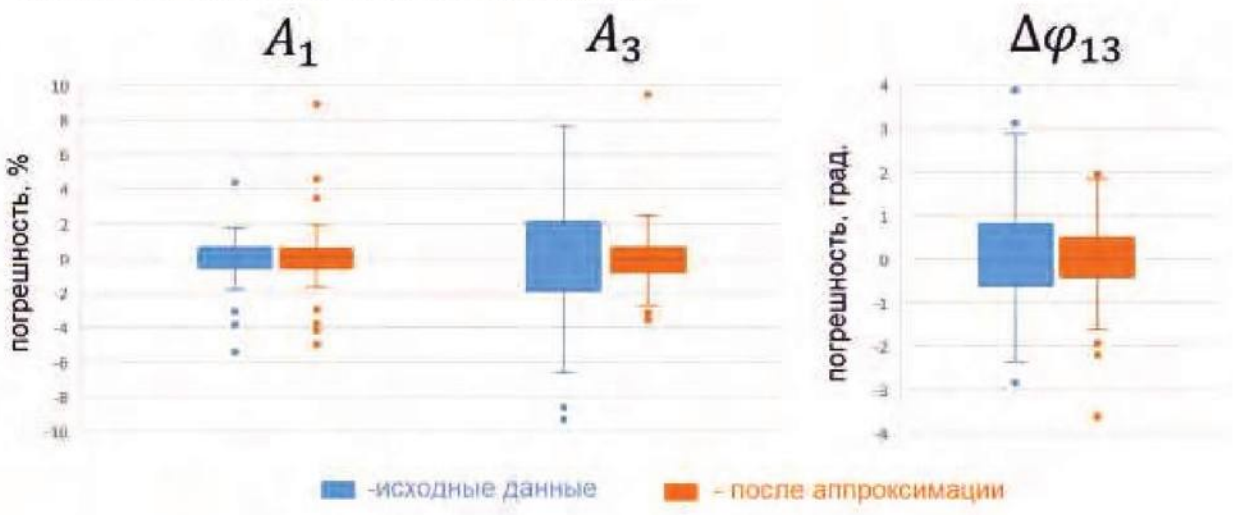
$$\Delta\varphi_{13} = \Delta\varphi_{13}^{\text{обработки}} - \Delta\varphi_{13}^{\text{реальное}}$$

где A_1 – амплитуда первой гармоники меандра, $\Delta\varphi_{13}$ – ДФП, рассчитанный по 1-ой и 3-ей гармонике.

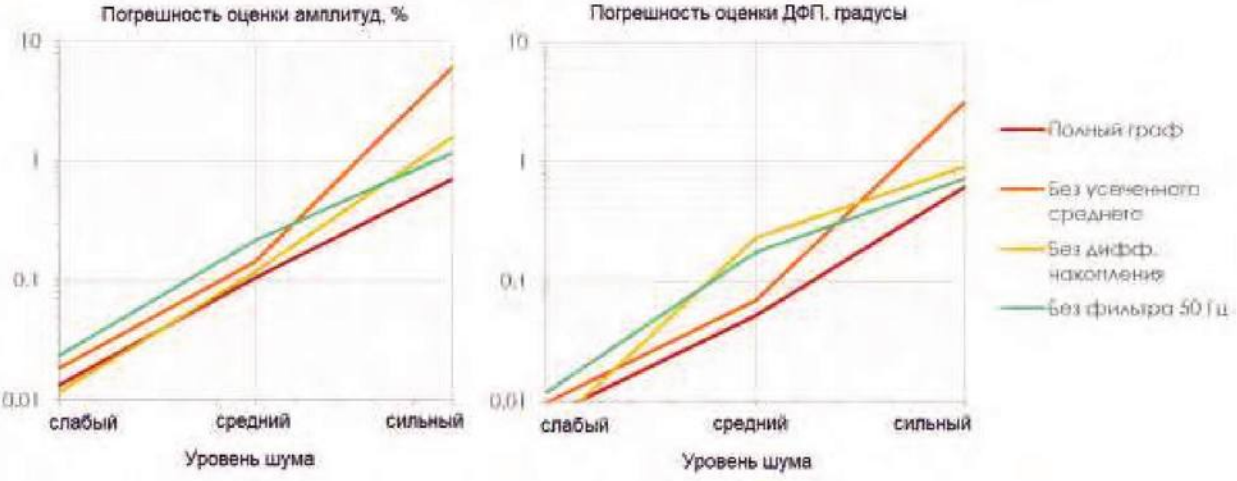
На рис. 8 приведено сравнение распределений погрешностей для результатов обработки исходных данных и данных после процедуры аппроксимации. Можно видеть, что в результате аппроксимации удается увеличить точность определения 3-ей гармоники меандра и фазового параметра. Точность определения 1-ой гармоники не меняется.

На последнем этапе обработки осуществляется переход в частотную область и робастное осреднение в частотной области. Вычисляются следующие параметры и их 95% доверительные интервалы: A_1, A_3, A_5 – амплитуды первой, третьей и пятой гармоник, $\Delta\varphi_{13}, \Delta\varphi_{35}$ – ДФП, рассчитанные для первой и третьей гармоник, для третьей и пятой гармоник. На рис. 9 продемонстрировано, что использование одновременно процедур во временной и частотной области дает наилучший результат.

▼ *Рис. 8. Распределение погрешностей обработки массива зашумленных данных до и после аппроксимации аналитической функцией.*



▼ *Рис. 9. Сравнение эффективности процедур обработки во временной и частотной области.*



3. Алгоритм обработки данных для методов ВЭЗ-ВП, ЭП-ВП, ВП-СГ во временной области

Авторы считают, что измерение параметров ВП в частотной области (технология ИНФАЗ-ВП) является предпочтительным, т.к. такой способ измерения параметров ВП является более помехозащищенным; однако в измерителе МЭРИ Смарт есть возможность обработки и во временной области.

Как и в случае с обработкой в частотной области в начале измерения, пока данных мало, используется упрощенный граф обработки, из которого исключены ВЧ фильтрация и дифференциальное накопление (рис. 10). Это позволяет получать результат, начиная с первого периода сигнала. Когда число накоплений достигает 7 периодов, используется полный граф обработки.

Так же, как в случае с обработкой в частотной области, на первых этапах выполняется фильтрация сигнала и робастное дифференциальное накопление. На рис. 11 показан фрагмент временного ряда до и после применения процедур во временной области.

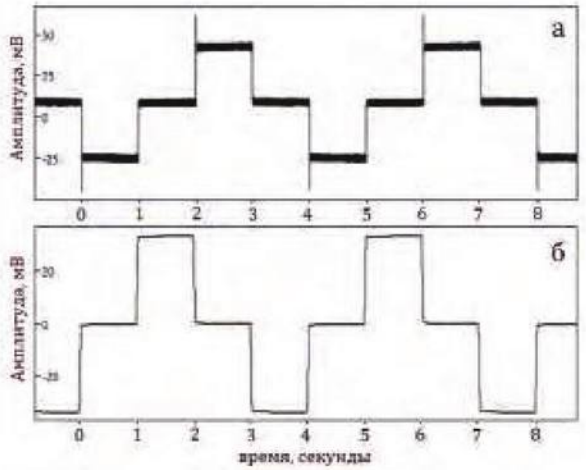
Одним из важных моментов при обработке во временной области является определение положения фронта отключения тока. Максимальная точность его определения достигается путем синхронизации сигнала на измерителе с генератором. Это требуется, например, в методе ЗСБ. В случае с измерением кривой ВП, когда характерные времена спада составляют более 10 миллисекунд, возможно определение фронта без синхронизации с генератором.

В реализованном в системе МЭРИ Смарт алгоритме фронт определяется как дискрет временного ряда, предшествующий моменту, в котором отфильтро-



▲ *Рис. 10. Граф обработки для методов с измерением ВП во временной области.*

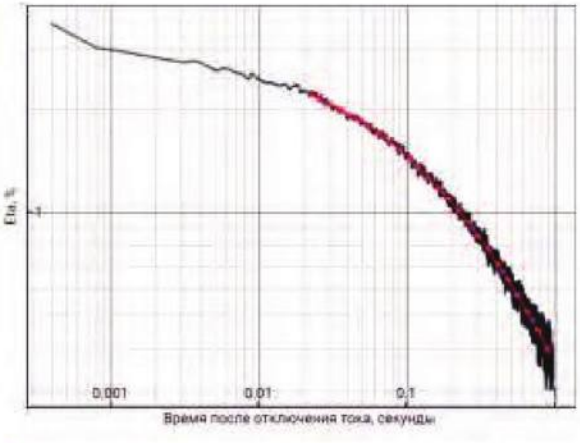
ванный просуммированный по полупериодам сигнал уменьшается до 0.5 от амплитуды меандра (рис. 12). В большинстве случаев удается достигать точности определения положения фронта менее 1



▲ *Рис. 11. Фрагмент временных рядов*
а) исходные данные
б) после фильтрации.



▲ *Рис. 12. Пример определения фронта сигнала.*



▲ *Рис. 13. Кривая спада ВП.*

миллисекунды, что меньше длительности фронта выключения тока большинства генераторов, используемых при проведении работ методом ВП.

Далее, с учетом определенного положения фронта, рассчитывается кривая ВП сначала на линейной сетке времен с шагом равным шагу отсчётов АЦП (черная кривая на рис. 13). Затем происходит интерполяция на более редкую итоговую сетку времен: для этого для каждого интересующего времени выполняется робастная линейная регрессия по набору значений в небольшом интервале вокруг точки интерполяции [Хьюбер, 1984] и затем по массиву полученных значений дополнительно выполняется сглаживающая сплайн аппроксимация [Hastie, 1990]. Результат аппроксимации показан на рис. 13 красной линией.

4. Управляющая программа для Android устройств

Управляющая программа создана только для устройств под управлением Android OS, т.к. по оценке авторов устройства на других платформах в полевых работах практически не используются. При разработке пользовательского интерфейса был сделан акцент на простоте и интуитивной понятности пользовательского интерфейса, так, чтобы пользоваться приложением можно было без изучения инструкций (рис. 14).

Для каждого электроразведочного метода был реализован свой режим

▼ *Рис. 14. Графический интерфейс управляющей программы МЭРИ Смарт.*



измерений со свойственными ему настройками, представлением результатов обработки и инструментами создания установок. Так, например, для метода ВЭЗ в ходе измерений можно видеть кривую зондирования, в методе ЭП отображается график профилирования, реализована автоматическая нумерация пикетов, в методе БТ в соответствии с ГОСТом сигнал регистрируется каждые 10 секунд в течение 10 минут и т.д. Также есть универсальный режим: выполнение измерений напряжения без привязки к определенной методике с возможностью проводить периодические замеры.

Один из алгоритмов обработки, описанных выше, автоматически выбирается в зависимости от выбранного пользователем метода. Несмотря на то, что обработка ведется в реальном времени, управляющая программа позволяет записывать исходный сигнал для последующей переобработки и контроля качества выполненных измерений.

В приложение имеется карта, на которой можно просмотреть как запланированные, так и уже выполненные измерения. Положение выполненных измерений определяется на основе GPS смартфона.

Заключение

Особенностью системы МЭРИ Смарт является то, что измеритель выполняет только первичную фильтрацию, оцифровку сигнала и передачу его по Wi-Fi на Android устройство для последующей обработки. Обработка происходит в реальном времени, также есть возможность сохранения исходного сигнала в файл для последующей углубленной обработки.

Необходимость использования смартфона для выполнения измерений, с одной стороны, накладывает некоторые ограничения (разрядка смартфона, работа в мороз, дождь), с другой стороны, даёт ряд преимуществ: удобство работы, сервисные возможности смартфона, простота внедрения новых функций и алгоритмов обработки, использование продвинутых и ресурсоёмких систем обработки данных.

В алгоритмах обработки, используемых в измерителях МЭРИ Смарт, были учтены следующие требования: 1) при обработке должна использоваться априорная информация о сигнале, такая как периодичность, антисимметричность и др., а также о структуре помех; 2) обработка должна быть устойчивой к сильным неравномерным по времени шумам; 3) алгоритмы должны быть адаптивными и подходить как для быстрых измерений при высоком уровне сигнала, так и для обработки слабых, сильно зашумленных сигналов; 4) первый результат должен быть получен как можно раньше, начиная уже с первого периода, затем, по мере увеличения накоплений, обработка должна усложняться и включать в себя более эффективные процедуры, которые требуют большего числа накоплений; 5) измерительный комплекс должен иметь возможность работать как в частотном, так и во временном режиме.

Система МЭРИ Смарт продолжает развиваться и совершенствоваться. В перспективе планируется добавить возможность проведения измерений незаземлёнными линиями, зондирования многоэлектродными установками с использованием коммутатора, объединение нескольких регистраторов в один массив с управлением с помощью одного смартфона и пр. Реализация этих планов позволит расширить область применения Многофункционального ЭлектроРазведочного Измерителя МЭРИ Смарт.

Литература

1. Айфичер Э., Джервис Б. Цифровая обработка сигналов. М.: Вильяме, 2004. 992 с

2. Алексанова Е.Д, А.А. Бобачев, Епишкин Д.В., Зорин Н.И., Куликов В.А., Модин И.Н., Пушкарев П.Ю., Шевнин В.А., Шустов Н.Л., Яковлев А.Г. Электроразведка: пособие по электроразведочной практике для студентов геофизических специальностей. Том I, Тверь: ПолиПРЕСС, 2018 – 276 с.

3. Буддо И. В. Особенности подавления электромагнитных помех различной природы математическими алгоритмами // Вестник Иркутского Государственного Технического Университета. 2009. № 2. с. 7-10.

4. Букингем М. Шумы в электронных приборах и системах. М.: Мир, 1986. 399 с.

5. Куликов А.В., Шемякин Е.А. Электроразведка фазовым методом вызванной поляризации. М: Недра, 1978. 157 с.

6. Хьюбер П. Робастность в статистике. М: Мир, 1984.

7. Cole K.S. and Cole R.H., Dispersion and absorption in dielectrics, I. Alternating current characteristics // Journal of Chemical Physics, 1941, 9, 341-351.

8. Hastie T.J. Generalized Additive Models. Chapman and Hall, 1990

9. Junge A. Characterization and correction for cultural noise // Surveys in Geophysics, 1996, 17(4): 361-391

10. Liu D.C., Nocedal J. On the Limited Memory Method for Large Scale Optimization // Mathematical Programming, 1989, B.45 (3): 503-528.

11. Pankratov O.V., Geraskin A.I. On processing of Controlled Source Electromagnetic (CSEM) Data // ActaGeofisica, 2010. T.8. N1. c. 31-49

Подробнее об авторах



Епишкин
Дмитрий Викторович

НТЦ «Северо-Запад»,
руководитель отдела
перспективных
разработок.

ЦГЭМИ ИФЗ РАН,
старший научный сотрудник.
Кандидат технических
наук.



Яковлев
Денис Васильевич

НТЦ «Северо-Запад»,
генеральный
директор.



Яковлев
Андрей Георгиевич

МГУ им. М.В. Ломоносова,
геологический факультет,
доцент

ООО «Северо-Запад»,
главный специалист,
кандидат физико-
-математических наук.

NORD WEST

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНОЙ АППАРАТУРЫ

Генератор Astra 100 AT

max 100 Вт | 1 А | 750 В
Меандр 0.076-2500 Гц
Меандр с паузой 1-128 с
Управление: панель и Wi-Fi

Измеритель Mary² smart

Два канала, 2хАЦП 24 бит
Входное напряжение ±15В
Меандр 0.076-2500 Гц
Меандр с паузой 1-128 с
Управление через Wi-Fi



Генератор Астра 20

max 20 Вт | 100 мА | 400 В
Меандр 0.076-2500 Гц
Управление через Wi-Fi

Измеритель Mary smart

Один канал, АЦП 24 бит
Входное напряжение ±3В
Меандр 0.076-2500 Гц
Меандр с паузой 1-128 с
Управление через Wi-Fi

+7 (495) 518 9494
ООО «Северо-Запад»
mail@nw-geophysics.com

Система для трехмерных сейсмоакустических наблюдений на акваториях – технология работ и обработки данных

■ Бирюков Е.А., Понимаскин А.И., Маев П.А., ООО "СПЛИТ", г. Москва.
■ Гайнанов В.Г., д.т.н, Токарев М.Ю., к.т.н., МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва.

Аннотация

В работе излагаются принципы конструирования систем трехмерных сейсмоакустических наблюдений, расчет их параметров и оценка возможностей. Представлены некоторые примеры применения как зарубежных, так и разработанных авторами систем.

Ключевые слова: *трехмерная сейсморазведка, инженерные изыскания на акваториях, морские трехмерные сейсмоакустические наблюдения.*

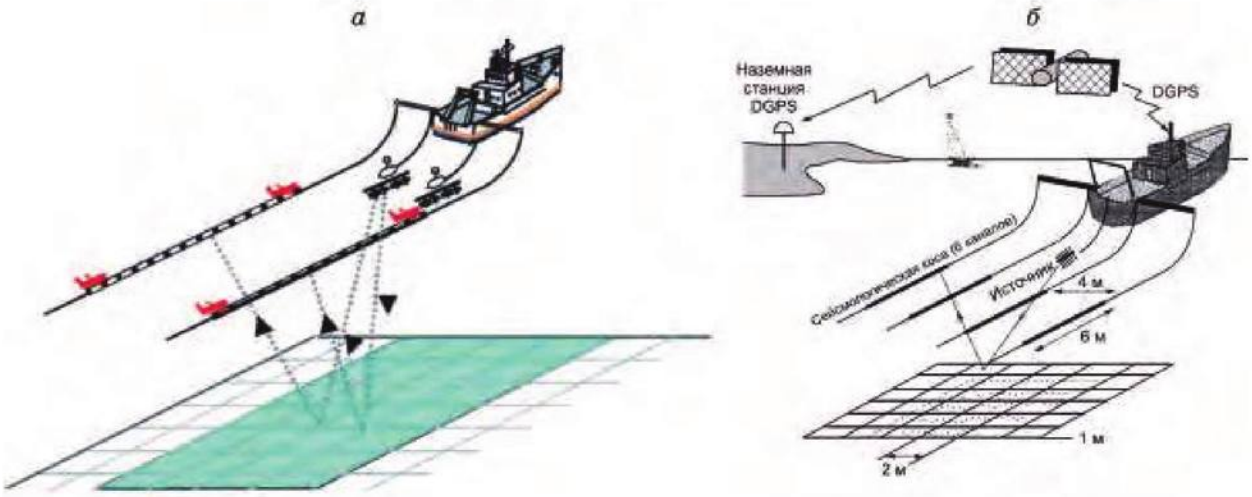
Введение

Разработки систем трехмерных сейсмоакустических наблюдений на акваториях для изучения самой верхней части разреза для инженерных и других целей начались более 20 лет назад. Однако первоначально отсутствие технологий и соответствующей аппаратуры для определения координат источников и приемников с достаточной точностью, а также сложность обработки данных не позволяли получить достаточно качественные данные. Тем не менее за этот период разные научные организации опробовали самые разные конструкции для проведения трехмерных сейсмоакустических наблюдений (Гайнанов и др., 2017).

Системы для морских трехмерных сейсмоакустических наблюдений

В целом такие конструкции можно разделить на две группы: 1) системы для работы в диапазоне частот выше 1–2 кГц, имеющие конструкцию в виде жесткой рамы или решетки, в узлах которой располагаются приемники, так как иначе обеспечить с достаточной точностью требуемые расстояния между ними не удается; 2) системы для работы в более низком частотном диапазоне колебаний, в которых для задания взаимного положения источников и приемников применяется способ буксировки приемных кос с выстрелов по бортам судна или для разведения кос используются параваны (Шматков, 2014).

Системы первой группы могут использоваться для исследования геологического разреза лишь до небольших глубин, поэтому для целей инженерных изысканий не представляют большого интереса, а вот относительно низкочастотные системы второй группы, позволяющие исследовать разрез до глубин 50-100 метров с вертикальным разрешением не хуже 1 м, выглядят востребованными для этих целей. Поэтому мы в своей разработке ориентировались именно на такие системы, наиболее ранней из которых является разработка института IFREMER (Франция). Авторы разработки позиционируют систему как средство для проведения инженерных изысканий на небольших площадях с глубинами моря до 100 м, предназначенную для получения сейсмического изображения геологической среды с вертикальным разрешением 1 м (Thomas et al., 2012; Marsset et al., 2002). Авторы опробовали несколько вариантов системы наблюдений – начиная от двух кос и двух источников до четырех кос и одного источника (рис. 1). Для возбуждения упругих колебаний использовался источник типа “спаркер” с центральной частотой 600 Гц. Для регистрации использовались сейсмические косы по шесть каналов (с шагом 1 м между каналами).

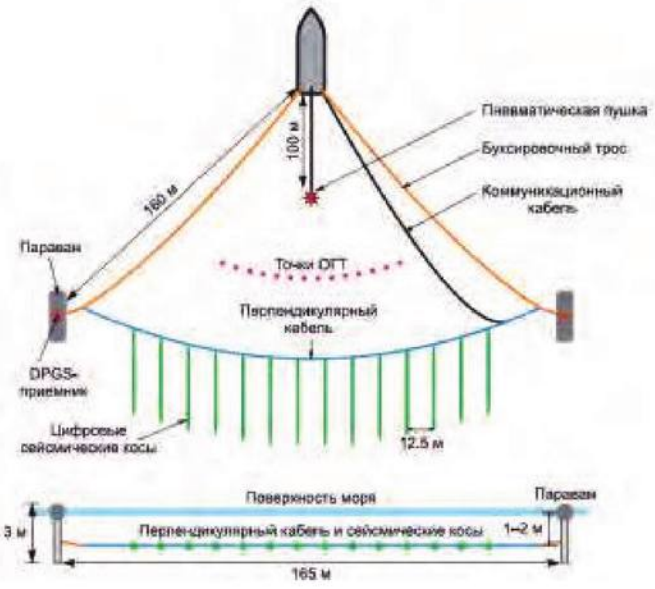


▲ *Рис. 1. Схемы системы института IFREMER: а - по (Thomas et al., 2012); б - по (Marsset et al., 2002).*

Проект P-Cable 3D начал развиваться еще с 2000-х годов, сначала как научно-исследовательская разработка, которая потом завоевала и коммерческий успех (Шматков, 2014).

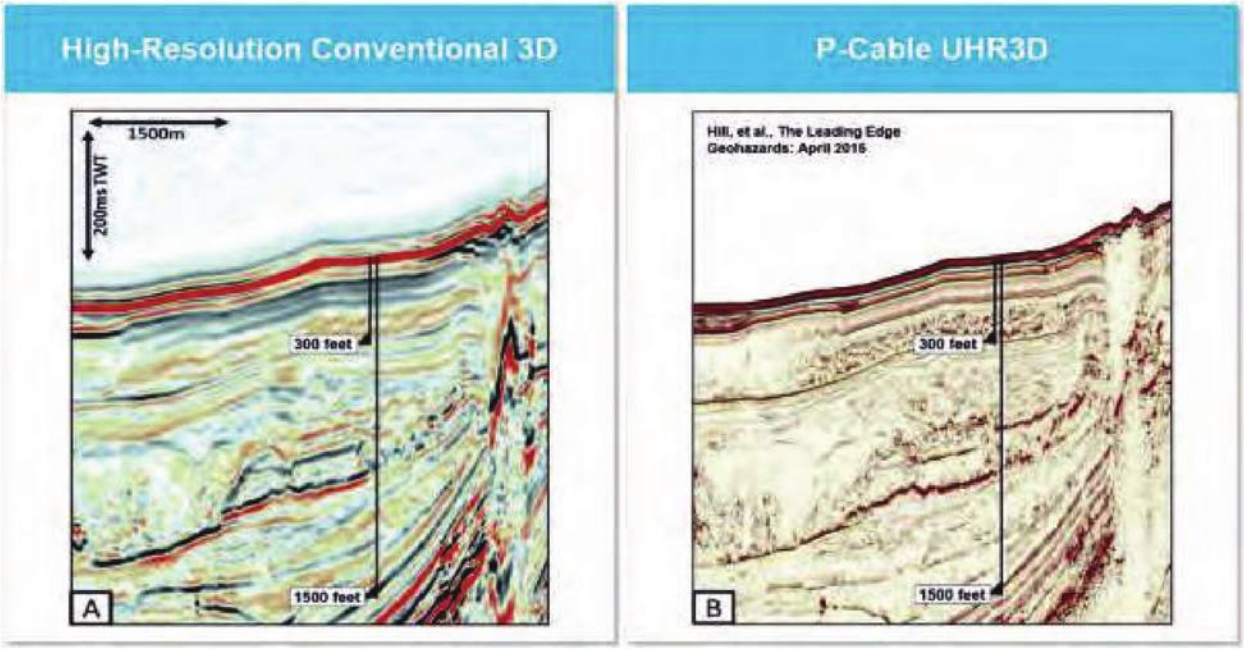
Успех системы P-Cable обусловлен тем, что в его разработке участвовали сразу несколько известных компаний: твердотельные косы – производства “Geometrics”, пневматический источник – производства “Sercel”. Да и сама конструкция P-Cable оказалась очень удачной во многих отношениях. В настоящее время она принадлежит компании Ocean Floor Geophysics (OFG), которая приобрела проект в партнерстве с PGS в марте 2022 года (https://www.oceanfloorgeophysics.com).

▲ *Рис. 2. Система P-Cable 3D (вид сверху и вид сзади) ((https://ncs-subsea.com).*



Однако нужно отметить высокую стоимость системы и некоторую громоздкость для малоглубинных исследований. Поэтому в качестве прототипов нам больше подходит разработка компании Geomarine Survey Systems (https://ww2.geosys.nl).

В системе используются 4 или 6 буксируемых кос и 3 источника. Косы буксируются на одинаковом удалении от среза кормы на расстоянии 4 м друг от друга, закреплены они так, что глубина от начала к концу косы постепенно возрастает. Две рамы электроискровых излучателей буксируются по краям приемной расстановки на расстоянии 2 м от крайних кос, третий источник буксируется по центру расстановки. Возбуждение акустического сигнала производится тремя одинаковыми электроискровыми источниками в режиме Flip-Flap-Flop. Количество электродов, общая энергия и шаг ПВ подбираются в зависимости от требуемой глубинности и разрешающей способности.



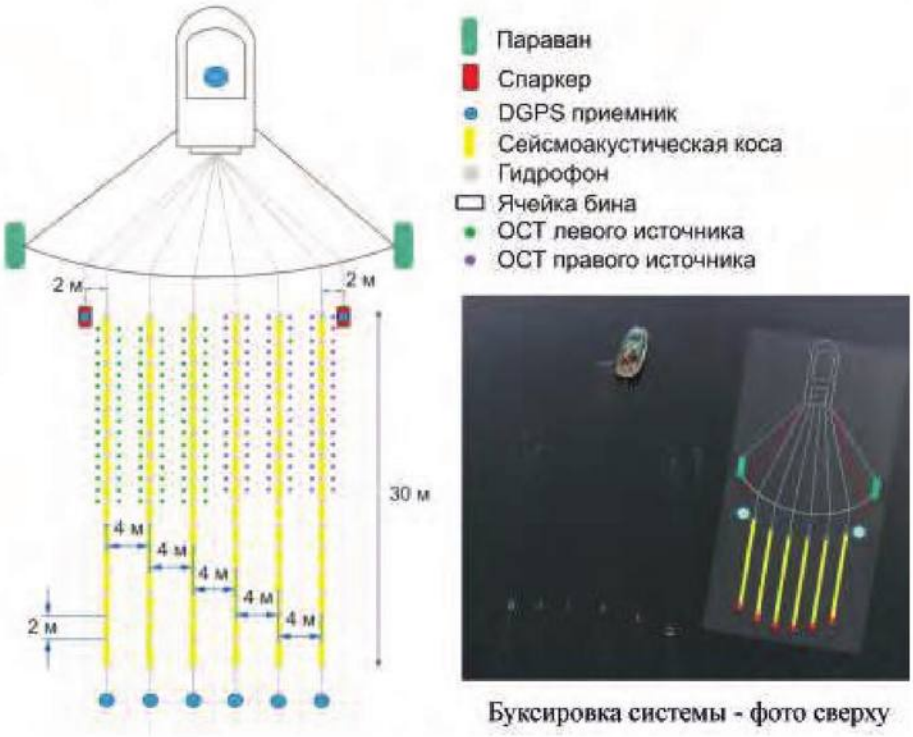
▲ *Рис. 3. Сравнение временных разрезов высокоразрешающей 3D сейсморазведки и ультравысокоразрешающей P-Cable UHR3D (https://ncs-subsea.com).*

Проектирование системы трехмерных сейсмоакустических наблюдений

На основании детального анализа конструктивных особенностей и рабочих параметров рассмотренных систем, мы выбрали в качестве прототипа систему компании GeomarineSurveySystems (https://ww2.geosys.nl), позаимствовав некоторые конструктивные особенности и системы P-Cable 3D (https://ncs-subsea.com), и сконструировали следующую систему наблюдений (Рис. 4).

Далее, исходя из требований к сейсмическим материалам для инженерных изысканий и конструктивных особенностей выбранной конфигурации системы

▶ *Рис. 4. Система для морских трехмерных сейсмоакустических наблюдений – схема с параметрами и вид сверху в процессе наблюдений.*



наблюдений, мы провели соответствующие расчеты и моделирование волнового поля.

Проектирование систем наблюдения 3D предусматривает определение следующих базовых параметров: размер бина, кратность наблюдений, максимальное и минимальное удаление, шаг наблюдений по оси x и оси y.

Определение размеров бина основывается на следующих условиях (Cordsen et al., 2000):

1. Соответствие протяженности сторон бина размерам изучаемого объекта. Исходя из требования, что 3 трассы должны пересекать разведоваемый объект, выбираем размеры бина:

$$Sx, y \leq Rx, y/3$$

где *Rx, y* – линейные размеры изучаемого объекта, в нашем случае 1 – 3 м.

2. Оптимальное суммирование целевых отражённых волн на базе бина. При наличии в разрезе наклонных целевых границ раздела сложение отражённых волн с нулевыми выносами на стороне бина будет происходить с временными задержками. Их значения по осям X и У определяются простым соотношением:

$$\Delta Tx, y = \frac{\sin \theta x,y * Sx,y}{V}$$

где ϑ *x, y* – угол наклона отражающей границы по осям *X* и *У*;

S x, y – протяженность бина вдоль соответствующей оси;

V – средняя скорость распространения волн над наиболее глубоким целевым горизонтом.

Достаточно строгая оценка дает размеры бина не более 1 м.

Далее оценивались значения минимального и максимального удаления.

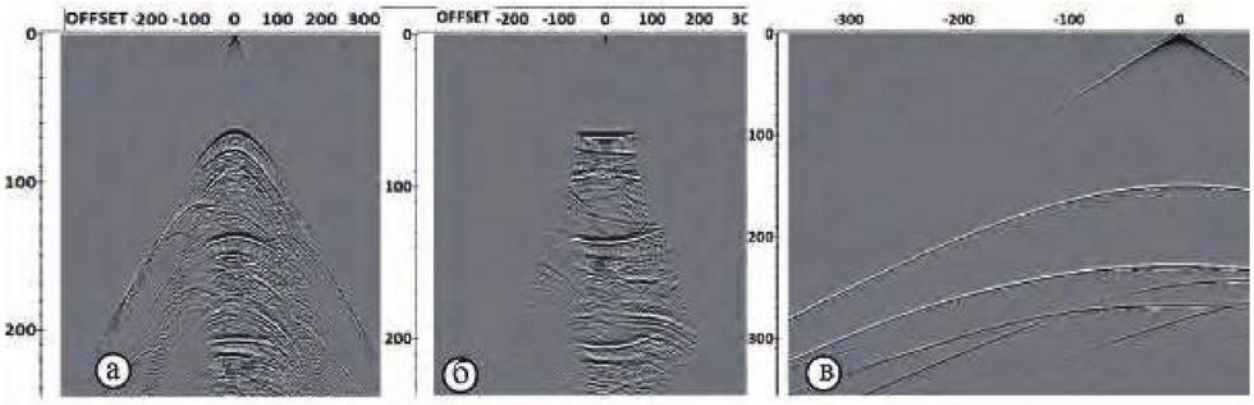
Поскольку наша технология трехмерных наблюдений разрабатывалась для высокочастотной сейсмоакустики на мелководных акваториях, то минимальное удаление должно быть не более 10 м.

Величина максимального удаления при грубой оценке укладывается в промежуток от 0,8 Hmax до 1,5 Hmax, где Hmax – глубина наиболее погруженного целевого горизонта. Однако следование таким размерам привело бы к неоправданному увеличению размеров системы трехмерных наблюдений. Поэтому мы предусмотрели возможность проведения одновременных двухмерных наблюдений с дополнительной косой большой длины специально для определения скоростных характеристик среды, и при проектировании 3D системы не стремимся увеличивать размеры системы до упомянутых выше.

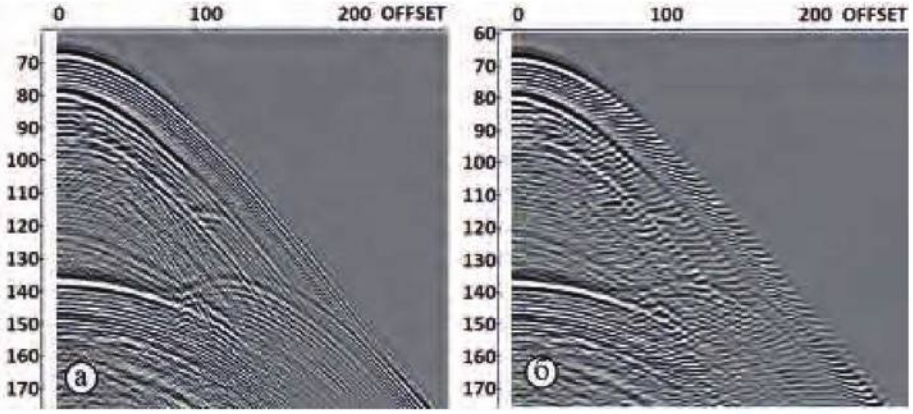
Моделирование

Для более обоснованной оценки минимального и максимального удалений, шага наблюдений, нами было проведено 2D моделирование с использованием двух моделей: одной мелководной, типичной для Белого моря, и другой, относительно глубоководной, на базе разреза в Восточно-Сибирском море.

Расчитывалось волновое поле в различные моменты времени и сейсмограммы ОПВ, на которых можно увидеть, что для мелководной модели слияние прямой и отраженной волн происходит на удалении 250 м (Рис. 5, а). Однако применение мьютинга при вводе кинематических поправок (20%) ограничивает интервалы полезной записи для донного отражения – 60 м, для первой границы – 105, а для нижней -160 м (Рис. 5, б) Для глубоководной модели слияние волн не происходит даже на удалениях более 400 м (Рис. 5, в), хотя для высокоразрешающей сейсмоакустической системы такие удаления не нужны.



▲ *Рис. 5. Сейсмограммы ОПВ: а – для мелководной модели, б – для мелководной модели после мьютинга, в – для глубоководной модели.*



▲ *Рис. 6. Модельные сейсмограммы при шаге наблюдений: а –1 м; б – 4 м.*

С помощью моделирования выбирался также оптимальный шаг между приемниками в косе. Например, для мелководной модели расчитывались сейсмограммы ОПВ при различном шаге наблюдений – от 1 м до 5 м. Если при шаге наблюдений от 1 до 3 м корреляция фаз волн вполне надежная, то при шаге 4 м проявляется пространственный алиасинг и корреляция фаз волн становится затруднительной (Рис. 6.).

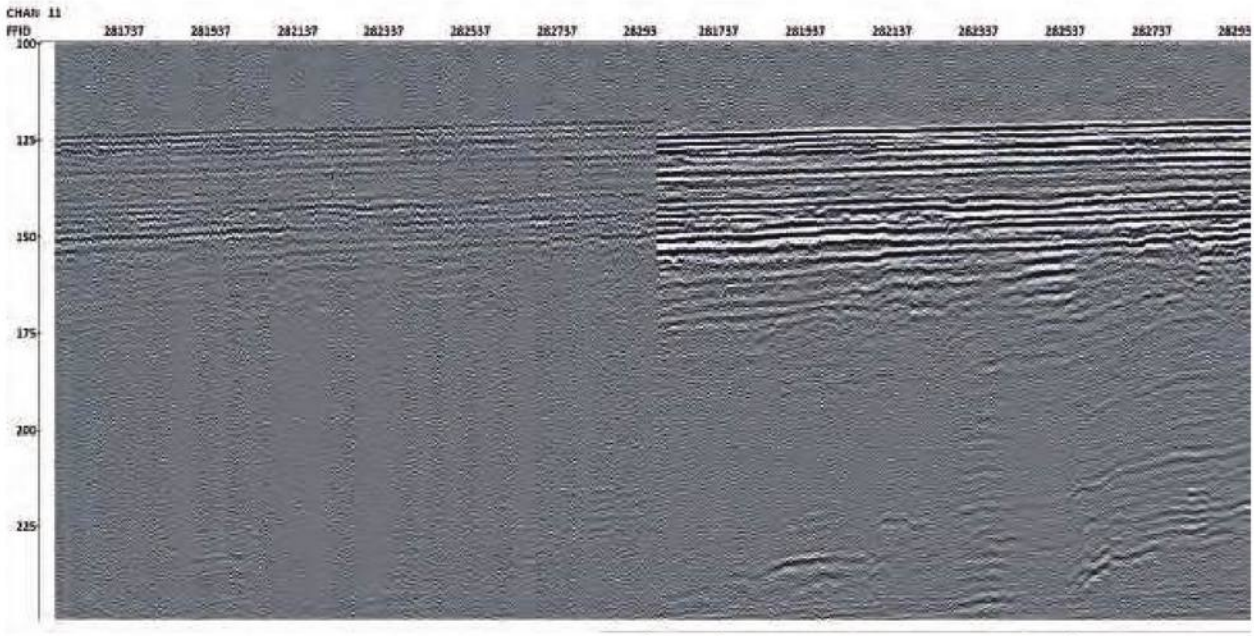
Особенности обработки данных

Обработка данных трехмерных сейсмоакустических наблюдений в целом подчиняется такому же графу, как и данных любых трехмерных наблюдений, однако в связи с высокой разрешающей способностью данных повышенные требования предъявляются к процедурам контроля геометрии расстановки, вводу и коррекции статических поправок, а также трехмерной миграции. Ниже представлены несколько примеров обработки реальных данных.

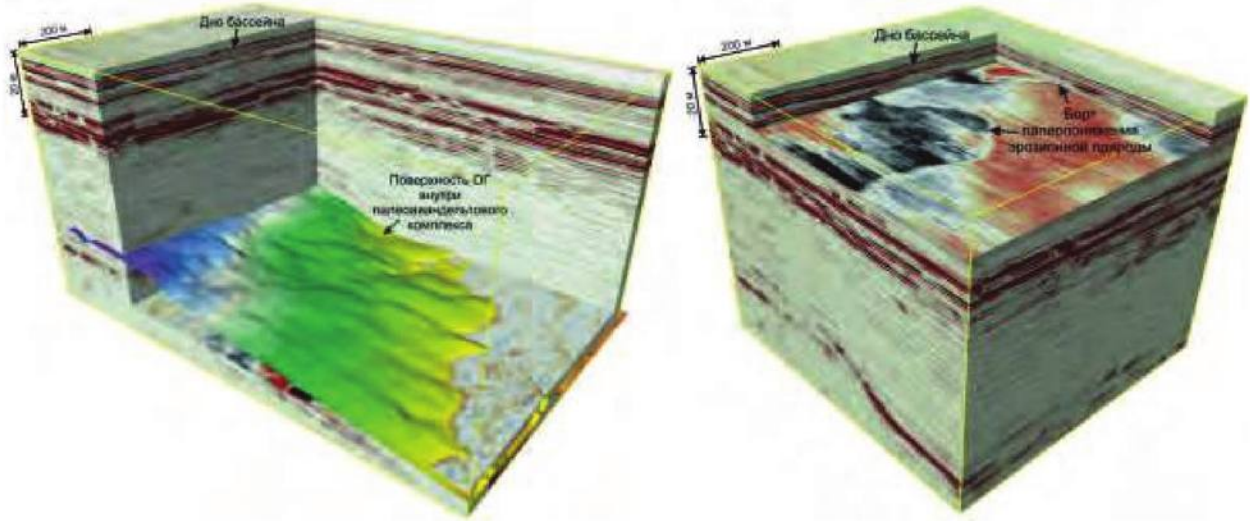
Достоинства трехмерных систем наблюдений заключаются не только в получении трехмерных изображений исследуемых отложений, но и в том, что трехмерная миграция часто позволяет существенно увеличить разрешенность изображения как по вертикали, так и по горизонтали, избавляя сейсмические изображения от ложных структур, типа дифракционных гипербол и боковых отражений (Рис.9).

Заключение

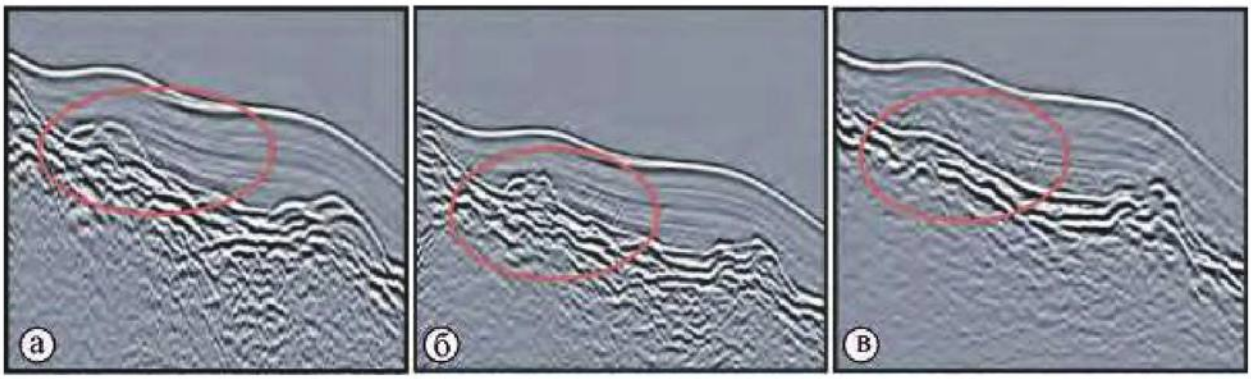
Разработана система для морских трехмерных сейсмоакустических наблюдений, позволяющая получить объемные изображения верхней части геологи-



▲ *Рис. 7. Суммированные разрезы: слева – исходные данные; справа – после подавления шумов и ввода статических поправок.*



▲ *Рис. 8. Пример сейсмического куба, полученный с разработанной системой.*



▲ *Рис. 9. Фрагмент сейсмоакустического разреза, полученный с разработанной системой: а) исходный разрез ОГТ; б) разрез после 2D миграции; в) разрез после 3D миграции. Ложная структура внутри обведенного красным цветом фрагмента полностью исчезла только после 3D миграции.*

ческой среды с детальностью около 1 м. Параметры системы обоснованы теоретическими расчетами и моделированием волновой картины. Система опробована при проведении исследований в инженерно-геологических целях в нескольких регионах и показала возможность получения достаточно качественных результатов.

Литература:

1. Гайнанов В.Г., Верхняцкий А.А., Токарев М.Ю., Шматков А.А. Трехмерные сейсмоакустические наблюдения на акваториях: обзор современных технологий // Деловой журнал Neftegaz. RU. 2017. № 1, с. 56-68.
2. Шматков А.А. Разработка методики трехмерных сейсмоакустических наблюдений на мелководных акваториях. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва, 2014, 139 с.
3. Cordsen A., Galbraith M., Peirce J. Planning Land 3-D Seismic Surveys. 2000. P. 214.
4. Marsset T., Marsset B., Thomas Y. and Didailler S. 2002. Sismique treshaute resolution 3D; une nouvelle methode d'imagerie des sols superficiels. Geoscience 334, 403–408.
5. Thomas Y., Marsset B., Westbrook G.K., Grall C. et al. 2012. Contribution of high-resolution 3D seismic near-seafloor imaging to reservoir-scale studies: application to the active North Anatolian Fault, Sea of Marmara. Near Surface Geophysics 10, 291–301.
6. https://ncs-subsea.com/media/ofg-acquires-ncs/
7. https://www.oceanfloorgeophysics.com/
8. https://ww2.geosys.nl/

Подробнее об авторах



Бирюков
Евгений Алексеевич

Генеральный директор,
ООО "Сплит".



Понимаскин
Алексей Игоревич

главный геофизик,
ООО "Сплит".



Маев
Петр Андреевич

начальник полевого
отдела, ООО "Сплит".



Гайнанов
Валерий Гарифьянович

д. т. н., профессcор
кафедры сейсмометрии
и геоакустики геологического
факультета МГУ.



Токарев
Михаил Юрьевич

к. т. н., ведущий научный
сотрудник геологического
факультета МГУ.

Влияние геометрии группы пневмоисточников на сейсмический сигнал при выполнении 4D-мониторинга

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

Аннотация: *При выполнении сейсморазведочных работ на акватории для возбуждения упругих колебаний в абсолютном большинстве случаев применятся группирование пневматических источников (ПИ). Основная задача группирования - повышение энергии первичного импульса при снижении уровня вторичных пульсаций. В рамках одной группы могут одновременно работать до нескольких десятков единичных и объединенных в кластеры ПИ. Специфика морских исследований такова, что источник находится в постоянном движении, т.е. геометрические параметры группы не стабилизированы. Многолетний опыт реализации шельфовых проектов позволил сервисным компаниям выработать ряд технологических приемов, способствующих минимизации изменчивости параметров группы, а компаниям-заказчикам определить критерии допустимой вариативности параметров группы (по глубине буксировки, сепарации линий ПИ). Однако, постоянное стремление к повышению точности решаемых сейсморазведкой задач приводит к необходимости дополнительной оценки всех параметров наблюдений, в том числе и параметров геометрии группы.*

Ключевые слова: *сейсморазведка 3D4C, 4D мониторинг, сейсмический мониторинг, пнемоисточник, NRMS, сигнатура, вторичная пульсация*

Введение

В практике зарубежных нефтегазовых компаний сейсмический мониторинг (4D мониторинг) зарекомендовал себя как надежный инструмент управления разработкой шельфовых месторождений, который, с одной стороны, требует больших инвестиций на стадии ГРР, с другой - позволяет получить значительный экономический эффект за счет оптимизации бурения. В связи с реализацией отечественными недропользователями программы освоения шельфовых месторождений, в последние годы интерес к проведению сейсмического мониторинга усиливается и на территории РФ.

Ключевым фактором, влияющим на успешность выполнения сейсмического мониторинга, является повторяемость базовой и последующих мониторных съемок. В конечном итоге, совокупность несоответствий съемок приводит к возрастанию параметра NRMS (или 4D-шума), который характеризует уровень шума, связанного с комплексом методических отличий серии наблюдений. Атрибут NRMS определяется как нормализованное среднеквадратическое отклонение между двумя наборами данных – базы (b) и монитора (m):

$$\mathrm{NRMS} = \frac{RMS(b-m)}{\mathrm{RMS(b)} + \mathrm{RMS(m)}}$$

Величина 4D-отклика, вызванного процессами разработки для конкретного месторождения, должна в достаточной мере превышать уровень NRMS, что является ключевым условием эффективности сейсмического мониторинга.

Считается, что основной вклад в величину NRMS вносится различием в плановом положении пункта приема (ПП) и пункта возбуждения (ПВ) [1], при этом очевидно, что любые другие изменения, как например вариации геометрии

группы ПИ, и как следствие, сигнатуры источника, будут вносить свой вклад в итоговую величину 4D шумов, пусть и в значительно меньшей степени.

Сигнатура источника при работах OBN

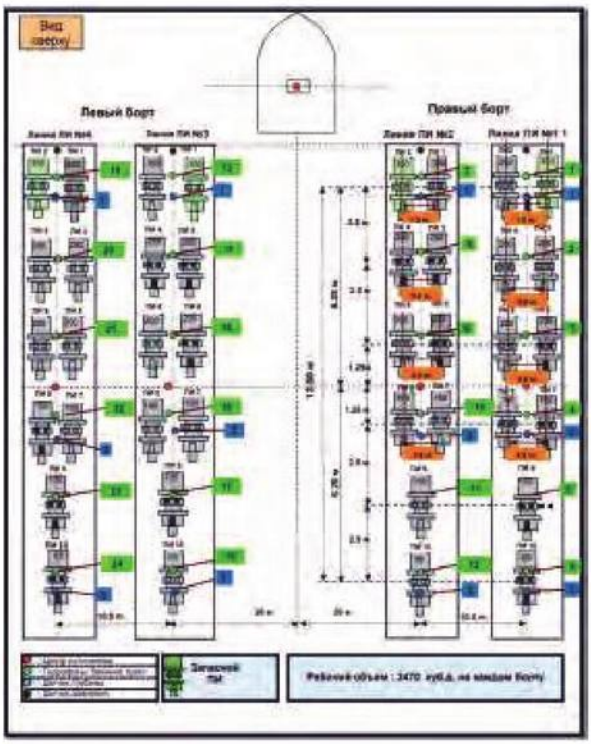
При реализации сейсморазведочных работ на шельфе предполагается, что с достаточной точностью известна сигнатура источника в дальней зоне. Информация о сигнатуре источника может быть получена следующими способами:

- математическое моделирование в специализированном ПО (Gundalf, Nucleus);
- моделирование на основе записей гидрофонов ближней зоны (NFH);
- прямое измерение;
- извлечение формы импульса из записи донного отражения;

Алгоритмов для математического моделирования сигнатуры предложено достаточно много, но в наиболее популярных пакетах используется подход, основанный на системе уравнений движения пульсирующих пузырей в жидкости, в результате решения которой группа взаимодействующих пузырей представляется как группа невзаимодействующих, внешнее давление для каждого из которых меняется со временем (за счет осцилляции соседних пузырей), что в итоге позволяет получить сигнатуру для каждого пневмоисточника и далее рассчитать суммарную сигнатуру группы (в любом направлении) как их суперпозицию.

Расчет сигнатуры в специализированном ПО в обязательном порядке проводится в рамках проектирования полевых работ, однако при достаточно точном моделировании первичного импульса, имеющиеся на текущий момент программные решения характеризуются значительными погрешностями при моделировании вторичных пульсаций газового пузыря (bubble). При выполнении работ с буксируемым оборудованием оценить сигнатуру возможно на основе записи с ближнего канала косы или служебного канала, обычно расположенного на малом от источника расстоянии. В отличие от данных моделирования, при использовании информации с косы есть возможность работать с переменной по профилю сигнатурой, что позволяет при определённых условиях компенсировать изменчивость условий возбуждения. Данный метод может быть эффективен только при условии достаточной глубины до морского дна – при отсутствии интерференции прямой волны с донным отражением. В отдельных случаях сигнатура может быть оценена путем статистического накопления сигнала донного отражения, однако этот метод является наименее предпочтительным ввиду того, что подобная оценка импульса будет всегда осложнена фактором геологии – интерференцией донного отражения с нижележащими границами. При этом, достаточная глубина до морского дна продолжает быть обязательным условием.

При выполнении съемок с донными регистрирующими системами (OBN) сейсмическая коса отсутствует и зафиксировать сигнатуру предложенным ранее способом прямого измерения не представляется возможным. Для подобных случаев разработаны алгоритмы моделирования [2], основанные на использовании записей гидрофонов ближней зоны (NFH), для чего соответствующие записи предварительно калибруются с использованием результатов bubble-теста (специального теста, выполняемого перед началом полевых работ с целью контроля объема и глубины буксировки каждого ПИ, при котором выполняется



▲ *Рис. 1. Конфигурация сейсмического источника.*

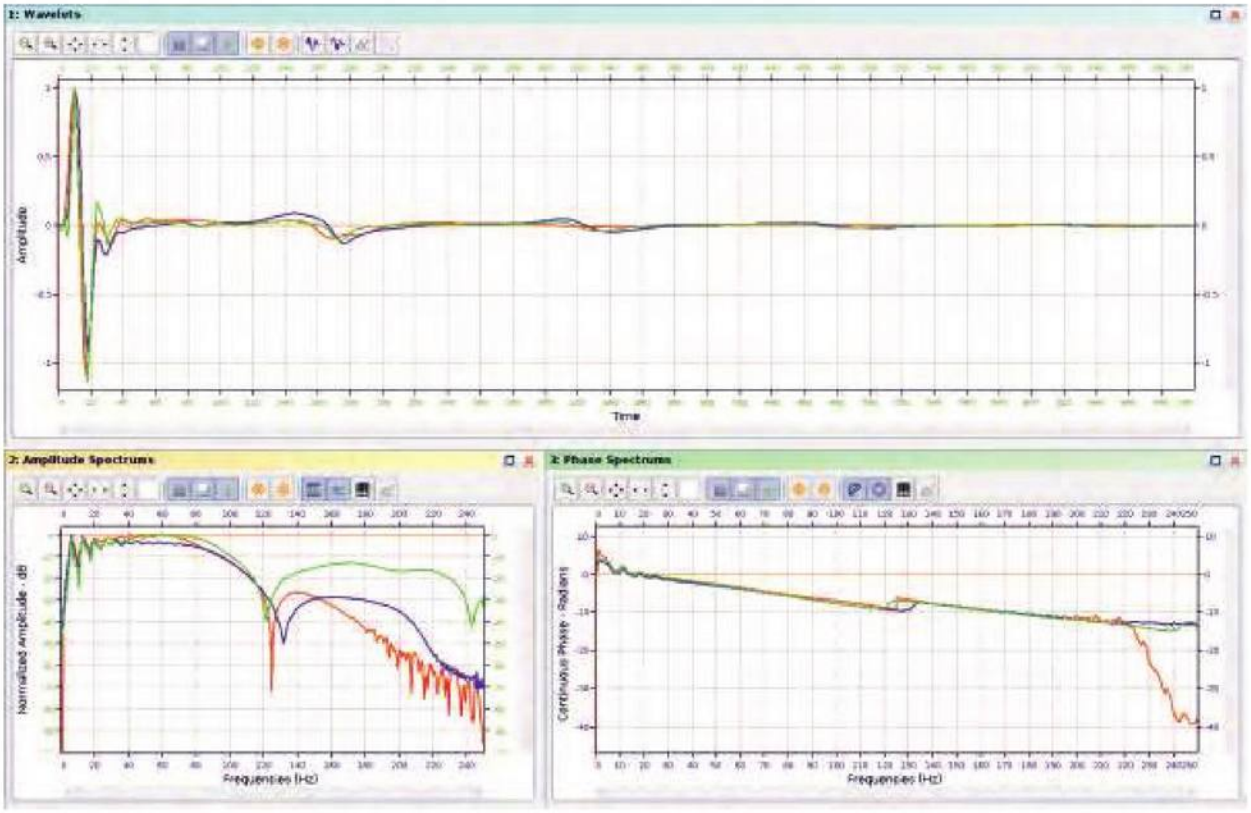
регистрация импульса единичной пушки группы без интерференции с соседними), что позволяет компенсировать амплитудные искажения, вызванные различием в чувствительности гидрофонов. Далее выполняется расчет набора условных источников («notional») от каждого ПИ с последующим получением суммарной сигнатуры в дальней зоне. Полученную сигнатуру можно дополнительно скорректировать за регистрирующий тракт NFH-каналов (как правило, аналоговый низкочастотный фильтр), однако практика показывает, что влияние данного фактора минимально и им можно пренебречь.

В качестве объекта исследования для данной работы была выбрана реальная конфигурация, применяемая на одном из проектов АО «МАГЭ» с донным оборудованием (Рис. 1).

Источник сконфигурирован для отработки площади методом попеременного (flip-flop) срабатывания двух эквивалентных групп ПИ (группа левого и правого бортов, расстояние между центрами групп 50 м). Каждая отдельная группа представляет собой две параллельные, линейно-вытянутые (12.5 м) линии ПИ. Номинальное расстояние между линиями (сепарация) – 10 м. Максимальный объем отдельной пушки составил 350 куб.д, минимальный – 65 куб.д. Общий объем источника по каждому борту - 3470 куб.д. Номинальная глубина буксировки – 6 м.

Для данной конфигурации источника была выполнена оценка сигнатуры всеми доступными способами. Сейсмический импульс был смоделирован математически (Gundalf), построена модель на основе гидрофонов ближней зоны (Geovation2) и получен накопленный сигнал из донного отражения (Рис. 2).

Полученные трассы в области первичного импульса в достаточной мере согласованы. В области регистрации волны-спутника наблюдаются видимые отличия всех трех результатов, что дополнительно подтверждается спектральными оценками. Причем, если для модельных данных частота провала спектра, ассоциированного с волной-спутником, в целом, соответствует теоретическим оценкам (с поправкой на изменчивость скорости в водном слое), то для накопленного из донного отражения импульса наблюдается некоторое смещение провала в область более высоких частот, что может быть объяснено совокупностью сейсмогеологических факторов. В области регистрации вторичных пульсаций отмечается визуальное несоответствие всех трех трасс. При этом наибольшее отличие фиксируется для импульса, полученного путем математического моделирования, что подтверждает сделанный ранее вывод о имеющихся неточностях алгоритмов именно в части моделирования вторичных пульсаций.



▲ *Рис. 2. Оценка импульса пневмоисточника с помощью различных методов. (Красный – мат.моделирование, зеленый – моделирование на основе NFH, синий – сумма ближних удалений).*

Методика оценки влияния геометрических параметров группы

При всех отмеченных погрешностях математического моделирования, данный инструмент позволяет получить базовое представление об изменении формы и характеристик сейсмического импульса при изменении конфигурации источника, дает возможность оценки степени зависимости сигнатуры от конкретного параметра геометрии источника. Отдельно необходимо отметить, что иных инструментов оценки азимутальных характеристик сигнатуры для производственных работ не существует.

В ходе эксперимента были получены модельные сигнатуры источника, геометрия которого менялась в заданных пределах – изменение сигнатуры проанализировано в зависимости от изменения глубины буксировки группы, изменения сепарации (расстояния) между линиями ПИ в IL и XL направлениях (Таблица 1). Исследуемые параметры модели менялись с шагом 0.5 м. В большинств случаев в работе будут представлены результаты, характеризующие максимальное отклонения параметра от номинального значения. Граничные условия моделирования выбраны исходя из реальных возможных отклонений геометрии источника в процессе выполнения полевых наблюдений, которые обычно обусловлены сменой гидрологических условий (ветровое волнение моря, смена течений, солености воды). Моделирование выполнено в ПО Gundalf.

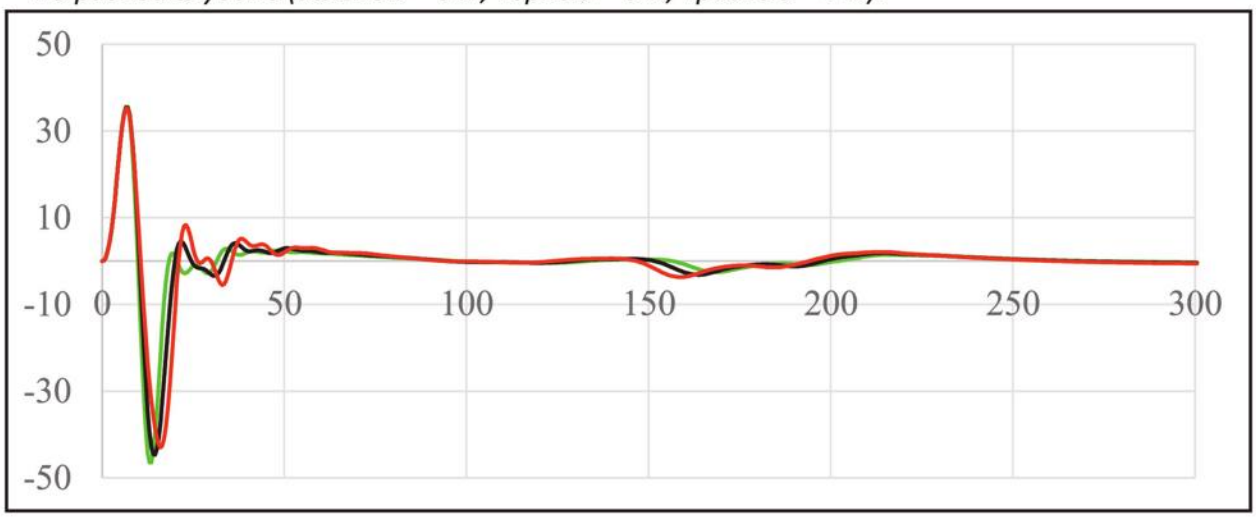
Глубина буксировки

Выбор оптимальной глубины буксировки источника зависит в первую очередь от желаемого частотного состава сигнала [3] и связан с возникновением

▼ *Табл. 1. Параметры перебора моделей*

Параметр	Номинальное значение	Анализируемы модели
глубина буксировки	6 м	5-7 м (шаг 0.5 м)
XL сепарация	10 м	7-13 м (шаг 0.5 м)
IL сепарация	0 м	0-2 м (шаг 0.5 м)

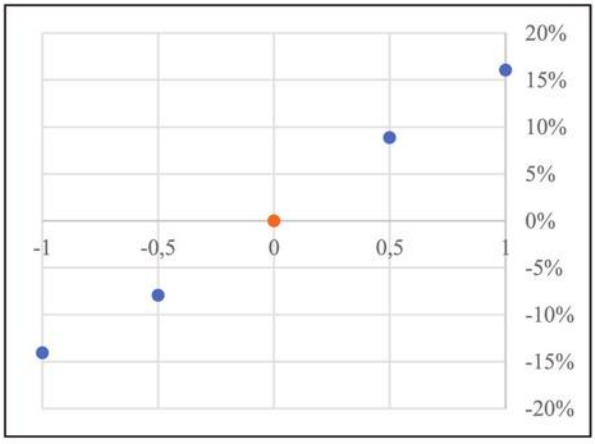
▼ *Рис. 3. Сигнатуры источника, полученные при буксировке группы на разной глубине (зелёный – 5 м, черный – 6 м, красный – 7 м).*



волны-спутника, вызванной переотражением сейсмического импульса от поверхности вода-воздух существенным образом усложняющим волновую картину (Рис. 3).

Известно и подтверждается результатами моделирования (Рис. 4), что при увеличении заглубления источника происходит увеличение энергии сигнал. В практике сейсморазведочных работ считается допустимым смещение источника по глубине в пределах ±1.0 м. Для выполнения 4D съемок коридор по данному параметру принято сужать до ±0.5 м, но даже в этом случае на основании полученных результатов моделирования можно ожидать изменение общей энергии источника в пределах ±8-9% (Рис. 4), что может привести к уровню отличия общей энергии для отдельных ПВ на профиле до 20%.

В спектральной области побочный импульс, ассоциированный с волной-



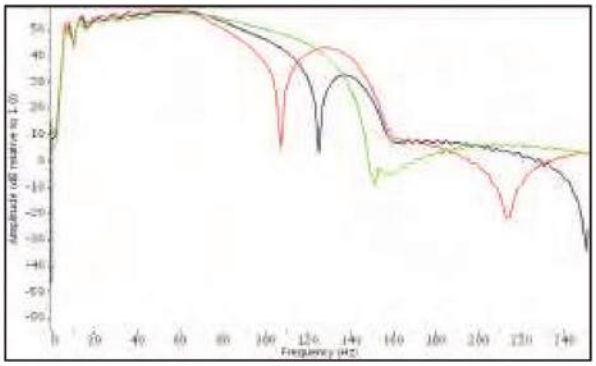
▲ *Рис. 4. График относительного изменения энергии источника в зависимости от изменения глубины буксировки (0 – базовая конфигурация).*

спутником за источник, выражается как провал на определённой частоте (Рис. 5), которая может быть легко предсказана:

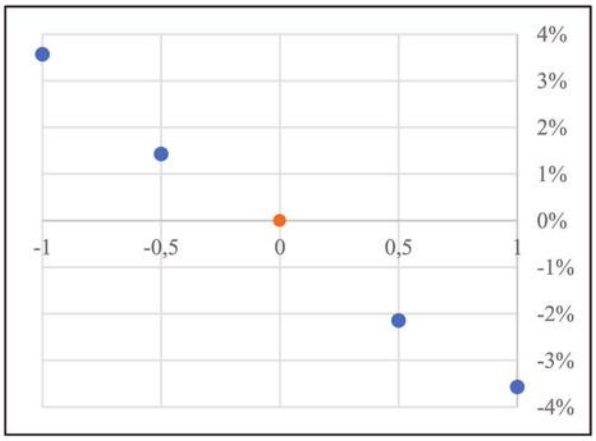
$$f_n = \frac{V_w}{2h}$$

где V_w - скорость в водном слое, h – глубина буксировки источника.

Видно, что при изменении глубины

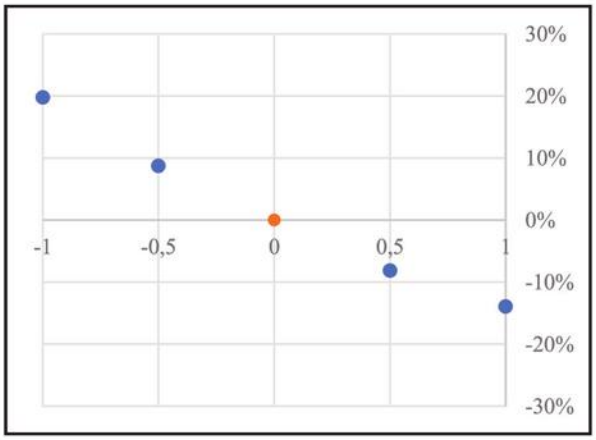


▲ *Рис. 5. Спектры сигнатур источника для переменной глубины буксировки (зелёный – 5 м, черный – 6 м, красный – 7 м).*



▲ *Рис. 6. График относительного изменения периода вторичной пульсации в зависимости от глубины буксировки источника (0 – базовая конфигурация).*

буксировки помимо различий в области волны-спутника, некоторым образом меняется и область, связанная с вторичной пульсацией источника. Если период вторичной пульсации остается практически неизменным (Рис. 6), то амплитуда меняется уже существенным образом (Рис. 7). При оценке интенсивности вторичных пульсаций принято оперировать относительной величиной «primary-to-bubble» (PTB), которая определяет отношение амплитуды первичного сейсмического импульса к амплитуде вторичной пульсации. В данном случае, амплитуда первичного импульса неизменна для любой глубины и все изменения в оценках PTB связанны непосредственно с амплитудой вторичной пульсации.

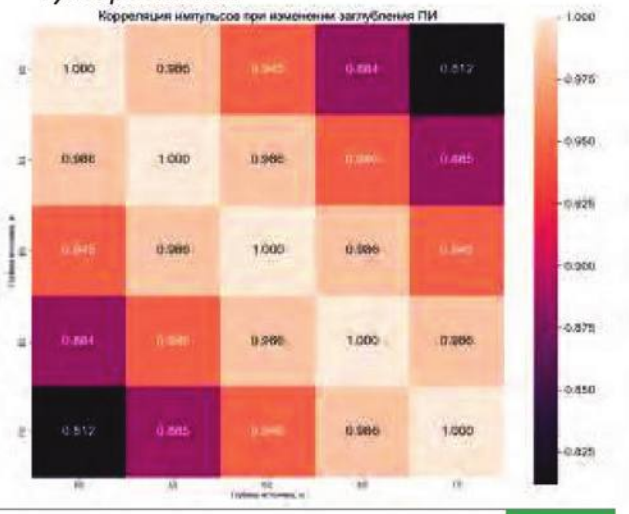


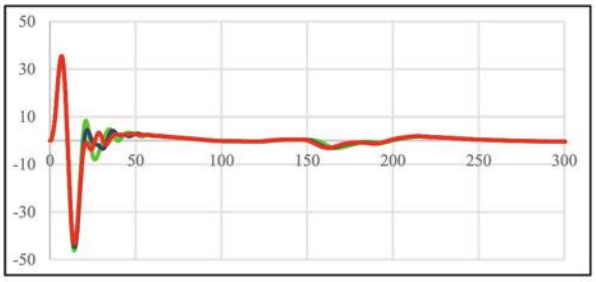
▲ *Рис. 7. График относительного изменения PTB в зависимости от глубины буксировки источника (0 – базовая конфигурация).*

Для количественной оценки меры схожести импульсов получена матрица корреляции (Рис. 8).

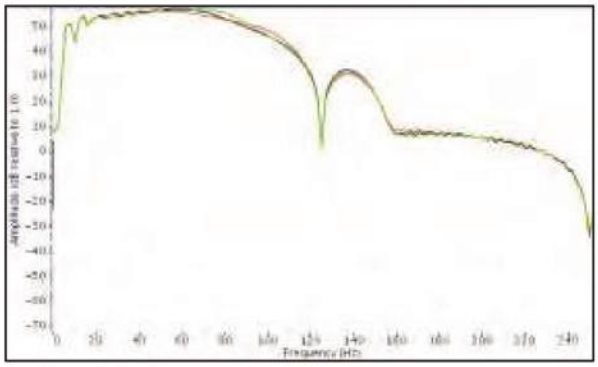
Коэффициент корреляции (КК) характеризует степень схожести импульсов и, согласно полученным оценкам, изменение глубины буксировки источника в пределах ±0.5 м приводит к снижению КК до значения ±0.986. Стабильно выдержать глубину буксировки источника в более узком коридоре в ходе полевых наблюдений представляется возможным только со значительным ущербом для скорости выполнения работ, поэтому коридор ±0.5 м можно считать приемлемым с точки зрения методики работ и

▼ *Рис. 8. Матрица корреляции модельных трасс для случая изменения глубины буксировки ПИ.*





▲ *Рис. 9. Сигнатуры источников при переменной сепарации линий ПИ (зеленый – 6 м, черный – 10 м, красный – 14).*



▲ *Рис. 10. Спектры сигнатур источников при переменной сепарации линий ПИ (зеленый – 6 м, черный – 10 м, красный – 14 м).*

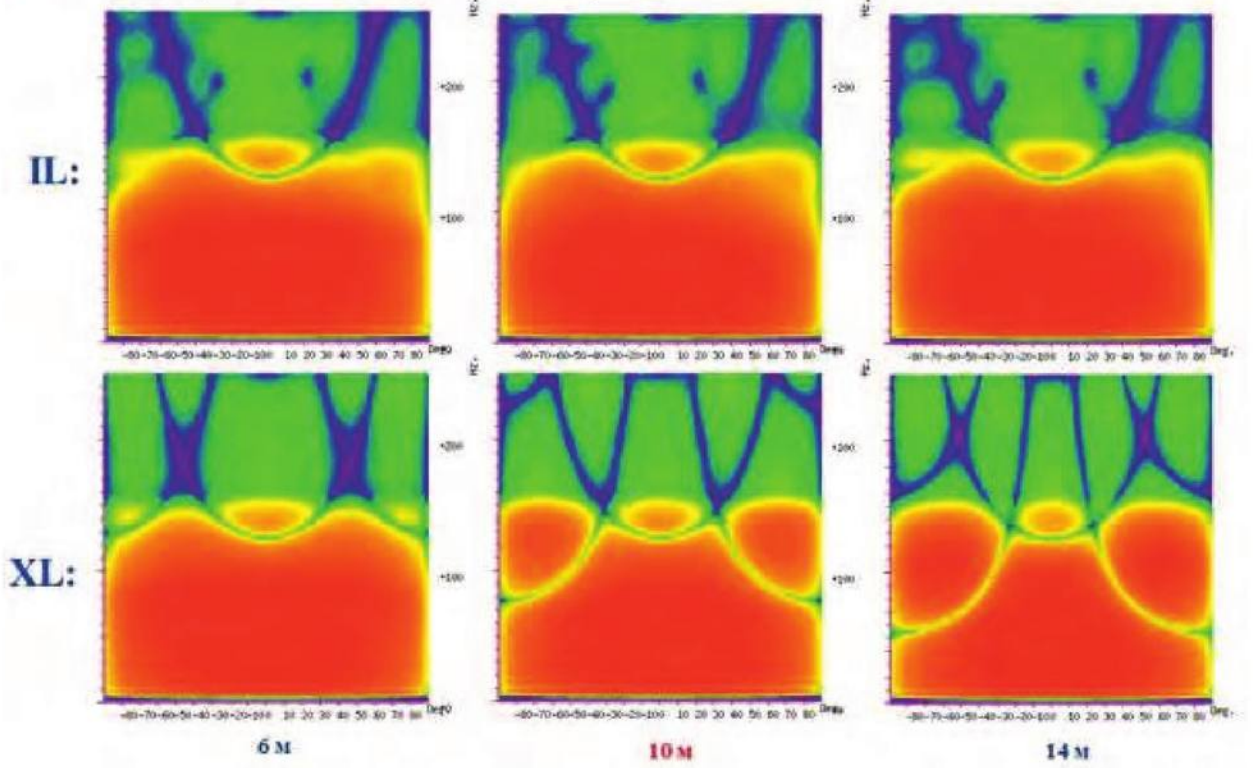
обоснованным с теоретической точки зрения в контексте влияния исследуемого параметра на формируемое сейсмическое поле.

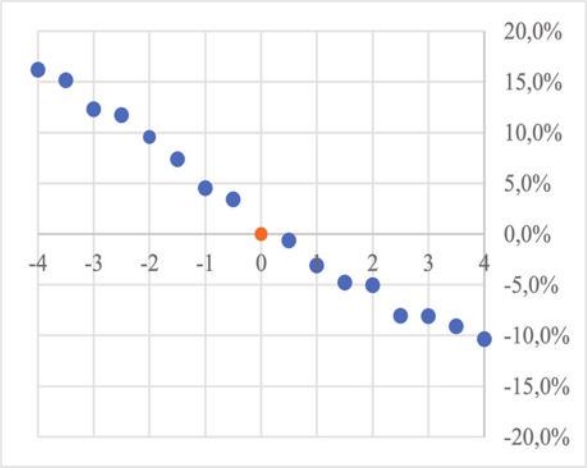
Изменение сепарации в XL направлении

Типичным случаем в практике морских работ является смещение линий ПИ в XL (перпендикулярном линии ПВ) направлении – иначе говоря, когда линии ПИ «сходятся» или, наоборот, «разъезжаются» в ходе движения судна-источника по профилю – происходит изменение сепарации линий ПИ. В работе проиллюстрированы модельные сейсмические трассы, соответствующие источникам с граничными условиями сепарации 6 и 14 м (при номинальном значении для базовой группы – 10 м) (Рис. 9).

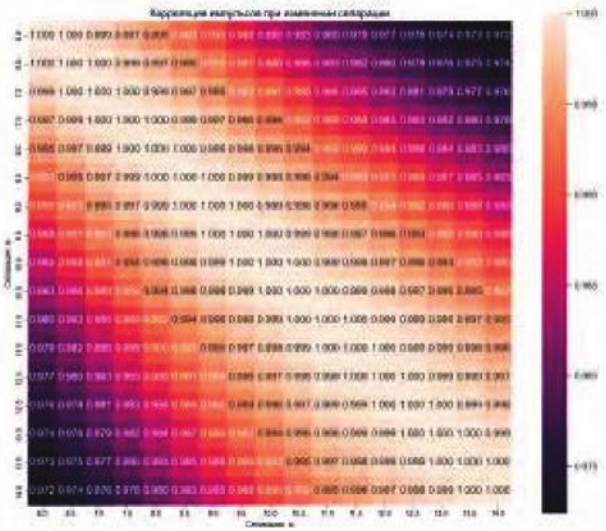
При явном отличии импульсов во временной области, спектры сигнатур значительным образом не изменяются (Рис. 10), хотя некоторые качественные отличия можно отметить для частот более 60 Гц.

▼ *Рис. 11. Азимутальные диаграммы для случая изменения сепарации линий ПИ.*





▲ *Рис. 12. График относительного изменения энергии источника в зависимости от изменения сепарации (0 – базовая конфигурация).*



▲ *Рис. 13. Матрица корреляции модельных трасс для случая изменения сепарации линий ПИ.*

Изменение сепарации приводит к изменению общего размера группы, что прогнозируемо проявляется в азимутальных диаграммах (Рис. 11), которые характеризуют изменчивость свойств сигнала в зависимости от азимута источник-приёмник. Если в IL направлении диаграмма не меняется, то в XL – изменения уже значительные. Уменьшение сепарации все более приближает источник к точечному виду, тем самым выравнивая его характеристики по направлению. Изменение сепарации в большую сторону (до 14 м) смещает провалы спектры для базовой конфигурации в область сейсмического диапазона частот, что является негативным эффектом при выполнении широкоазимутальных съемок OBN.

Согласно оценкам, (Рис. 12) изменение базы группирования приводит к изменению общей энергии источника, при этом характер изменения является нелинейным.

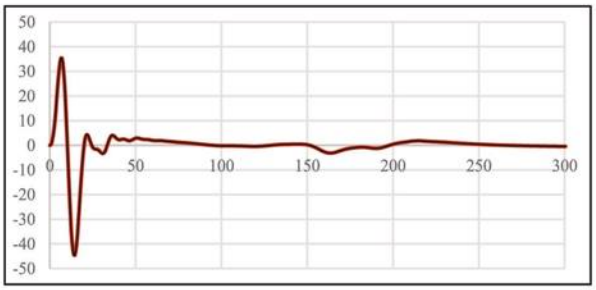
Для набора исследуемых импульсов получена матрица корреляций (Рис. 13), которая показывает приемлемое совпадение формы импульса в широких пределах изменения сепарации.

В качестве производственного допуска изменения сепарации обычно используется коридор ±2 м, что для граничных положений приводит к падению КК до значения 0.996-0.997. Подобные оценки позволяют считать заданные пределы в достаточной мере обоснованными. Стоит сказать, что при нормальных гидрологических и погодных условиях проведения работ сепарацию линий ПИ обычно удается удержать в более узком коридоре (±1 м).

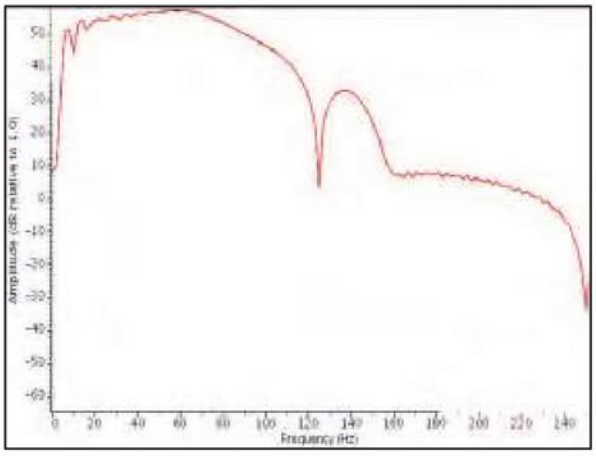
Изменение сепарации в IL направлении

Смещение линий ПИ в IL (параллельном) направлении - когда одна из линии ПИ «обгоняет» другую, в ходе выполнения полевых наблюдений обычно отдельно не контролируется – сама система крепления и буксировки линий ПИ не позволяет линиям значительно расходится в данном направлении. Однако на практике такая ситуация возможна и может приводить к смещению линий друга относительно друга до 2 м (Рис. 14).

Сейсмические трассы, равно как и их спектры, для изучаемого случая совпада-



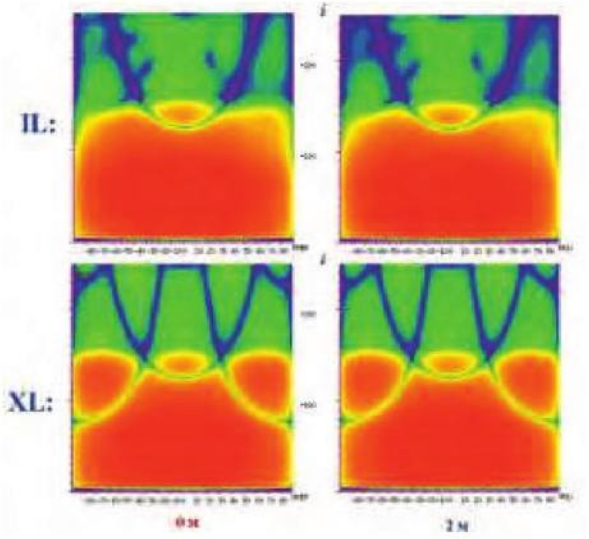
▲ *Рис. 14. Сигнатуры источника, соответствующие изменению сепарации в IL направлении (0 м – черный, 2 м – красный).*



▲ *Рис. 15. Спектры сигнатур источника, соответствующие изменению сепарации в IL направлении (0 м – черный, 2 м – красный).*

ют до степени смешения. Матрица корреляции импульсов для данных моделей не приводится – коэффициент корреляции равен единице для всех реализаций эксперимента. Каких-либо различий в части азимутальных характеристик источника изменение сепарации вдоль IL также не вносит (Рис. 16).

Единственным атрибутом модели, где рассматриваемые изменения проявляют себя – частотные диаграммы в плоскости dip/azimuth (Рис. 17), характеризующие в данном случае симметрию группы. В области высоких частот (60-90 Гц) наблюдаются видимые изменения, которые могут быть интерпретированы как поворот источника на плоскости.



▲ *Рис. 16. Азимутальные диаграммы для сигнатур источника в случае смещения линий ПИ в IL направлении.*

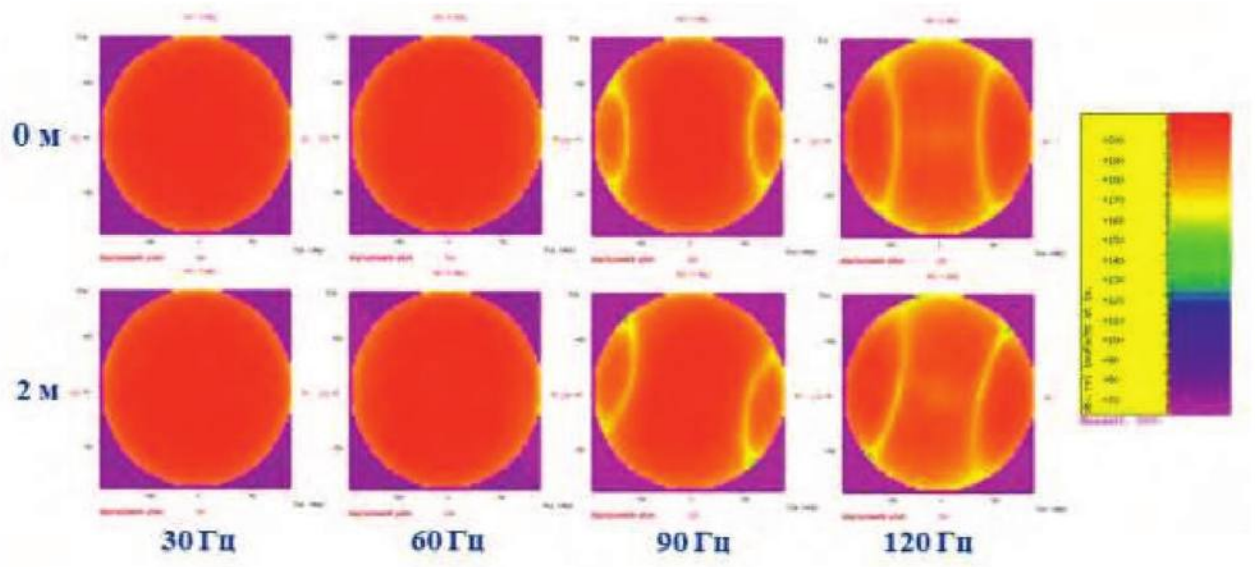
Выводы

Моделирование сигнатуры источника на стадии подготовки к полевым работам давно является отраслевой нормой, однако данный инструмент дает дополнительные возможности в оценке и, при необходимости, обоснованной корректировки спецификации параметров источника для конкретной исследуемой площади.

Так и или иначе, все рассмотренные в работе характеристики геометрии группы проявляются в сигнатуре источника и важно понимать каким образом.

Значимые изменения сигнатуры наблюдаются при изменении заглубления источника даже в узких пределах (±0.5 м), при этом важно отметить, что при проведении сейсморазведочных работ зафиксировать этот параметр в более узком коридоре, фактически, не представляется возможным.

Влияние изменения сепарации в IL направлении пренебрежимо мало, тогда



▲ *Рис. 17. Частотные диаграммы в плоскости dip/azimuth.*

как соответствующие изменения в XL уже проявляются в сигнатуре источника. Между тем, имеющиеся на текущий момент полевые допуски в ±2 м позволяют получать достаточно стабильный по площади импульс.

Для повышения стабильности сигнатуры источника должен быть предпринят комплекс мер как в части проведения полевых работ, так и в ходе последующей обработки. При проведении полевых наблюдений требуется уделять особое внимание контролю глубины погружения источника, для чего требуется обеспечить предсезонную калибровку и последующую корректную работу датчиков глубины пушек. В части стабилизации сепарации линий ПИ внутри группы возможен переход к системам активного управления группой, примеры подобных разработок уже существуют на зарубежных рынках и постепенно внедряются в практику производства работ.

На стадии обработки требуется переход к трехмерным адаптивным алгоритмам подавления волн-спутников и вторичных пульсаций. Подобные процедуры уже реализованы в современных пакетах обработки, однако, не всегда применяются на практике.

Литература

1. E. Kragh, 2002, The Leading Edge, Seismic repeatability, normalized RMS and predictability

2. A. Ziolkowski, R. Johnston, 1997, Geophysical Prospecting, Marine seismic sources: QC of wavefield computation from near-field pressure measurements

3. А.Н. Телегин, 2004, «Морская сейсморазведка»

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

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





НОВЫЙ ВОСТОКГЕО
NEW EASTGEO Co. Ltd

ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО»



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



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



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

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

Экологосберегающая сейсморазведка 3D на территории Пермского края

■ Лаптев А.П., Пятунина Е.В., Череповский А.В., АО «Росгеология», г. Москва
■ Хакимова Ж.А., ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», г. Пермь

Рассмотрены экологосберегающие технологии в условиях пересеченной лесистой местности и транзитных зон (озера, водохранилища). Применение малогабаритного бурового оборудования позволяет значительно снизить объемы вырубки леса и проводить сейсмические исследования в самых сложных орогидрографических условиях, исключая недопустимое снижение кратности сейсмических наблюдений 3D и обеспечивая высокое качество регистрируемых данных.

На современном этапе развития общества экологическая культура производства, то есть бережное отношение к окружающей среде, является первостепенной задачей для всех видов человеческой деятельности, в том числе и для исследований земных недр геофизическими методами. Поэтому не случайно, что в последние десятилетия при сейсморазведочных работах на первый план выходит сохранение лесных массивов и минимальное воздействие на грунт, что требует ограничивать применение тяжёлой автомобильной и тракторной техники [3, 5].

Применительно к Западному Уралу, Удмуртии, Кировской и Свердловской областей, т.е. тех регионов, где в основном ведет работы ПАО «Пермнефтегеофизика», условия отработки площадей крайне сложны из-за высокой залесенности местности (от 60 до 100%), частичной заболоченности, изрезанности предгорного рельефа, а также наличия многочисленных рек, ручьев и оврагов. Наличие предгорного рельефа обуславливает необходимость буксировки техники тракторами при применении стандартных технологий полевых работ.

На болотистых участках, где лесной массив, как правило, угнетен, возникают другие трудности. Вследствие плохого промерзания, особенно на открытых болотах (соляной карст), тяжелая техника не в состоянии передвигаться по местности даже после месячной укатки снежного покрова и морозной зимы. Для освоения подобных территорий специалистами ПАО «Пермнефтегеофизика» был предложен способ проведения сейсморазведки [3, 5], основанный на использовании малогабаритного бурового оборудования с оригинальными конструкторскими, техническими и методическими решениями (Рис.1). На эту технологию получен патент Федерального института промышленной собственности [2].

На современном этапе сейсморазведка 3D в Прикамье направлена главным образом на детализацию геологического строения нефтяных месторождений. При этом используются стандартные и уплотненные системы наблюдения – соответственно, с расстояниями между линиями возбуждения и приёма, равными

▼ *Рис. 1. Бурение взрывных скважин малого диаметра с использованием самоходных буровых установок УБШМ-1-13. Работы проводятся по визирам шириной до 1 м.*



250–300 и 150–200 м, интервалами между пунктами возбуждения и приема, равными 50 и 25 м, и количеством ПВ на 1 кв.км, равным 55–80 и 100–200 и более. Даже при стандартной плотности наблюдений для исследования 100 км² площади, залесенной на 60%, с применением традиционных источников возбуждения (вибраторов или взрывов с бурением скважин крупногабаритными буровыми станками) только под прокладку трасс профилей возбуждения требуется вырубка свыше 80 га леса, что связано с большими экономическими затратами и нарушением экологической обстановки. В создавшейся ситуации такие площади становятся зонами, труднодоступными для сейсморазведочных исследований.

В то же время, наша экологосберегающая технология взрывной сейсморазведки МОГТ 2D/3D полностью исключает традиционную рубку просек шириной 4–6 м и корчевку пней для проезда тяжелой техники. Благодаря новым технологиям теперь во многих случаях сейсмические работы проводятся круглогодично по визирам шириной до 1 м с минимальным ущербом для природы.

Для возбуждения упругих колебаний производится подготовка взрывных скважин небольшого диаметра и глубиной от 3 до 10 м с использованием малогабаритного бурового оборудования, такого как самоходные буровые установки УБШМ-1-13. Для зимних работ буровые установки монтируются на санях и буксируются снегоходами «Буран» (Рис.2). Для работы летом Курганским заводом «Авторемонт» в содружестве со специалистами «Пермнефтегеофизика» для буровых установок были сконструированы самоходные шасси ШС-3.

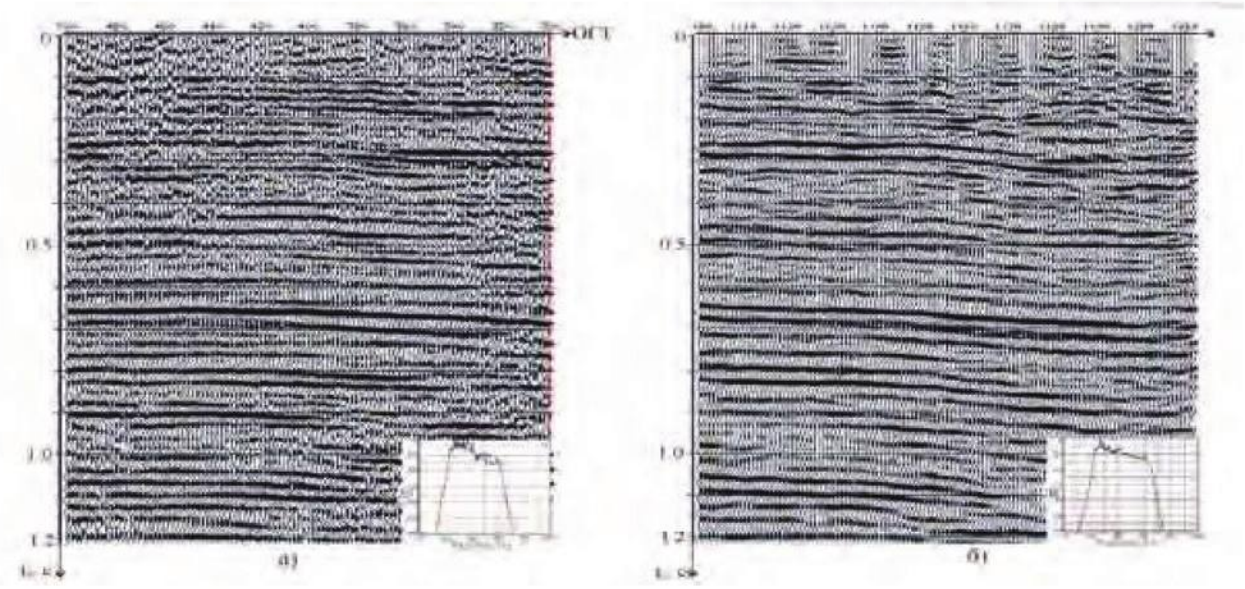
Зарядка скважин малыми зарядами (0,085–0,400 кг) и взрывание реализуются в пешеходном варианте с применением переносных блоков управления. Пробуренная и заряженная скважина укупоривается отработанным шламом. Выбросов газов на поверхность не происходит. Наш опыт работ в рамках экологосберегающей технологии показал [6], что использование зарядов с минимальным весом не только снижает их вредное воздействие на окружающую среду, но и позволяет получать более высокочастотную, а значит и более разрешенную сейсмическую запись (Рис.3).



▲ *Рис. 2. Компоновка самоходной буровой установки УБШМ-1-13 для зимних работ. Буксировка осуществляется снегоходами «Буран».*

Что касается сейсмостанции и регистрирующего оборудования, то для их перемещения используются существующие межквартальные просеки, лесные дороги и ранее отработанные профили. Наземное регистрирующее оборудование переносится и раскладывается либо вручную, либо с использованием самоходных шасси (зимой – снегоходы «Буран»).

Начиная с 2007 года, с использованием собственной экологосберегающей технологии по методике МОГТ 2D пермскими сейсморазведчиками отработано 32 площади общим объемом 15607 км профилей, а по технологии 3D отработано 124 площади объемом 17414 кв. км на территориях Пермского края, Удмуртской республики, Коми, Башкортостана и Свердловской области. В результате проведения данных сейсморазведочных работ во всех без исключения случаях получены высокие геологические результаты, а главное, исследова-



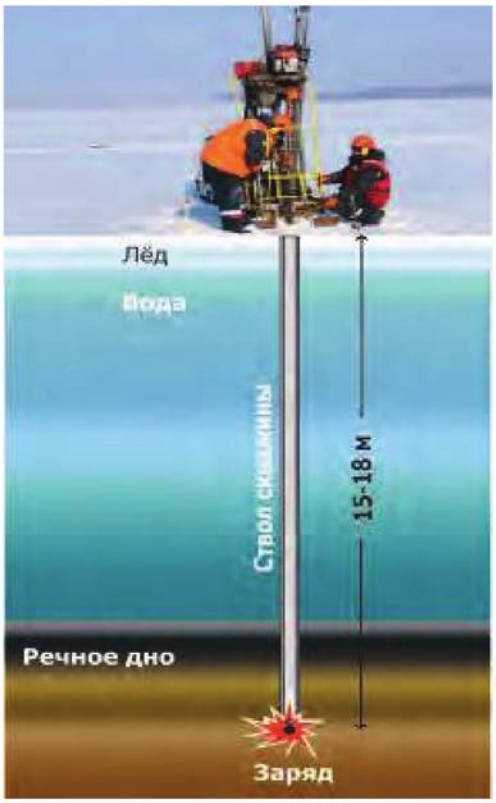
▲ *Рис. 3. Сопоставление временных разрезов, полученных с виброисточниками (а) и со взрывами в скважинах по экологосберегающей технологии (б).*

ния проведены там, где традиционные способы сейсморазведки ранее не были применимы. Подготовлено под глубокое бурение 72 структуры с извлекаемыми ресурсами категории D0 нефти 49,6 млн.т и газа 2050,0 млн. м3, рекомендовано к глубокому бурению 106 поисково-оценочных скважин. Из глубокого бурения выведено 59 продуктивных структур, подготовленных ПАО «ПНГ». Коэффициент успешности поискового бурения составил 0,98.

Только за последние 11 лет экологосберегающая сейсморазведка проведена на землях лесного фонда площадью 5502 га (или 55 кв.км). Если бы сейсмические исследования выполнялись с рубкой 4-метровых просек для проезда тяжелых буровых станков или вибрационных установок, то было бы вырублено почти 50% леса. Таким образом, производство сейсморазведочных работ по экологосберегающей технологии позволяет не только минимизировать воздействие на природу, но и существенно сократить затраты компании-недропользователя на возмещение убытков сельскому и лесному хозяйствам.

Большие успехи достигнуты в области донной и речной сейсморазведки. В нашем крае донная сейсморазведка 2D была впервые применена в 2008-09 гг. на Камском водохранилище. Но тогда речные профили отрабатывались компанией «Донгеофизика» с пневматическим источником «Пульс-6», а сухопутная и прибрежная (транзитная) часть площади работ отрабатывалась нашей организацией с применением взрывов в мелких скважинах, пробуренных со льда (Рис.4). Сопоставление сейсмического материала, полученного на суше и на льду по нашей технологии, говорит о высоком качестве данных донной сейсморазведки (Рис.5). Оформлен патент на изобретение № 2369882 «Способ сейсмической разведки».

В результате работ 2D на акватории Камского водохранилища была подготовлена под глубокое бурение Зырянская структура с извлекаемыми ресурсами нефти 20,043 млн. т. В 2012 г. по результатам бурения поисковой скважиной №1 здесь было открыто месторождение им. Сухарева с промышленными запасами нефти в фаменско-турнейских, бобриковских и башкирских отложениях в объеме более 12 млн.т. В 2014 году месторождение доизучено сейсморазведкой МОГТ 3D, где также использовалась технология



▲ *Рис. 4. Схема бурения взрывной скважины со льда водохранилища.*

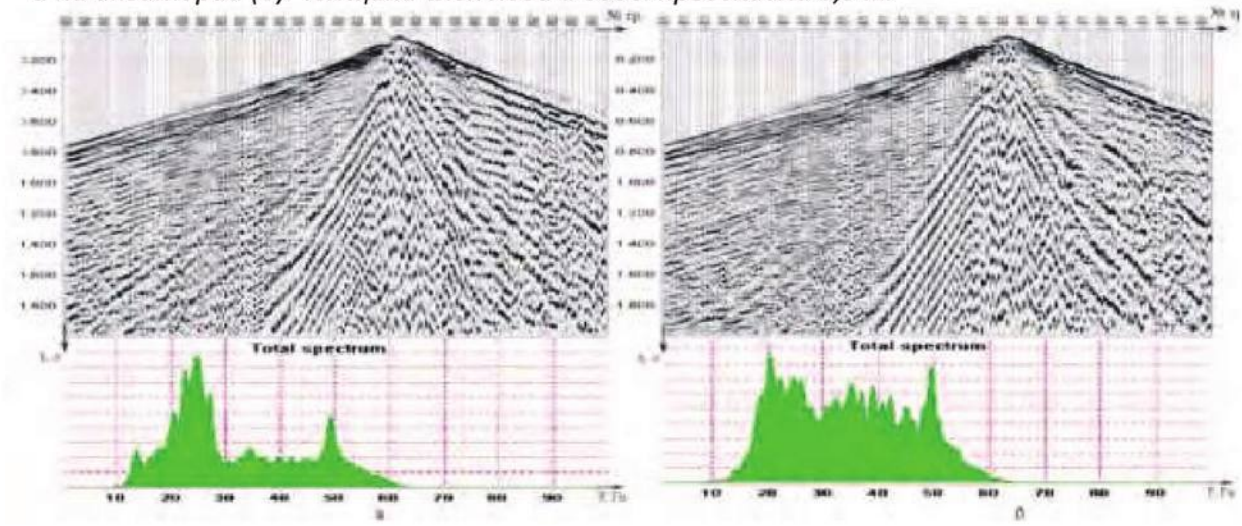
донного бурения. В настоящее время месторождение разрабатывается с насыпного острова.

На момент подготовки данной статьи в пределах акваторий водохранилищ, крупных рек, заболоченных территорий Пермского края и Республики Татарстан отработано 13 площадей МОГТ 2D/3D на акваториях водохранилищ и крупных рек Республики Татарстан и Пермского края в объеме 280 пог.км и 2875 кв.км, где доля акваторий составляла 10-80% от площади.

Уточнено строение Тимеровского, им. Сухарева, Ильичевского, Ножовского, Падунского, Майкорского, Юрманского и Ёлкинского месторождений, подготовлены новые объекты под бурение. Во всех, без исключения, случаях получены высокие геологические результаты, а главное, что исследования проведены там, где сейсморазведка по общепринятой технологии недоступна.

В 2021 году ПАО «Пермнефтегеофизика» выполняла донную сейсморазведку на Западно-Осинской площади, 55% территории которой расположено на акватории Воткинского водохранилища и в его транзитных зонах на юго-западе Прикамья. Здесь были свои особенности - в русловой части глубина реки достигает 25 м при ширине русла 0,8-1,0 км, что обязывало выносить пункты возбуждения за пределы русловой зоны. Кроме того, высокая скорость течения не позволяла размещать заряды в данной части исследуемого участка. Несмотря на это, вблизи русла максимальная глубина бурения, достигнутая буровыми брига-

▲ *Рис. 5. Сопоставление сейсмического материала, полученного на суше (а) и на акватории (б). Толщина слоя льда и воды превышала 1,5 м.*



дами, впервые составила 18 м. А на суше передвижение буровых установок осуществлялось по визиркам шириной до 1 м, без сплошной рубки лесных насаждений по результатам интерпретации сейсмических данных 3D на акватории Западно-Осинской площади под глубокое бурение подготовлены новые структуры.[1].

Как сообщает Холдинг «Росгеология» [4], еще одним примером успешных работ геофизических партий «Пермнефтегеофизики» стали исследования 3D по «зеленой технологии» на Восточно-Вишерской площади на севере Пермского края. В рамках контракта с недропользователем (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь») сейсморазведкой 3D было отработано 378,1 кв.км. Работы проводились в зимний сезон 2019/2020 гг. и летом 2020 года на территории Соликамского и Чердынского районов Пермского края в сложных поверхностных условиях. Около 30% площади заболочено, почти 90% покрыто лесом, а восточная часть участка осложнена долиной реки Кама и ее многочисленными притоками. В акватории реки Кама, в заводненной береговой зоне и на мелководье, около 3% скважин были отработаны зимой со льда с использованием технологии донного бурения. Заказчик отметил, что использование зарядов сверхмалого веса, располагаемых в скважинах на глубине 4-6 м под дном водоема, исключает вредное воздействие на ихтиофауну. Цель проведенных исследований – детальное изучение геологического строения отложений палеозойского осадочного чехла для оценки и подготовки к поисково-разведочному бурению нефтеперспективных объектов. В настоящее время на Вишерском лицензионном участке экологосберегающей технологией МОГТ 3D уже отработано 1109 кв.км, и 1153 кв.км планируется в среднесрочном периоде на полностью залесенных и (или) заболоченных площадях.

Следует отметить, что в процессе широкого внедрения экологосберегающей технологии выявились и проблемы [6], которые возникают из-за неоднородного строения зоны малых скоростей (ЗМС), представленной плотными и рыхлыми глинистыми пропластками, торфяниками и песками. Общеизвестно, что изменчивость ЗМС приурочена к характерным формам рельефа, смене ландшафта, литологии и возрасту пород. Опыт сейсморазведочных работ показывает, что за исключением Передовых складок Урала (выход высокоскоростных карбонатных пород на поверхность) основная территория Прикамья характеризуется переслаиванием песчано-глинистых известково-мергелистых отложений и, следовательно, наличием волноводов, крайне неблагоприятных для возбуждения в них упругих колебаний. Задача наших специалистов, выполняющих полевые работы, заключается в том, чтобы избежать попадания точечного сверхмалого заряда (0,1–0,4 кг) в такие условия. Следовательно, глубина скважины должна быть переменной на площади исследований (от 1,5 до 8 м), и выбор оптимальной глубины скважины должен диктоваться размещением заряда в уплотненных глинистых образованиях. Принято считать, что при выборе оптимальных условий возбуждения заряд должен размещаться на ¼ длины волны ниже подошвы ЗМС. Практика показала, что от этой традиции можно отойти, если точно известна глубина залегания уплотненных глинистых пород, являющихся благоприятными для возбуждения упругих колебаний. Очевидно также, что обязательным условием возбуждения широкополосного сигнала является хорошая укупорка скважин.

В заключение отметим, что стоимость работ по экологосберегающей технологии выше приблизительно на 10% по сравнению с традиционными методами.

Однако при этом на столько же уменьшаются расходы на аренду земель, рекультивацию и возмещение ущерба землепользователям. Кроме того, существенно сокращается количество ранее недоступных для сейсморазведки участков (заказники, водозаборы, промзоны и др.), и значительно облегчается получение разрешений на производство работ. При этом соблюдение проектной системы размещения точек возбуждения и приема колебаний повышает эффективность извлечения полезного сигнала и точность сейсмических построений. Есть все основания полагать, что технология работ, созданная специалистами ПАО «Пермнефтегеофизика», еще не раз подтвердит свою работоспособность и будет востребована заказчиками, в особенности там, где применить традиционные методы сейсморазведки 3D не представляется возможным.

Литература

1. Захаров Ю.М. , Хакимова Ж.А. , Бекешко П.С. Особенности проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3D по технологии донного бурения в русловой части Воткинского водохранилища. Материалы научно-практической конференции "Геология и геофизика 2022: наука, производство», г. Уфа, 2022.

2. Лаптев А.П., Саловский В.А., Ланцев В.Ф. и др. Патент 61894, Российская Федерация. Транспортабельный комплекс оборудования для проведения трехмерных сейсморазведочных работ 3D. – Бюл. №7 от 31.07.2006.

3. «Пермнефтегеофизика» осваивает труднодоступные районы Западного Урала. – Oil&Gas Eurasia. 2007/2008. №12/1. с. 13–14.

4. Пермнефтегеофизика выполнила «зеленую» сейсмику 3D на Восточно-Вишерской площади для «ЛУКОЙЛа». - В мире нефтегазовых технологий (https://oilgascom.com), выпуск 27.07.2020.

5. Пятунина Е.В., Зеленая сейсмика. – Коалиция авторов Росгео, https://dzen.ru/a/YqxFlpE8rXNuw2sU

6. Рошмаков Ю.В., Столбова Т.А. Экологосберегающие технологии сейсморазведки при отработке труднодоступных территорий и транзитных зон. – Вестник Пермского университета, Вып.2(15), 2012 г., с.38-47.

Подробнее об авторах



Лаптев
Александр Павлович
Управляющий директор ПАО «Пермнефтегеофизика», АО «Росгеология», канд. геол.-мин. наук, доцент кафедры геофизики ПГНИУ, автор и соавтор более 30 публикаций и 2 патентов. Почетный нефтяник.



Пятунина Екатерина Владимировна
Главный геолог ПАО «Пермнефтегеофизика», АО «Росгеология», канд. геол.-мин. наук, автор и соавтор более 25 публикаций.



Хакимова
Жанна Александровна
ведущий геолог ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», автор и соавтор 7 публикаций.



Череповский
Анатолий Викторович
Советник Первого зам. Генерального директора, АО «Росгеология», канд. техн. наук, автор и соавтор более 40 научных статей и докладов. Лектор ЦДУ. Автор монографии «Наземная сейсморазведка нового технологического уровня» (2017 г.).

GEOSPACE
Technologies
Eurasia



ГЕОФОНЫ БЕЗ КОРПУСА

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

ГРУППЫ ГЕОФОНОВ

- Полевые;
- Трёхкомпонентные;
- Болотные.



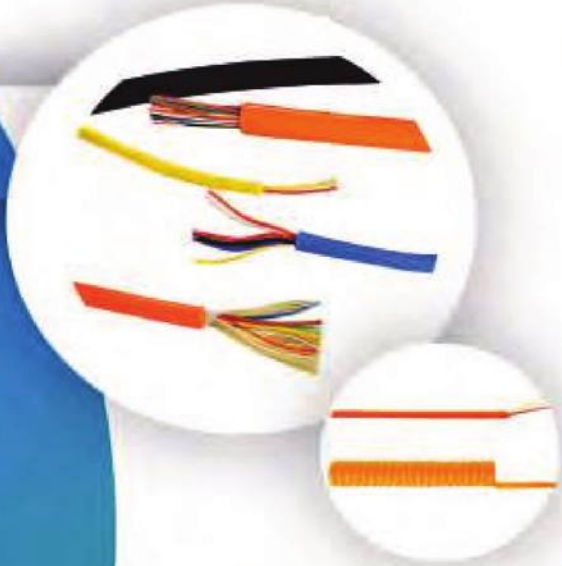


РАЗЪЕМЫ

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

КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

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



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

О важности подбора параметров съемки до начала полевых работ

Цуцаев Г.В., Недоступов А.З., Шарафутдинов Т.Р., Петротрейс Сервисиз, г. Москва

Аннотация. Подбор параметров сейсмической съёмки на этапе планирования является важной вехой для всего дальнейшего процесса обработки и интерпретации сейсморазведочных данных. Игнорирование тщательного подбора параметров может привести к системным проблемам, неустранимым на этапе обработки и усложняющим этап интерпретации. Для успешного подбора параметров предлагается подход с различными тестами и испытаниями для выявления оптимальных с точки зрения качества и финансовых затрат результатов работы.

Ключевые слова: планирование сейсморазведочных работ, обработка и интерпретация сейсморазведочных данных, опытные работы, полевые сейсморазведочные работы.

Планирование сейсморазведочных работ – это важный этап, задающий тон всем последующим процессам вплоть до представления результатов интерпретации Заказчику. Ведь планирование определяет ключевые параметры возбуждения и приёма сигнала, которые, в свою очередь, обусловливают насколько сильны будут отклонения параметров принятого сигнала от истинного. Помехи, разумеется, тоже оказывают своё влияние на качество сигнала, однако борьба с ними на этапе обработки достаточно сильно отлажена и даёт в большинстве случаев приемлемые результаты. От планирования же зависит форма и частотный состав сигнала, скорость выполнения полевых работ, вероятность ошибки на этапе обработки и вероятность точной интерпретации конечных результатов.

Зачастую параметры сейсмической съёмки подбираются сотрудниками, которые не являются опытными профессионалами в сейсморазведке. Это могут быть такие специалисты, как:

- экономисты, рассчитывающие, в основном, максимальную прибыль при минимальных расходах;

- геологи, ориентирующиеся на параметры последней рассматриваемой площади работ;

- представители Подрядчика, стремящиеся свести свои затраты к минимуму.

Соответственно, и подбор параметров при планировании осуществляется ими из расчёта финансовой целесообразности, устаревших инструкций по проведению сейсморазведочных работ или же из опыта работы с предыдущими съёмками (с формулировкой из области: «соседнюю площадь отстреляли, получили приемлемые результаты, получили нефтеносные скважины, значит, и на данной площади получится»). В то же время очень важно определить уникальные параметры сейсмической съёмки данного участка для дальнейшего успеха отстрела, обработки и интерпретации данных. Шаг между пунктами приёма (ПП) и пунктами возбуждения (ПВ), глубина скважины, ширина спектра сигнала или максимальное удаление определяют то, насколько сигнал будет выражен на фоне помехи, высокочастотен, и как глубоко мы сможем определить сейсмические данные с достаточной точностью.

Перечислим основные параметры планирования сейсмической съёмки, к которым особенно чувствительны конечные данные:

• Шаг между ПП и ПВ, линиями ПП и ПВ;

•Максимальное удаление;
•Тип группирования сейсмоприёмников;

При взрывном типе возбуждения:
•Глубина заложения заряда;
•Масса заряда.

При вибрационном типе возбуждения:
•Параметры свип-сигнала (min и max частоты, длительность возбуждения, линейность сигнала и т.п.);
•Количество вибраторов на одном ПВ;
•Методика вибрационного возбуждения.

Разберём каждый из перечисленных параметров в контексте влияния на качество конечного материала.

1. Шаг между ПП и ПВ, линиями ПП и ПВ.

Стандартные инструкции по планированию сейсморазведочных работ рекомендуют при выборе параметра шага между ПП и ПВ опираться на опыт разведки в данном регионе, а также на минимальный размер объектов. Однако кроме этого, следует учитывать и возможность последующей широко- и полноазимутальной обработки и интерпретации данных. Даже если геологическое задание не предполагает этого пункта, данная площадь в дальнейшем может подвергнуться переобработке в т.ч. с применением широко- и полноазимутальных технологий. В этом случае шаг между ПП и ПВ / линиями ПП и ПВ следует принимать одинаковыми для эффективного распределения трасс по классам удаления-азимут.

2. Максимальное удаление.

Для получения надежных данных на необходимой нам глубине следует выбрать правильное значение максимального удаления. Обычно максимальное удаление выбирается в размере примерно сопоставимом со средней глубиной самого нижнего целевого горизонта. Т.е., если самый нижний целевой горизонт расположен на глубине примерно 3000 метров, то и максимальное удаление должно быть 3000 метров. Однако на практике такой подход может подвести в случае, если у этого горизонта случатся «провалы», т.е. неожиданные увеличения глубины. Данные в таком случае могут в этих местах исказиться из-за того, что лишь малая часть сигнала сможет отразиться от такого «провала». Кроме того, расчёт структурных и динамических свойств горных пород по сейсмическим данным зачастую связан с определением степени изменения этих свойств по сравнению с окружающими породами. Таким образом, отсутствие надёжной информации о породах, подстилающих целевой горизонт, может исказить и свойства самого целевого горизонта. Для устранения этих возможных ошибок следует увеличивать максимальное удаление на 100-200 метров по сравнению с глубиной последнего целевого горизонта.

3. Тип группирования сейсмоприёмников.

Обычно типы группирования выбирают между методами под названием «линейный» и «в точку». «Линейный» предполагает постановку сейсмоприёмников в линию, длина которой может достигать шага между ПП. Это делается для того, чтобы устранить или ослабить влияние вертикально приходящих помех. Метод установки «в точку» предполагает постановку сейсмоприёмников непосредственно на точке ПП в радиусе одного метра. В таком случае может увеличиться амплитуда вертикально приходящей помехи, но в то же время



▲ *Рис. 1. Схема регистрации вертикально приходящей волны при разных типах группирования сейсмоприёмников.*



▲ *Рис. 2. Схема суммирования сигналов при разных типах группирования сейсмоприёмников.*

повышаются частота и точность регистрации амплитуды на результирующей трассе.

В современной сейсморазведке следует применять технологию постановки сейсмоприёмников «в точку», поскольку величина амплитуды вертикально приходящей помехи не столь велика и может устраняться на этапе обработки (рис. 1). В то же время высокие частоты, потерянные из-за линейного группирования, не будут восстановлены на этапе обработки, т.к. результирующая трасса получается из суммы данных сейсмоприёмников одного ПП (рис. 2). Также, установка приёмников «в точку» будет происходить в полевых условиях немного быстрее.

Для наилучших результатов компании-Подрядчику следует заменить устаревшие типы сейсмоприёмников на новые одноканальные, которые требуется устанавливать по одному на ПП. Несмотря на значительные затраты подобного мероприятия, это позволит уменьшить уровень помех и время смотки/размотки оборудования за счёт усовершенствований новых сейсмоприёмников.

4. Глубина заложения заряда.

Согласно большинству проектов сейсморазведочных работ, глубина заложения заряда в неглубокую скважину определяется на этапе опытных работ. Тестируются глубины приблизительно на известном уровне контакта рыхлых / плотных пород, с тем, чтобы погрузить заряд в плотные. Например, если глубина контакта приблизительно равна 15 метрам, то тестироваться будут глубины от 10 до 20 метров.

Однако в таком тестировании кроется и затруднение. Для наиболее точного определения оптимальной с точки зрения затраты/качество глубины требуется провести серию испытаний на глубинах существенно выше (в данном примере 30 метров) и существенно ниже (5 метров) предполагаемой глубины заложения. Это позволяет получить статистические данные широкого диапазона, которые способны лучше отразить динамику изменения частотной и амплитудной составляющих сигнала и помехи.

Представим себе, что контакт был зафиксирован на глубине в 16 метров. В соответствии с длиной шнека в 1.5 метра Подрядчик предлагает осуществлять заложение на 16.5 метрах исходя из хорошего качества сигнала на этой глубине. Однако реальная глубина заложения может измениться в меньшую сторону при производственном бурении по следующим причинам:

а. Из-за пластичности пород заряд может выталкиваться наверх на 1-5 метров;

б. Глубина контакта рыхлых/плотных пород может быть глубже в некоторых местах на 1-2 метра;

в. Буровые бригады могут «недобурить» последний шнек до конца или же вовсе его пропустить для экономии времени и получении повышенной премии.

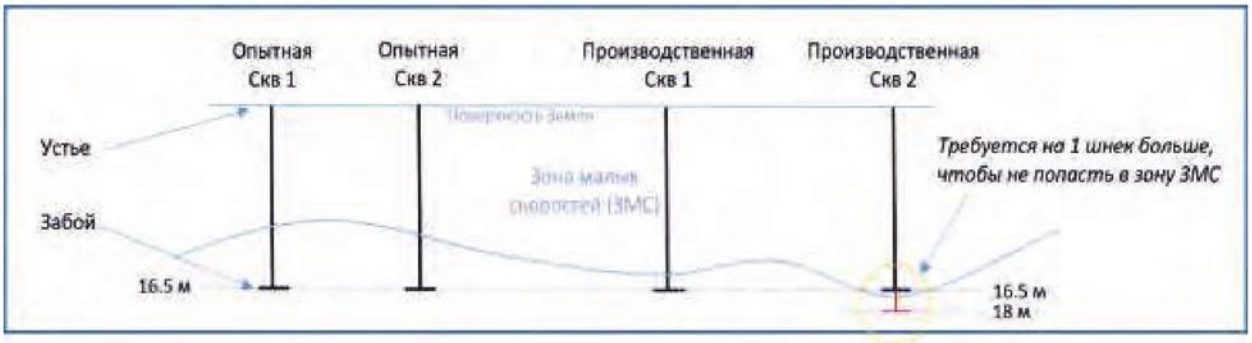
Из-за этих причин вместо необходимых нам 16.5 метров реальная глубина заряда уменьшается, и подрыв может быть произведён в рыхлых породах, что существенно скажется на качестве сигнала. В то же время нет чётких регламентов, позволяющих забраковать такие сейсмограммы, если они проходят критерии соотношения сигнал/помеха, а любой день простоя может привести к существенному удорожанию работ.

В связи с этим рекомендуется выбирать глубину заложения заряда на 1 шнек больше, чем величина, определённая на опытных работах (рис. 3).

5. Масса заряда.

Как известно, масса заряда прямо пропорциональна амплитуде сигнала (до определённого уровня) и обратно пропорциональна доминантной (пиковой) частоте записи. Чаще всего соблюдают баланс между этими параметрами, выбирая массу заряда не слишком боль-

▼ *Рис. 3. Возможная ошибка при выборе глубины заложения заряда в скважину.*



шую и не слишком маленькую. Однако следует учитывать, что уменьшение амплитуды сигнала и, соответственно, соотношения сигнал/помеха является более легко устранимой проблемой, нежели уменьшение доминантной частоты и, соответственно, вклада высоких частот на сейсмограмме. Поэтому если встаёт вопрос о применении больших масс зарядов (1-2 кг) для усиления соотношения сигнал/помеха (к примеру, с 5 до 10), то лучше не применять такой подход, поскольку это значительно уменьшит высокие частоты сигнала (на 10-20 Гц). Современные же средства обработки, как было упомянуто ранее, позволяют подавить помехи различными путями со значительной эффективностью, в то время как увеличение временной разрешённости всегда упирается в необходимость наличия чем большего количества высоких частот, тем лучше.

6. Параметры свип-сигнала.

Определение параметров управляющего (свип-) сигнала зачастую сводится к тестированию значения минимальной и максимальной частоты в небольших диапазонах, а также длительности сигнала. В то же время остальные параметры управляющего сигнала могут значительно повлиять на качество конечных данных. К таким параметрам и их эффектам на сигнал относятся:

а. Развёртка сигнала вверх или вниз – от нижних частот к верхним или наоборот;

б. Линейность сигнала – постоянность скорости изменения частоты на различных участках. Можно изменять частоты от средних к верхним заметно медленнее, чем от нижних к средним.

в. Длительность «скоса» - периода набора заданной мощности в начале и её снижения в конце свип-сигнала.

Все эти параметры имеют важное значение для вклада высоких частот и корреляционного шума в результирующую запись. Необходимо протестировать каждый из этих параметров для получения результатов, однозначно указывающих на то, какие из них будут предпочтительнее. Ведь в отличие от взрывного типа возбуждения, где исходный сигнал неизвестен, здесь мы можем непосредственно управлять тем, какие именно амплитуды и частоты, в какой мере и сколько времени мы будем посылать в землю с целью получить их на выходе.

7. Количество вибраторов и накоплений на одном пункте возбуждения.

Данный параметр позволяет регулировать соотношение сигнал/помеха, в котором сигнал остаётся постоянным, а помеха сокращается из-за несинфазного суммирования. В то же время необходимо обращать внимание на то, что при большом количестве накоплений происходит увеличение уровня длительных по времени помех – например, ветра. Также слишком большое количество накоплений приведёт к значительному увеличению времени проведения полевых работ и, соответственно, финансовых затрат Подрядчика. Во избежание этого, требуется:

а. Тестировать количество вибраторов и накоплений на разных грунтах и в разную погоду (если возможно);

б. Не «гнаться» за очень высоким соотношением сигнал/помеха (к примеру, 20 – достаточно и 5 или 10);

в. Делать уплотнения перед записью накоплений (1-2 вибрации без записи) в особенности на мягких грунтах. Это необходимо для того, чтобы впоследствии не делать больше накоплений для нивелирования слабого сигнала от первых вибраций.

Методика	Достоинства	Недостатки
Стандартный свип	Возможность использовать максимальное количество вибраторов — усиление сигнала.	Длительное время использования по сравнению с другими методами.
Флип-флоп	Время переезда компенсируется, существенно уменьшается время сейсморазведочных работ.	1. Небольшие помехи от соседней группы вибраторов 2. Использование не более половины имеющегося количества вибраторов
Слип-свип	1. Дополнительное уменьшение времени сейсморазведочных работ. 2. Значительное увеличение кратности 3. Возможное увеличение присутствия высокочастотной компоненты на конечных разрезах.	1. Сложность исполнения полевых работ. 2. Использование небольшого количества вибраторов. 3. Невозможность использования нескольких накоплений или уплотнения 4. Уменьшение качества отдельных сейсмограмм 5. Усложнение работ по обработке и интерпретации

▲ *Табл. 1. Сравнение методик вибрационного возбуждения*

8. Методика вибрационного возбуждения.

Выбор методики вибрационного возбуждения должен базироваться на проведении опытных работ, которые и покажут преимущества и недостатки тех или иных методик. Например, при стандартном свипе мы получим максимально сильный сигнал, а при флип-флопе – уменьшенное время работ. Требуется вдумчиво проследить изменения на сейсмограммах, оценить погодные условия и время, отведённое на полевые работы, и принять решения, взвесив все факторы (табл. 1).

Данная статья перечисляет лишь основные источники проблем при выборе параметров полевых работ. Вывод заключается в том, что подход к выбору должен быть комплексным, на основании результатов опытных работ и тестирования, желательно с присутствием представителей Заказчика, предполагаемого Подрядчика, супервайзера, обработчика и интерпретатора данных. Только учитывая требования каждого специалиста, можно получить проект сейсморазведочных работ, который с высокой вероятностью на выходе получит достоверные результаты интерпретации без каких-либо задержек или ошибок, сделанных в результате недостатков изначальных сейсмограмм.

Подробнее об авторах



Цуцаев
Георгий Владимирович

геофизик 2 категории
ООО «Петротрейс Сервисиз»



Недоступов
Амиран Зурабович

главный геофизик
ООО «Петротрейс Сервисиз»



Шарафутдинов
Тимур Рамилевич

генеральный директор
ООО «Петротрейс Сервисиз», кандидат технических наук

Революция сейсморазведки в эпоху «ГЕОТОМ»

Тиссен А. А., ООО «ФИРМА «ГЕОСЕЙС», г. Москва

Сейсморазведка не один раз проходила революционные изменения в технологии. Переход от аналоговых регистрирующих систем к цифровым, широкое внедрение невзрывных источников возбуждения, появление систем, обеспечивающих огромную канальность, внедрение бескабельных технологий – это вехи, поднимающие сейсморазведку на новый уровень, расширяющие возможности. И каждый раз на запросы рынка появлялось оборудование, меняющее, в свою очередь, само представление о возможностях метода.

В настоящее время мировая сейсморазведка проходит этап перехода от кабельных систем регистрации к бескабельным. Это связано с двумя задачами, сформулированными рынком – необходимость снижения стоимости работ и возможность выполнения наблюдений в сложных для кабельных систем условиях (изрезанный рельеф, урбанизированные территории, в лесных массивах «зеленая сейсмика»). Бескабельное оборудование легче по весу и проще в обслуживании. Но при этом у доступных на российском рынке нодальных систем есть существенное ограничение – это слепые системы, которые в лучшем случае могут передать часть информации в радиусе 20-50 м.

Комплекс Геотом, заявивший о своем существовании в 2023 году уже как абсолютно готовая к эксплуатации система, стоит особняком. Это полностью бескабельная система, позволяющая управлять всей расстановкой удаленно. Проведенные промышленные демонстрации системы на Дальнем Востоке, в Сибири и Заполярье позволяют говорить, что оборудование готово к производственным работам.

При этом широкие функциональные возможности комплекса Геотом позволяют заявлять о том, что технологические преимущества новой российской регистрирующей системы будут основой для трансформации всего конвейера сейсморазведочных работ.

Программно-аппаратный комплекс Геотом – возможности системы.

Современные тренды в российской сейсморазведке, складываемые в запросы отрасли к инструменту геофизика, можно формализовать в нижеследующий перечень:

- Снижение веса напольного оборудования;
- «Зеленая» сейсморазведка;
- Интерес к бескабельным технологиям;
- Создание плотных и сверхплотных систем наблюдения;
- Необходимость ведения работ в сложных поверхностных условиях и на урбанизированных территориях;
- Необходимость повышения технологичности и вариативности систем наблюдения;
- Отказ от тотального оконного контроля качества материала;
- Снижение энергопотребления регистрирующей системы;
- Обеспечение собственной системы позиционирования напольного оборудования;
- Затруднение в доступе к западному оборудованию.

Программно-аппаратный комплекс «Геотом», разработанный компанией «Сейстех» и представляемый компанией «Геосейс», стал ответом на вызовы рынка. Представление «Геотома» состоялось в 2022 году (Журнал «Приборы и Системы разведочной геофизики» №2, 2022 г, конференция «Геофест-2022»).

В 2023 году система Геотом прошла уже опытно-промышленные испытания в производственном режиме на несколь-



▲ *Рис.1. Полевые испытания системы Геотом в ХМАО, март 2023 г.*

ких проектах в различных регионах и условиях (Амурская область, ХМАО, Таймырский АО). В испытаниях принимали участие вместе с разработчиками как специалисты геофизических компаний, так и представители заказчиков (Рис. 1).

По результатам испытаний можно констатировать, что система отвечает всем заявляемым производителями требованиям. (Табл. 1).

Система ГЕОТОМ – основные характеристики:

- Бескабельная, удобная, надежная;
- Российская, импортонезависимая;
- Дает возможность удаленного контроля расстановки в режиме реального времени;
- Совместима с другими сейсморегистрирующими системами;
- Позволяет вести работу в течение 90 дней в режиме постоянной записи без замены батарей;
- Позволяет скачивать данные как по радиоканалу, так и в стационарных условиях ПВЦ.

Основным элементом системы является автономный блок с внешним подключаемым геофоном (группой геофонов) через разъем КСК. Блок оснащен собственной системой позиционирования, точность позиционирования в постобработке - менее одного метра.

▶ *Табл. 1. Основные характеристики системы «ГЕОТОМ».*

Наименование параметра	Количество, показатель
Размеры, В×Д×Ш	310×135×130 мм
Масса	1.5 – 1.6 кг
Динамический диапазон	121 дБ
Время непрерывной работы	до 180 дней в режиме работы; в режиме 12 ч работа/12 ч перерыв
Период квантования	0.25, 0.5, 1, 2, мс
GPS навигация	GLONASS/GPS/GALILEO/QZSS
Возможность уверенной работы	От 1-го спутника (для временной синхронизации)
Точность временной синхронизации	10 мкс
Контроль и управление	По радиоканалу
Периодичность статусной информации	~2 мин
Передача данных	По радиоканалу или оптическому каналу при установке в модуль сбора данных
Питание	Батарейный блок
Разъем для подключения геофонов	КСК
Точность определения координат	<10 см
Режим работы	RTK
Толщина снежного покрова для определения координат	1 м
Автоматическое присвоение номера пикета по координатам	Имеется

Энергообеспечение блока реализовано литиевыми батареями, позволяющими вести непрерывную регистрацию без замены батарей в условиях сибирских морозов более 90 суток. Режим периодического выключения записи, работа при плюсовых температурах увеличивают работу блока еще больше.

Управление системой Геотом осуществляется удаленно по радиоканалу. Оператор может видеть сопротивление и наклон сейсмоприемника, заряд батареи и объем свободной памяти в блоке. Удаленно производится включение и выключение полевого блока, осуществляется загрузка SPS системы наблюдения, контролируется позиционирование блока и количество видимых спутников. Модули «GEOTOM» поддерживают 4 навигационных системы: GLONASS (Россия), GPS (США), GALILEO (ЕС), QZSS (Япония).

По результатам ОПР становится очевидно, что Геотом – это не просто новая сейсморегистрирующая система с определенными характеристиками. «Геотом» – это новая технология, меняющая устоявшиеся стереотипы организации сейсморазведочных работ.

Трансформация производственного процесса при работе с «Геотом».

Отказ от рубки и расчистки приемных профилей.

Для раскладки полевых модулей «Геотом» не требуется тяжелая техника и широкие просеки в лесу. При правильной организации работы, если есть «взрывные профиля» для движения сейсмоисточников, можно отказаться от рубки приемных профилей вообще – раскладку можно осуществлять с «взрывных» линий, по которым сейсмооборудование расставляется для последующей ручной расстановки по приемным линиям.



▲ *Рис. 2. ХМАО. Бригада приступает к размотке – в санях 100 блоков Геотом с одиночными сейсмоприемниками.*

Облегчение техники для сейсмобригад.

Для каждых условий – лес, горы, болота, тундра, средняя полоса и др. – необходима своя транспортная техника для сейсмобригад, занимающихся раскладкой Геотомов. Но в любых условиях эта техника будет легче, маневренней и экономичней, чем та, которая используется на проектах в схожих условиях сегодня.

Минимизация наладки полевой системы наблюдения.

Наладка слепых бескабельных систем не предполагается вовсе. Однако, учитывая высокий риск кражи блоков, на многих проектах организовываются визуальный мониторинг и охрана оборудования практически в режиме постоянного наблюдения всей расстановки. Например, так была организована работа сейсмоотряда при отработке Биклянской площади ТНГ-Групп с оборудованием Смарт Соло (ПриС №4(71) за 2021 г.) – после расстановки оборудования сейсмоотряд организовывал патрулирование всей приемной системы наблюдения. Это время и организационные ресурсы сложно подаются нормированию.

Наладка кабельной системы занимает до 10-12% рабочего времени. В наладку

включается замена поврежденного кабеля, корректировка установки сейсмоприемников, замена аккумуляторов.

Бескабельные системы с контролем в реальном времени, представленные в России, требуют еще большего времени на наладку, особенно в весенний период, когда необходимо постоянно контролировать направленность антенн для обеспечения связи между блоками.

При работе с «Геотомом» после подготовки полевой системы наблюдения, для наладчиков остается только две операции – поправить установку сейсмоприемников и заменить механическое нарушение блока. При качественной установки приемного пункта, вероятность обоих событий, требующих работы наладчиков, весьма невысока, что делает наладку, как элемент технологического конвейера, ненужной. При этом экономятся и время, и ресурсы как в сравнении со слепыми нодальными системами, так и с любыми кабельными.

Энергообеспечение полевой системы наблюдения.

Существующее бескабельные оборудование, как слепое, так и с возможностью контроля в реальном времени, нуждаются в зарядке каждые 2-3 недели. Для гарантии работоспособности блоков, особенно в низких температурах, целесообразно проводить зарядку аккумуляторов через 7-10 дней, да и «оборотных» аккумуляторов требуется для этих систем очень большое количество. Для обеспечения питания кабельных систем необходимы большие аккумуляторы емкостью 90-120А из расчета 1 аккумулятор на 40-60 каналов. При этом, менять аккумуляторы необходимо не реже чем через день.

«Геотом» не требует постоянной энергоподдержки полевой системы наблюдения. Снижение заряда батарей при постоянной регистрации данных в условиях низких температур составляет менее одного процента в день. Это значит, что



▲ *Рис. 3. Заполярье. На борту 491 канал Геотом с группами сейсмоприемников.*

блоки могут работать не менее 90 суток при постоянной записи, а периодическое их выключение гарантирует выполнение работы в ходе зимнего сезона без замены батарей вообще.

Работа участка ГМЛ.

Работа участка по обслуживанию и ремонту геофизического оборудования при работе с «Геотомом» меняется кардинально. Подготовка оборудования происходит в межсезонье, когда в блоках устанавливаются батареи, и сами блоки проверяются на герметичность и надежность. И этой подготовки хватает на то, чтобы весь сезон или проект, если речь идет про летние работы, обслуживанием полевых блоков, помещенных в ударопрочный корпус, не заниматься вообще.



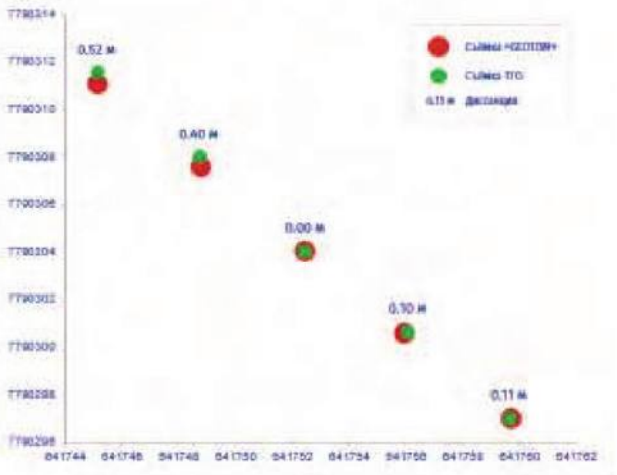
▲ *Рис. 4. Винтовое соединение в блоках Геотом позволяет легко выполнять их обслуживание.*

В исключительном случае механического повреждения блока, либо при необходимости замены батарей, привести блок в рабочее состояние очень просто. Для замены батарей необходимо открутить 8 винтов, снять крышку, извлечь старые батареи, установить новые, прикрутить крышку. На данную операцию затрачивается 5-6 минут (Рис. 4). Модульность конструкции полевого блока позволит в случае необходимости легко привести вышедший из строя «Геотом» в рабочее состояние.

Таким образом, задачи ГМЛ сводятся только к облуживанию сейсмоприемников.

Организация топоработ.

Система позиционирования блоков Геотом обеспечивает дециметровую точность в постобработке. Проведенные тесты в условиях ХМАО и Заполярья показали, что при привязке одного прибора в заданной системе координат, остальные блоки после введения дифпоправок могут дать требуемую в совре-



▲ *Рис. 5. Оценка точности самопозиционирования блоков Геотом в ходе ОПР в Заполярье.*

менных сейсмоработах точность.

На базе СП в ходе одного из этапов ОПР было установлено 5 контрольных пикетов с шагом 5 м. Положение пикетов было отснято топоприборами. Далее на снятые точки были установлены блоки «Геотом» для получения координат с целью их сравнения с данными геодизической съемки.

Среднее отклонение составило 28 см (Рис. 5).

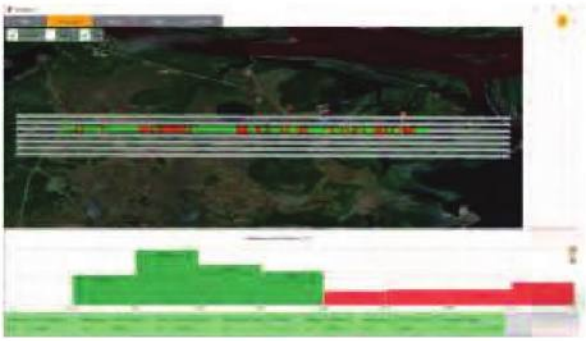
Проведенные тесты не дают пока достаточного основания для отказа от топообеспечения полевых сейсмических работ в привычном понимании. Но возможности блоков «Геотом» определять собственное положение с высокой точностью дает широкие возможности трансформации работы геодезистов в ходе выполнения полевых работ. В процессе более широкого внедрения Геотомов в практическую эксплуатацию новый опыт позволит оптимизировать работу топоотряда партии, уменьшить количество обязательных операций по позиционированию приемной расстановки.

Организация скачивания материала и формирования сейсмограмм.

Система «Геотом» предлагает два варианта скачивания данных после



▲ *Рис. 6. Модуль первичной обработки информации.*



▲ *Рис.7. Контроль уровня шумов приемной расстановки системы «Геотом».*

регистрации. В ходе работы оператор может выборочно скачивать данные с ближайших блоков. При удалении от «трансферной линии», формируемой теми же полевыми блоками, время скачивания возрастает. Если с ближайших пикетов данные скачиваются быстрее чем за 1 мин, то с дальних каналов время вырастает на порядки. Хотя, такая возможность системой и предусмотрена.

Основной сценарий скачивания материала предусматривает стационарное считывание данных на модуле первичной обработки информации (Рис.6.). Например, во время переустановки блоков на новые ПП. В ходе проведенных работ считывание данных с 500 каналов заняло 2 часа 15 мин.

Учитывая то, что для питания модуля требуется 12-24 В, а сам он компактный и мобильный, считывание данных можно максимально приблизить к полевой системе наблюдения, и само считывание проводить непосредственно в процессе переустановке блоков на следующие пункты наблюдения.

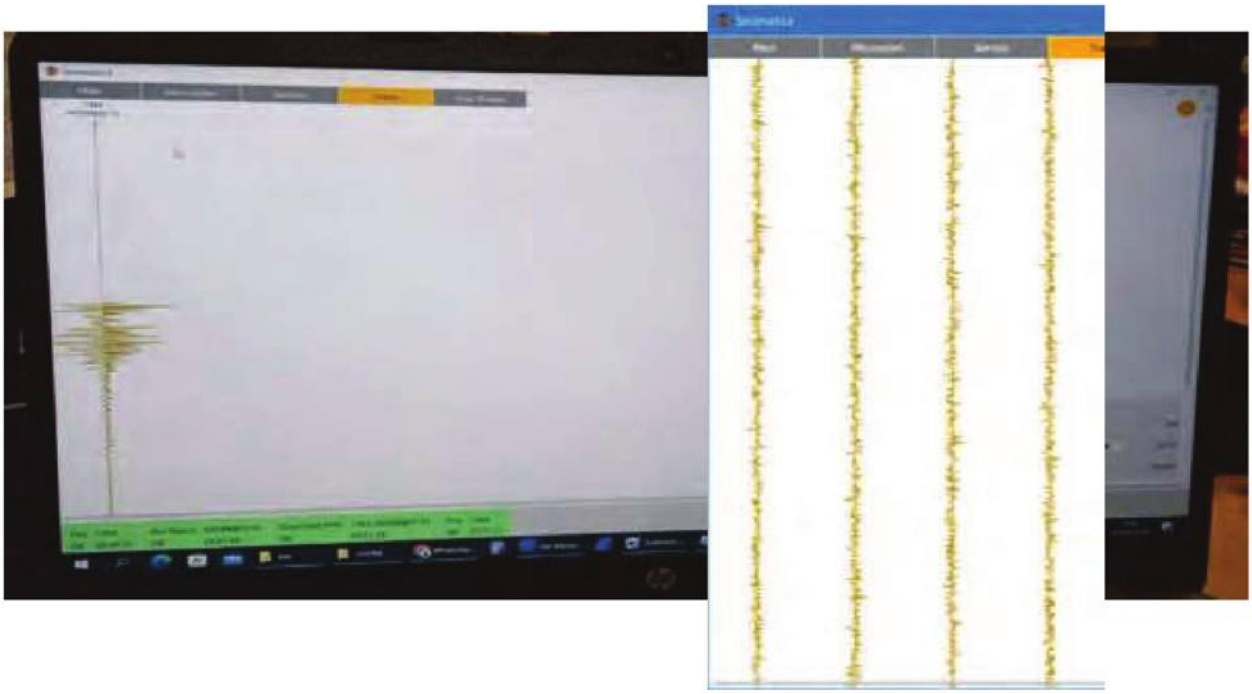
Контроль качества сейсморабот.

Принятые в России стандарты сейсморазведочных работ подразумевают оценку качества материала онлайн. Этот подход сложился в середине восьмидесятых годов прошлого века и с тех пор практически не менялся, несмотря на развитие технологий и оборудования. Именно это сегодня является стопфактором для внедрения и слепых нодальных систем, осложняет реализацию сверхплотных систем наблюдения. Об этом много говорится в геофизическом сообществе, но перемены идут очень неторопливо. Но даже в рамках сегодняшних технологических требований «Геотом» минимизирует риски получения сейсмического материала неудовлетворительного качества.

Необходимо делить контроль качества на две взаимосвязанные составляющие: контроль технического состояния оборудования и контроль соблюдения технических требований условий возбуждения сейсмического сигнала.

Контроль работоспособности приемной расстановки в системе «Геотом» реализован полностью. Оператор в режиме околореального времени (по запросу, либо периодически) контролирует работоспособность каждого приемного пункта. Им же контролируется и уровень микросейсм относительно задаваемого лимита (Рис. 7).

Контроль сейсмического сигнала до полного анализа полученного материала после его скачивания в «Геотоме» также реализован. Оператор может получить сейсмические данные с нескольких ближних каналов (Рис. 8). По этому материалу формируются сейсмограммы Общего Приемного Пункта (ОПП), которые могут анализироваться привычным инструментом оконного анализа (параметры окон пересчитываются из окон



▲ *Рис.8. Выборочное считывание сейсмического материала в системе «Геотом».*

сейсмограмм Общего Пункта Возбуждения (ОПВ)). В случае сомнений в качестве выполненного сейсмического возбуждения анализируются сейсмограммы ОПП нескольких соседних каналов.

Расширяя возможности сейсморазведки – регистрация данных FULL-SPREAD.

О целесообразности использования в регистрации всей приемной расстановки ведутся дискуссии длительное время. Регистрация FULL-SPREAD увеличивает кратность, добавляет дальних удалений, что обеспечивает прирост геологической информации.

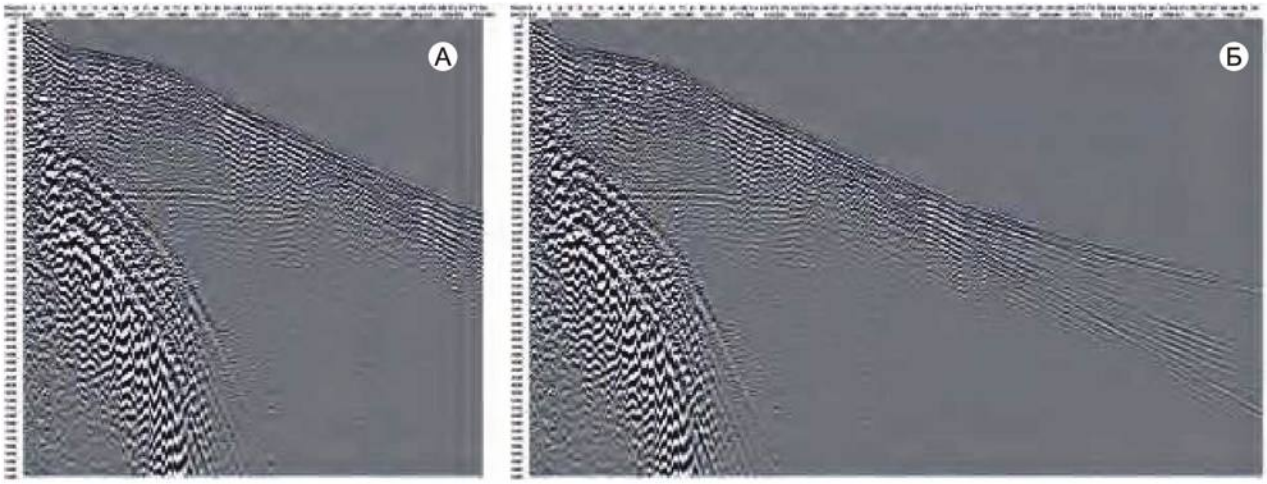
Нодальные системы, ведущие постоянную запись, позволяют получать сейсмические данные за пределами проектной системы наблюдения легко, и это не требует дополнительных усилий. В кабельных системах реализовать это сложнее, так как требует поддержания во включенном состоянии и, соответственно, в большем энергопотреблении все разложенные каналы. Но в современных проектах, реализуемых за пределами России, регистрация FULL-SPREAD становится стандартом сейсморазведки независимо от выбранной системы наблюдения.

Система «Геотом» позволяет вести регистрацию на всю приемную расстановку, при этом суммарное энергопотребление увеличивается незначительно (Рис. 9).

Трансформация состава сейсмической партии, работающей с «Геотом».

Учитывая корректировку производственного процесса в результате внедрения системы Геотом относительно «кабельных» проектов, можно говорить о следующих изменениях в составе сейсморазведочной партии:

1. Уменьшение числа порубочных бригад пропорционально общему снижению лесопорубочных работ;
2. Уменьшение состава сейсмобригад на 30-40%;
3. Уменьшение числа наладочных бригад на 50-60%;
4. Полное исключение работ по зарядке и обслуживанию аккумуляторных батарей для полевой системы наблюдения;



▲ *Рис.9. Сейсмограмма «Геотом». А – проектная система наблюдения, Б – система наблюдения FULL-SPREAD*

5. Уменьшение состава ГМЛ на 50%;
6. Уменьшение топогеодезического отряда.

Однако не только про уменьшение численности сейсмопартии необходимо говорить при работе с Геотомом. Снижение времени операций по наладке и обслуживанию сейсморегистрирующей системы увеличивает время регистрации сейсмического материала. Вполне оправдано будет увеличение отряда, ответственного за возбуждение сейсмических сигналов – создание дополнительных буровзрывных бригад, организация дополнительных бригад (или смены персонала) невзрывных источников.

Трансформация стереотипов через возможности системы «Геотом».

Программно-аппаратный комплекс Геотом предлагает сегодня пользователям самодостаточный для эффективной работы инструмент.

В рамках существующих в отрасли стандартах технологии Геотом уже имеет ряд технологических решений, повышающих эффективность работы. Однако стандарты отрасли обязательно будут меняться. Базой для этих корректив будут служить мировой опыт и возможности современной геофизической аппаратуры. Такой, как программно-аппаратные комплекс «Геотом».

Что особенно важно, Геотом является открытой для развития системой. Аппаратные возможности системы не ограничиваются перечисленными характеристиками. «Геотом», являясь российской разработкой, адаптивен для новых задач, которые поставит перед ним пользователь. И это будет совместное развитие – и «Геотома», и сложившихся стандартов сейсморазведки. С общей целью повышения эффективности сейсморазведочных работ.

Подробнее об авторе



Тиссен
Александр Артурович

ЗГД по производству
ООО «ФИРМА «ГЕОСЕЙС»

««Геотом» вызывает Таймыр» – об испытаниях российского оборудования в компании «Башнефтегеофизика»

Сираев И. А., Гафаров Р.М., Сибагатуллин А. А., АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа

Результат каждого сейсморазведочного проекта зависит от организации работы и правильно подобранного оборудования. Именно поэтому в компании «Башнефтегеофизика», заслуженно являющейся лидером рынка геофизических услуг России, столько внимания уделяется новым технологиям и оборудованию. Но для того, чтобы они стали надежной основой успешных проектов, необходима тщательная оценка и анализ новаций.

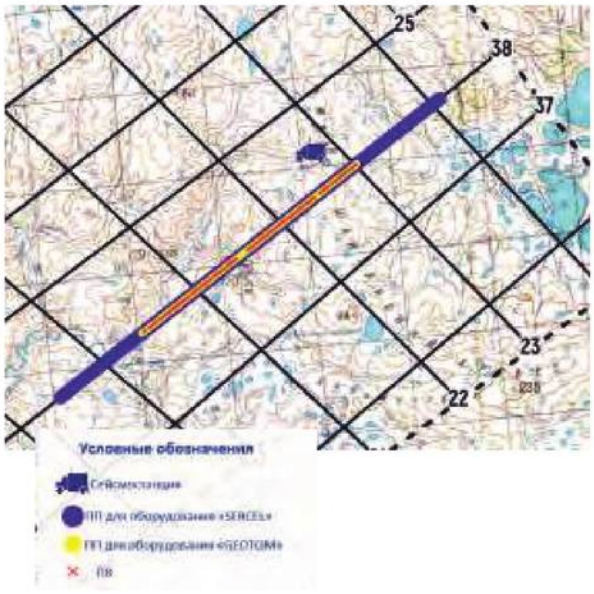
Программно-аппаратный комплекс «Геотом» - российская разработка компании «Сейстех» - новинка на рынке сейсморегистрирующей аппаратуры, проходил в апреле 2023 года тщательное тестирование на одном из проектов, выполняемых компанией «Башенфтегеофизика».

Опытные работы, проходившие примерно на 70°СШ, показали, что в России появилась отечественная сейсморегистрирующая система, позволяющая выполнять сложные проекты в самых разных сейсмогеологических условиях.

Программа тестирования «Геотом»

Исследования выполнялись в рамках соглашения «По тестированию в производственном режиме бескабельного полевого оборудования «ГЕОТОМ» в процессе производства сейсморазведочных работ МОГТ 2D» силами СП5 АО «Таймыргеофизика (Рис. 1). Непосредственно на участке работ параллельно производственному процессу регистрации данных проводилось тестирование бескабельного полевого оборудования.

Вдоль производственного проектного профиля были установлены каналы, подключенные к модулям «Геотом».



▲ *Рис. 1. Опытные работы, условия проведения.*

Параметры системы наблюдения представлены в Табл. 1.

ПП для оборудования «Геотом» были расположены с продольным смещением на 12.5 м относительно производственных точек, отрабатываемых системой «Sercel – 508XT». Всего было установлено 491 блоков «Геотом» с подключенными к ним группами сейсмоприемников.

В соответствии с Техническим заданием на опытные работы, объём выполненных наблюдений должен был составлять не менее 200 ФН (10 пог. км). По факту было отработано 247 ФН (12.35 пог. км).

Участок проведения опытных работ имел весьма непростой рельеф. Абсолютные отметки на варьировались от 26 м до 192м (Рис. 2).

«Геотом» является бескабельной сейсморегистрирующей системой с удаленным управлением приемной расстановкой. Передача информации и контроль работоспособности системы идет по радиоканалу в диапазоне частот 433 МГц. Поэтому большое внимание во

Параметр	Значение
Методика работ МОГТ (кратность)	2D (95)
Схема наблюдений	центральная, симметричная
Кол-во активных каналов на 1 ФН	381 (ПВ на ПП)
Шаг ПП, м	25
Число геофонов в группе, шт.	12
Тип геофонов	6S×1P YF-20DX-10Hz
База группирования геофонов, м	25
Вид группирования геофонов	линейный
Макс. удаление ПВ-ПП, м	4737.5
Мин. удаление ПВ-ПП, м	12.5
Шаг ПВ, м	50
Тип источника возбуждения	вибрационный
Тип вибраторов	СВС-30/150 «БАТЫР»
Система синхронизации	GDS-II*

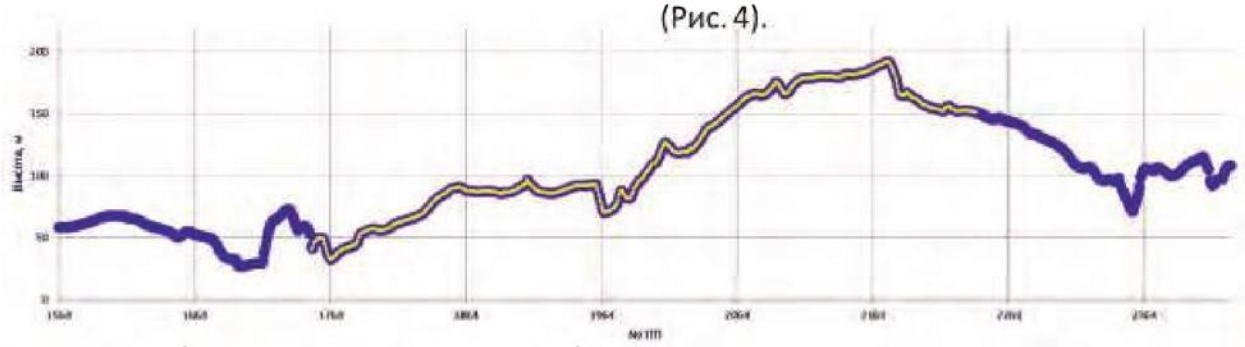
▲ *Табл. 1. Методика производственных работ.*

время опытных работ было уделено оценке надежности прохождения радиосигнала в различных условиях.

По маршруту следования от контрольного блока, установленного в начале приемной расстановки, устанавливались блоки, до которых проводилось измерение уровня радиосигнала (Рис. 3).

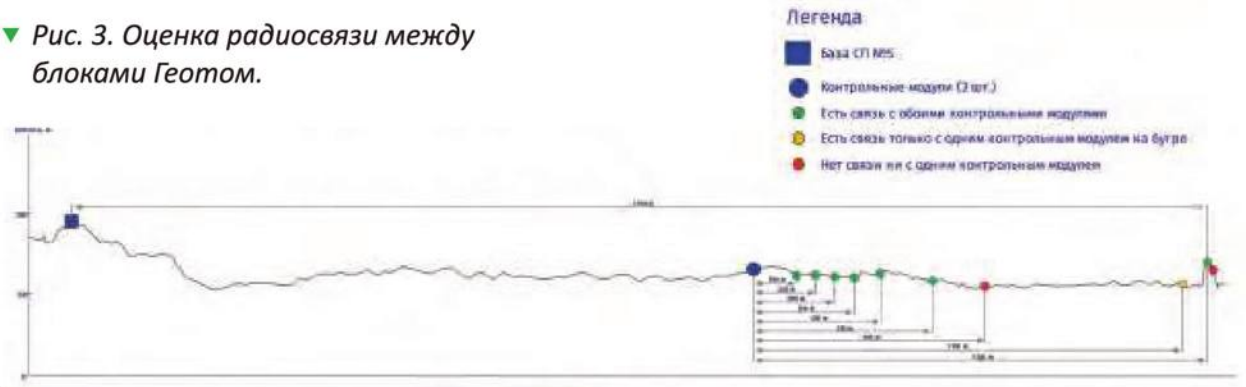
На прямом участке без резких перепадов высот отмечался стабильный сигнал между всеми установленными модулями на расстоянии до 515 м друг от друга.

На открытом пространстве тестируемый блок Геотом имел устойчивую связь с модулем, который был установлен на базе партии на расстоянии 3500 м (Рис. 4).



▲ *Рис. 2. График высот по опытному профилю.*

▼ *Рис. 3. Оценка радиосвязи между блоками Геотом.*





◀ *Рис. 4.*
На открытом пространстве Геотом обеспечивает высокую дальность связи между блоками.



▲ *Рис. 5. Оценка влияния инфраструктуры партии на радиосигнал между блоками Геотом.*

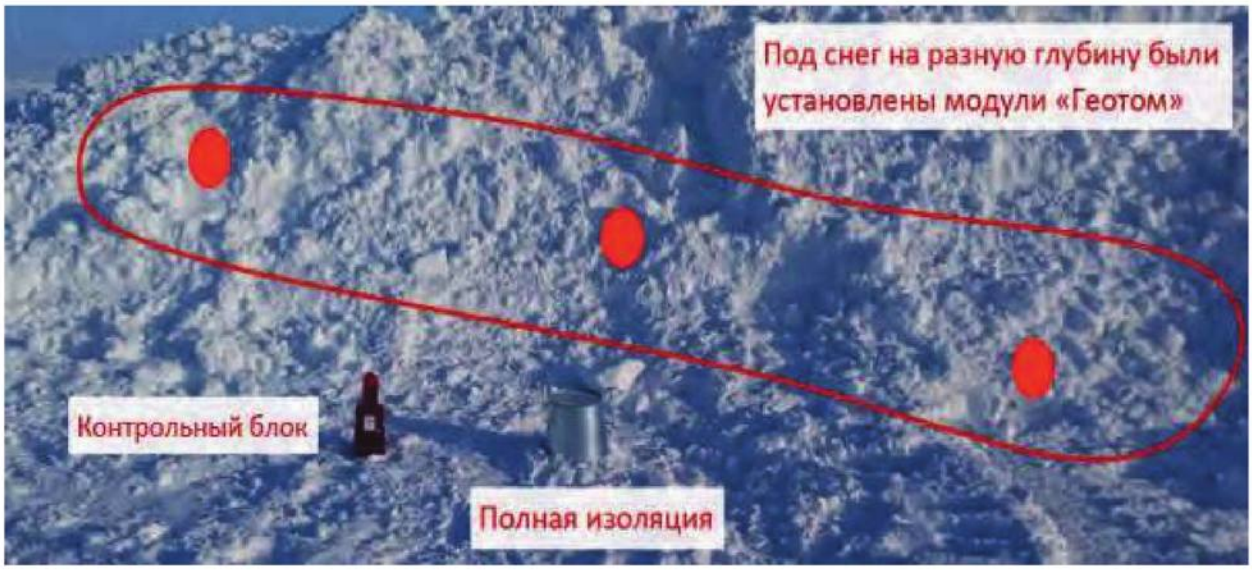
Тестирование основных параметров комплекса Геотом

Помимо программы тестирования, направленной на оценку сопоставимости данных, получаемых сейсморегистрирующим комплексом «Геотом» с сейсмической информацией, полученной в процессе производственных работ, выполняемых системой Sercel – 508XT, оценивались технологичность и надежность нового сейсморазведочного оборудования.

Тестирование влияния строений на прохождение радиосигнала

На базе партии была проведена оценка влияния инфраструктуры на устойчивость связи между блоками. Два блока Геотом были установлены вплотную к крайним вагончикам на базе. Между ними оказывалось 9 вагонов шириной 2.8 м. Общее расстояние между блоками — 65.2 м (Рис. 5). Связь между блоками сохранялась устойчивая, металлические конструкции вагон-домов не препятствовали прохождению радиосигнала.

▼ *Рис. 6. Тестирование работы Геотом под плотным снегом.*



Тестирование устойчивости приема сигнала со спутников под снегом

Еще один тест был направлен на оценку работоспособности блоков под глубоким снегом. Для тундровых условий Заполярья типична ситуация, когда многодневная пурга буквально погребает сейсмообрудование под плотным фирновым снегом.

Несколько блоков было помещено на разную глубину снега. Было установлено два контрольных блока: один - на поверхности; второй - полностью изолированно от спутников под заземленное ведро.

В процессе тестирования было установлено, что при закапывании блоков Геотом в плотный снег до 1,5 м, устойчивая связь со спутниками сохраняется (Табл. 2) практически на уровне контрольного блока, стоящего на поверхности. А это значит, что Геотом продолжит работу и после того, как окажется глубоко под снегом.

Учитывая то, что это оборудование относится к семейству бескабельных систем, устойчивость связи с оборудованием после пурги поможет сейсморазведчикам легко отыскать не по кабелю, а по радиоканалу.

Обработка материала опытно-производственных работ

По итогам опытных работ была проведена обработка сейсмограмм, полученных обеими системами: атрибутный, спектральный и визуальный анализ

▼ *Табл. 2. Оценка работоспособности Геотом под снегом.*

Степень изоляции модулей от спутников	Количество спутников, с которыми была синхронизация
На поверхности земли	15
Снег 0.5 м	13
Снег 1 м	12
Снег 1.5 м	13
Полная изоляция (под ведром)	0

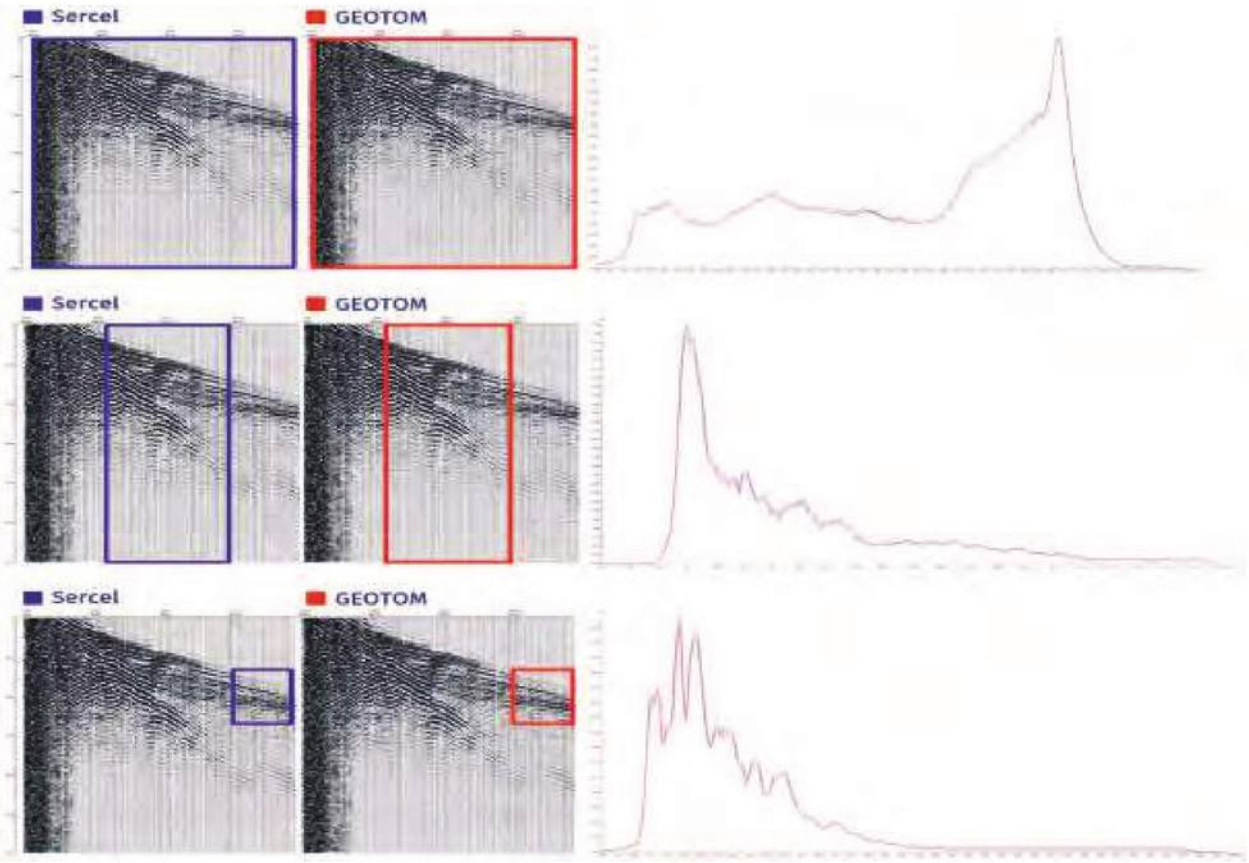
сейсмограмм ОПВ и ОПП; построены предварительные временные разрезы: для обеих систем и разрез с гибридной расстановкой.

Две системы имеют разные динамические диапазоны. Для корректного сравнения данных материал была выполнена нормировка данных. Также необходимо отметить, что у оборудования «Sercel» и «Геотом» разная полярность, поэтому данные, полученные российской системой, были умножены на -1.

В системе «Геотом» существует технологическая возможность оперативного скачивания данных во время регистрации с блоков, расположенных недалеко от управляющей линии, по радиоканалу. Это позволяет формировать сейсмограммы общего пункта приема (ОПП) в процессе работы, что в свою очередь имеет хороший потенциал для организации оперативного анализа материала в процессе регистрации.

Необходимо учесть, что группы геофонов для системы «Геотом» устанавливались непосредственно перед началом регистрации, а оборудование «Sercel» на данном участке было установлено двумя сутками ранее, во время которых была большая пурга, укрывшая производственную систему регистрации глубоким снегом, увеличив ее шумозащищенность.

Учитывая то, что каналы Геотом стояли между производственными приемными пикетами, была возможность сформировать гибридный временной разрез, просуммировав данные обеих систем. Повышение кратности вдвое дало определенный прирост информаци. Совместимость Геотома с другими системами, возможность использования внешних сейсмоприемников, делает систему Геотом перспективной при необходимос-



▲ *Рис. 7. Сопоставление АЧХ данных Геотом и Sercel – 508XT в различных окнах анализа по сейсмограммам ОПП.*

ти формирования гибридных систем – при повышении плотности системы наблюдения, либо ведения регистрации в сложных поверхностных условиях.

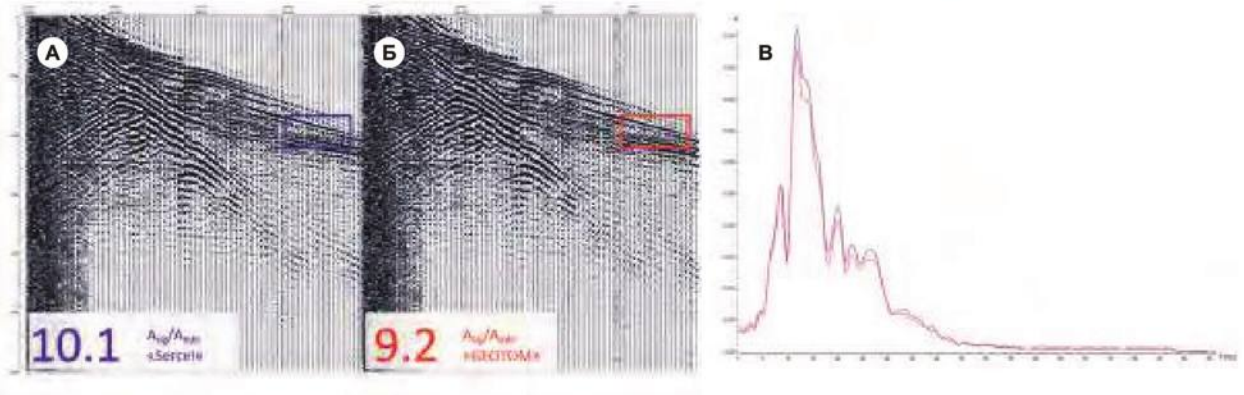
Результаты оценки работоспособности комплекса Геотом

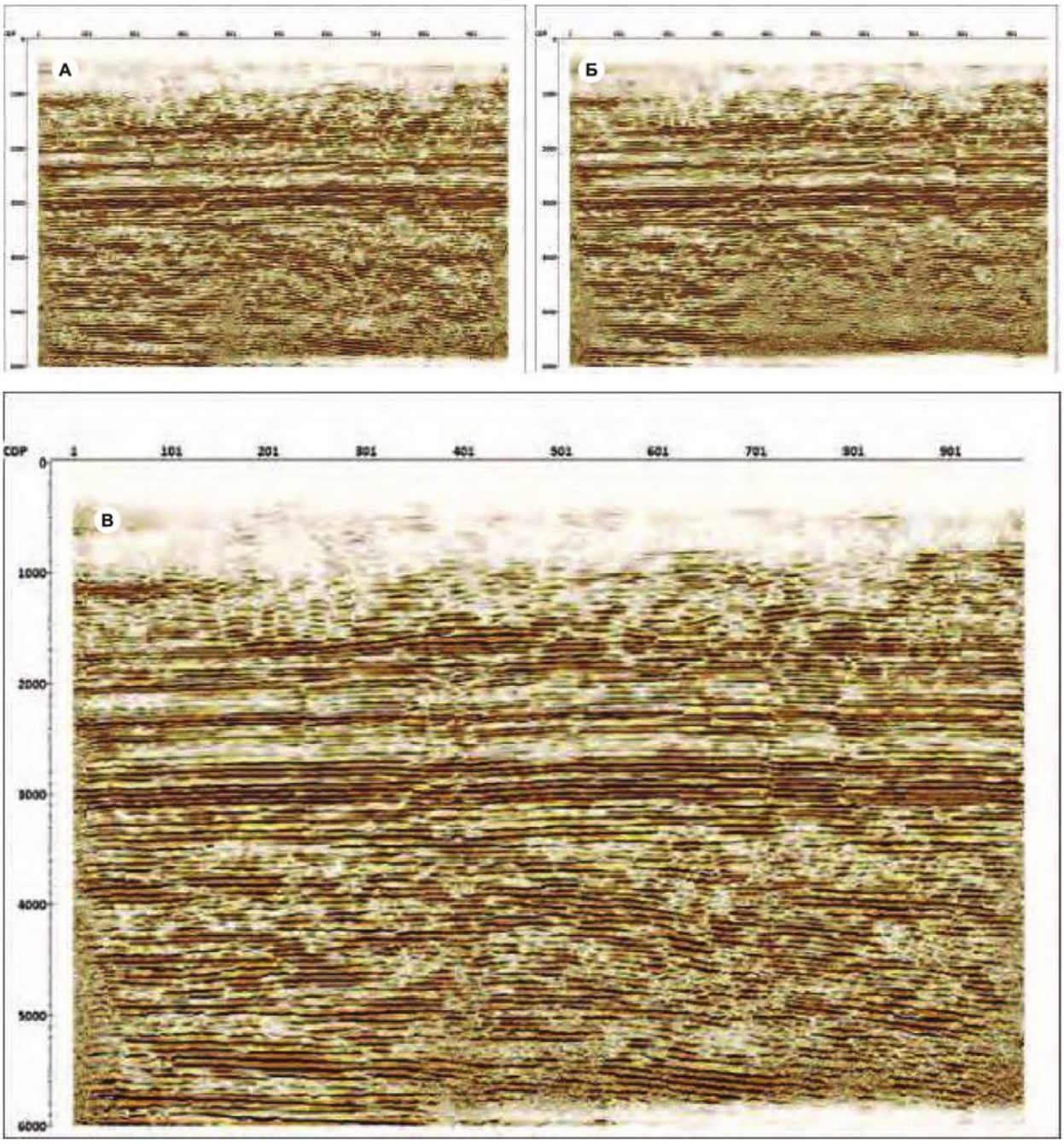
1. Размотка и подмотка бескабельного оборудования «Геотом» осуществляется в среднем на 30-40% быстрее по сравнению с кабельным оборудованием «Sercel».

2. Модули «Геотом» очень компактные и прочные. Все процессы, связанные с расстановкой системы регистрации, будут выполняться быстрее и обходиться дешевле.

3. Замена неисправных модулей

▼ *Рис. 8. Оконный анализ соотношения сигнал/помеха и АЧХ по сейсмограмме ОПП. А – сейсмограмма Sercel, Б – сейсмограмма Геотом, В – АЧХ сейсмограмм Sercel и Геотом*





▲ *Рис. 9. Предварительные временный разрезы.*
А – по данным Sercel, Б – по данным Геотом, В – Гибридный разрез Sercel+Геотом.

непосредственно при производстве работ занимает в разы меньше времени по сравнению с заменой 200-метровой косы «Sercel», особенно занесенные снегом.

4. Управляющая линия создаётся из самих блоков «Геотом». Количество таких блоков может быть любое, но дальность связи между блоками позволяет минимизировать число блоков в управляющей линии.

5. Удобная и компактная сейсмостанция. Благодаря данному преимуществу можно исключить простои, связанные с переездом сейсмостанции при потере связи с источниками: достаточно иметь дублирующую станцию для отработки участков, где отсутствует прямая радиосвязь с источниками возбуждения.

6. Система «Геотом» — не «слепая».

Контроль состояния приёмных линий, а также уровня микросейсм осуществляется непосредственно при производстве работ путём снятия тестов. Также есть возможность выборочно загружать записанные трассы с модулей по радиоканалу во время производства работ и анализировать данные по сейсмограммам ОПП.

7. Световая индикация модулей «Геотом» (как всех сразу, так и отдельного) помогает при наладке системы регистрации.

Заключение

Справедливо будет признать, что бескабельное оборудование «Геотом» является перспективной разработкой. Имеются недостатки по части периодичности снятия тестов, а также их сохранения в электронном виде, но, пообщавшись с разработчиками «Геотом», можно сделать вывод, что данное оборудование обладает потенциалом для улучшения, поэтому все соответствующие пожелания к оборудованию будут рассмотрены и учтены по возможности.

Внедрение нового бескабельного оборудования для регистрации производственных ФН возможно после доработки и улучшений, которые позволят минимизировать риски, связанные с контролем расстановки в процессе работы.

В любом случае, если говорить о внедрении данного оборудования в производство сейсморазведочных работ, то начинать это лучше постепенно — не переходя полностью на использование бескабельного оборудования, а совмещать его использование с другими системами. В таком случае по меньшей мере частичный контроль активной расстановки и анализ материала будет осуществляться в привычном режиме (например, чередовать оборудование по приёмным линиям или использовать бескабельную систему в эксклюзивных зонах).

Выводы по результатам опытных работ

1. Система «Геотом» работоспособна.
2. Данные, зарегистрированные системами «Sercel» и «Геотом», идентичны.

Подробнее об авторах



Сираев
Ильнур Айратович

Первый заместитель генерального директора - директор Дирекции разведочной геофизики АО «Башнефтегеофизика».



Гафаров
Радий Марсович

Главный геофизик АО «Башнефтегеофизика».



Сибагатуллин
Артур Альмирович

главный геофизик СП №5, АО "Башнефтегеофизика»

Особенности диагностики технического состояния полевой аппаратуры в методах естественных сейсмических полей

■ Пономаренко Д.В., Вихорева А.А., Пыхалов В.В., Рассказов А.Н., АО «Октопус», г. Астрахань
■ Агафонов В.М., Неешпапа А. В., ООО «Р-Сенсорс», г. Долгопрудный
■ Гарифуллин И.Р., ООО «Градиент Технолоджи», г. Казань

Аннотация

В рассматриваемой статье показаны общие позиции, имеющиеся при выполнении полевых работ методами естественных сейсмических полей и методами активной сейсморазведки. Рассмотрены вопросы отличий и особенностей подходов к оценке технической исправности полевой аппаратуры и возможностям диагностирования технического состояния сейсмических станций, используемых в методах естественных сейсмических полей.

Ключевые слова: сейсмическая станция, метод максимальной разности спектральной плотности, диагностика технического состояния сейсмических станций.

Введение

За последнее десятилетие объёмы работ по решению различного рода геологических и геолого-промысловых задач, основанных на изучении естественных сейсмических полей, значительно возросли, хотя и остаются многократно меньшими по сравнению с активной сейсморазведкой.

С ростом объемов возросли и требования по обеспечению надежности получаемых данных в том числе с точки зрения соответствия используемой аппаратуры решаемым геологическим задачам. Практически необходимой становится формализация набора требований и тестов, используемого в пассивных методах оборудования, обеспечивающего получения должного качества полевого материала.

Для оборудования, применяемого в активной сейсморазведке, соответствующие требования сформулированы в отраслевых инструкциях и технической документации, [3, 7 и др.] требованиях технических заданий на проводимые работы, и учитываются производителями оборудования при разработке аппаратных и программных средств, используемых в сейсморазведке [4]. Методы, основанные на регистрации естественных сейсмических полей, являются относительно новыми, и аналогичные требования к полевой аппаратуре и методам ее тестирования, до сих не выработаны. Настоящая публикация направлена на преодоление указанного пробела, основана на значительном практическом опыте АО «Октопус» а также компании ООО «Р-Сенсорс», при подготовке аппаратуры для выполнения работ на основе изучения естественных сейсмических полей.

При сравнении подходов к тестированию аппаратуры, применяемой в активной сейсморазведке и в методах естественных сейсмических полей (методы пассивной сейсмики), необходимо, прежде всего, учесть отличия в используемой полевой аппаратуре, а также специфику регистрируемых сейсмических сигналов.

В активной сейсморазведке к полевому регистрирующему комплексу (сейсморегистрирующий комплекс) относится сейсморазведочная аппаратура, которая включает в себя сейсмоприёмники, сейсморазведочные станции, кабели, передающие информацию от сейсмоприемников в сейсмическую

станцию со всей активной расстановки, преобразователь аналог-код которые могут располагаться автономно, так и входить в состав сейсмической станции и т.д. [6].

В методах естественных сейсмических полей используется сейсмическая станция (сейсмостанция), которая представляет собой «комплекс технических средств, обеспечивающих регистрацию сейсмических волн (от природных и техногенных источников) и передачу полученной информации в центры сбора и обработки данных» [5].

В комплект такой станции входят высокочувствительные многокомпонентные сейсмометры (способные работать в инфразвуковом диапазоне частот и конструктивно принципиально отличающиеся от сейсмоприёмников используемых в сейсморазведке), преобразователь аналог-код и вспомогательное оборудование.

Полевая расстановка в методах естественных сейсмических полей представлена набором отдельных автономных сейсмических станций, образующих локальную сеть.

Методы естественных сейсмических полей основаны на одновременной работе с различными типами волн естественного сейсмического поля. Энергетика волн разных типов различна. При этом, как правило, соотношение сигнал/помеха (отношение энергии полезной (изучаемой) волны к суммарной энергии всех остальных волн) меньше (иногда значительно) единицы.

Для выделения волн того или иного типа в методах естественных сейсмических полей используются алгоритмы позиционной и поляризационной обработки. Это связано с тем, что в пассивных методах изучаются волны разных типов (продольные и поперечные) и видов (волны Лява, Рэлея, прямые, и т.д.), обладающие различиями в поляризации, имеющие различные годографы и характеризующиеся в зарегистрированном поле отсутствием первовступлений [8,9,10 и др.].

Используемой методики обработки естественных сейсмических полей накладывают общие требования к методам диагностики технического состояния сейсмических станций, которые заключаются в обеспечении высокой чувствительности, низкого уровня собственных шумов, широкого динамического диапазона, а также амплитудной и фазовой идентичности тракта записи от сейсмометров до выходного сигнала цифрового регистратора сейсмостанций, образующих локальную сеть наблюдений.

Для обеспечения этих требований перед началом полевых работ, как и в активной сейсморазведке, должны выполняться специальные исследования, обеспечивающие контроль и диагностику технического состояния используемых полевых сейсмических станций.

Особенности контроля и диагностики технического состояния сейсмических станций

Для контроля и диагностики технического состояния сейсмических станций, используемых в методах естественных сейсмических полей, ряд предприятий-изготовителей рекомендуют перед началом полевых работ выполнять калибровочные испытания. Суть таких тестов заключается в подаче со встроенного генератора импульса с известными характеристиками, на чувствительные элементы (датчики) сейсмометра. Далее производится анализ зарегистрированного сигнала сейсмостанцией, и сопоставление с импульсом посылки.

Оценка сопоставимости поданного

генератором сигнала и отклика, зарегистрированного сейсмостанцией выполняется, либо путём визуальной оценки функций взаимной корреляции, либо с использованием количественных оценок.

Однако такое тестирование имеет свои ограничения: импульс имеет жёстко выраженную энергетическую и фазовую выдержанность во времени, ограниченный амплитудный и частотный диапазон. Кроме того, используемое импульсное калибровочное воздействие на сейсмические датчики существенно отличается от сигналов создаваемых естественным сейсмическим полем.

Внешние калибраторы для работы в частотном диапазоне ниже 1 Герца довольно мало распространены. Ими оснащены лаборатории производителей широкополосных сейсмометров, а также небольшое количество независимых лабораторий. Ряд таких лабораторий сертифицированы Росстандартом для проведения испытаний для утверждения типа средств измерений и поверки в тех случаях, когда требуется обеспечить выполнение требований по Федеральному закону от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ «об обеспечении единства средств измерений» [11].

Статьей 13 этого ФЗ предусмотрены периодические поверки средств измерений, предназначенных для применения в сфере государственного регулирования. Средства измерений, не предназначенные для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, могут подвергаться поверке в добровольном порядке, согласно статьей 18 этого ФЗ.

Такой метод контроля является надёжным, однако обладает рядом недостатков, в том числе:

- межповерочный период, в который контроль не проводится, большой, поэтому постоянный контроль не обеспечивается;

- такие работы требуют значительных временных затрат, и часто проводить поверки и калибровки в специализированных лабораториях не является экономически целесообразным;

- поверке подлежат отдельные блоки сейсмостанции (прежде всего сейсмоприемник), а для обеспечения качественной записи требуется проверка всего тракта записи, включая кабели и разъемы;

- метод не обеспечивает прямой контроль идентичности работы всех сейсмостанций составляющих локальную сеть.

В связи с вышеизложенным особое место занимают возможности диагностирования технического состояния сейсмических станций перед началом полевых работ на основе сверочных наблюдений - комплексе работ, который связан с получением и анализом одновременных полевых записей группой сейсмических станций, выполняемый непосредственно в полевых условиях, позволяющий оценить идентичность работы сейсмических станций.

Методика выполнения полевых сверочных наблюдений

Для оценки исправности сейсмостанций перед началом сверочных измерений, согласно общим правилам (рекомендованных производителями), требуется выполнить:

- визуальный осмотр;

- оценку состояния соединительных кабелей (оценка сопротивлений жил, бронированных кабелей и т.д.), которые должны соответствовать заводским характеристикам;

- оценка сейсмостанций и входящих в

неё элементов по результатам внутренних тестов оборудования, рекомендованных производителями

Надёжным критерием, подтверждающим исправное техническое состояние сейсмостанций, является идентичность единовременно зарегистрированного естественного сейсмического поля на всех сейсмостанциях в единых (позиционных и временных) условиях.

Для выполнения сверочных измерений выбирается место, удалённое от сильного влияния интенсивных техногенных помех. Для повышения надежности оценок, если позволяют условия наблюдения, возможен вариант установки сейсмических станций на единую плиту.

Расставляются сейсмические станции по сетке, с минимальным расстоянием между приборами. Сейсмические станции ориентируются в одном направлении. Далее производится запись естественного сейсмического поля. Из практики, достаточное время одновременной записи составляет 2 часа.

Естественное сейсмическом поле не имеет первовступлений, и характеризуется сильной интерференцией разнополяризованных колебаний.

Подобные тесты с использованием активных источников используются в сейсморазведке. При этом использование значительного количества сейсмоприёмников прошедших предварительную проверку на техническую исправность, позволяет считать, что погрешности, связанные с неидентичностью работы аппаратуры, носят случайный характер и в целом соответствуют нормальному распределению.

В этом случае использование параметризации зарегистрированного волнового поля (прежде всего первовступлений продольной линейно поляризованной волны) позволяет выявить оборудование которое является технически неисправным, если его параметры выходят за пределы порога.

Порог оценивается по формуле:

$$Ап = A ср \pm 3\sigma \qquad (1)$$

где $Ап$ - пороговое значение параметра; $Aср$ - средняя величина параметра; σ - среднеквадратическое отклонение параметра.

В методах естественного поля использование принципа нормальности распределения погрешностей не всегда может быть соблюден, вследствие ограниченного количества сейсмических станций, используемых при сверке, особенностям характеристик естественного поля (отсутствие первовступлений зарегистрированного поля, сложная интерференционная картина разнополяризованных сигналов и ряд других факторов).

В силу вышеизложенного, зарегистрированные отклонения параметров естественного сейсмического поля могут не удовлетворять требованиям нормальности распределения. Поэтому в методах естественных сейсмических полей рекомендуется использовать способ, основанный на применении «контрольных станций».

«Контрольные станции» могут быть определены в процессе обработки записей сверочных наблюдений. В этом случае к «контрольным станциям» могут быть отнесены пары рядом расположенных сейсмических станций, участвующих в сверочных наблюдениях, характеризующиеся минимальным разбросом параметров единовременно зарегистрированного сейсмического поля.

«Контрольные станции», расположенные в различных частях расстановки при сверочных наблюдениях, позволяют определить диапазон параметров естественного сейсмического поля, который

обусловлен месторасположением сейсмической станции при сверочных наблюдениях - то есть допустимый разброс (порог) тех, либо иных параметров, не связанный с техническим состоянием сейсмических станций.

Если используются «контрольные станции», то в этом случае величина порога может быть оценена из соотношения:

$$Ап = Амср \pm Q \qquad (2)$$

Амср – средняя величина параметра зарегистрированная «контрольными» станциями; *Q* - максимальное отклонение параметра для «контрольных станций».

В этом случае, если параметр сейсмического поля анализируемой сейсмостанции не выходит за пороговые значения, то тогда сейсмостанция может считаться техническим исправной.

Методика выполнения камеральных исследований результатов сверочных наблюдений

Регистрируемые сигналы (техногенные помехи мы сейчас рассматривать не будем) естественного сейсмического поля относительно маломощные. Преобладающими по энергии являются поверхностные волны (Рэлея, Лява), менее выраженными – вертикально направленные (в том числе и стоячие волны), а также прямые, преломлённые и отражённые волны, созданные локальными и удаленными от места наблюдения источниками.

В методах естественных сейсмических полей может использоваться широкий спектр частот – от инфразвуковых, до высоких. Поведение естественного сейсмического поля в инфразвуковом диапазоне частот отлично от поведения в более высокочастотном диапазоне, что связано со спецификой естественного сейсмического поля (дисперсия скорости, разноудалённость источников от места наблюдения и ряда других эффектов).

В связи с этим, при анализе сверочных наблюдений, подбирается тот диапазон частот, при котором обеспечивается решение геологических задач. В зависимости от методик обработки, допускается выполнение анализа в нескольких диапазонах частот.

Для диагностики технического состояния полевой аппаратуры используются амплитудные и спектральные оценки, основанные на расчёте функций взаимной корреляции [1].

Амплитудные оценки

а) Параметр центрирования сигнала

Для расчёта этого параметра выполняется разбиение полевого сигнала на отдельные кадры (аналог сейсмотрассы). Длина кадра определяется минимальной частотой полезной записи. Минимальный размер кадра (длительность кадра во времени) определяется статистически обоснованным количеством периодов в кадре (исходя из практики применения не менее 10) в случае стабильного естественного сейсмического поля. Например, если минимальный порог по частоте, рекомендованный производителем сейсмометров составляет 0,2 Гц, то минимальная длина кадра, для оценки самого низкочастотного колебания, должна составить не менее 50 секунд.

На практике используется такая длины кадра, которая будет впоследствии использоваться в процессе обработки производственных полевых записей.

Теоретически, для гармонического колебания, сумма амплитуд в пределах всего периода равна нулю. В реальности мы регистрируем суперпозицию волн

(как линейно, так и эллиптически поляризованных), созданных различными источниками. Такая сумма делает наблюдённый сигнал не гармоническим, а квазигармоническим.

Кроме того, в результате разбиения записи на кадры, не все волны будут обладать периодами, кратными длине кадра. При этом величина сумм амплитуд, для каждой из сейсмостанций, будет отличаться друг от друга, вследствие разнесения приборов в пространстве, а также наличия собственных шумов сейсмостанций.

В результате расчёта покадровой суммы амплитуд естественного сейсмического поля, зарегистрированного при сверочных работах, на одноимённых компонентах сейсмостанций, их величины будут обладать некоторым среднеквадратическим отклонением для каждой из компонент.

В этом случае, допустимая величина параметра центрирования не должна превышать пороговой оценки, определяемой из уравнения (1), либо при использовании «контрольных станций» - уравнения 2.

Допустимо использование и иных статистических подходов к оценке величины пороговых значений параметра центрирования.

б) Параметр суммарная абсолютная амплитуда

Из записи выбираются интервалы примерно равной интенсивности.

Для каждой из сейсмической станций оценивается средняя величина амплитуды в выбранных интервалах записи.

Далее рассчитывается допустимый порог, при использовании методики «контрольных станций» - согласно уравнению 2.

Соответственно, технически исправные сейсмостанции будут характеризоваться значением параметров, не выходящих за пределы порога.

в) Параметр максимальная абсолютная амплитуда

Для расчёта этого параметра выполняется разбиение полевого сигнала на отдельные кадры (аналог сейсмотрассы). Длительность кадра выбирается такой же, как и при оценке параметра центрирования.

Суть этого теста заключается в том, что средняя величина абсолютных максимальных значений амплитуд колебаний, отобранных в каждом кадре для одноимённых компонент для всех технически исправных сейсмостанций, должна быть близкой величиной.

Далее рассчитывается допустимый порог, при использовании методики «контрольных станций» - согласно уравнению 2.

Соответственно, технически исправные сейсмостанции будут характеризоваться значением параметров, не выходящих за пределы порога.

Спектральные оценки

Оценки в спектральной области выполняются по всей длине записи, без разбиения записи на кадры. Спектральные оценки выполняются с целью определения степени сходства записей в энергетической части (анализируются амплитудно-частотные спектры), а так же фазовой (анализируются фазовые спектры).

а) Расчёт идентичности амплитудно частотных спектров

Оценка производится путём определения коэффициента корреляции Спирмена ρ по амплитудно - частотным спектрам, рассчитанным по всей длине

записи, зарегистрированной тестируемыми сейсмическими станциями для одноимённых компонент.

Коэффициент корреляции Спирмена вычисляется по следующей формуле[2]:

$$\rho = 1 - \frac{1}{n(n-1)(n+1)} \sum_{i=1}^{n} (R_i - S_i)^2 \quad (3)$$

где, R_i - ранг наблюдения x_i в ряде X, S_i - ранг наблюдения y_i в ряде Y. Ряд условно сортируется по неубыванию и i-тому наблюдению присваивается его порядковый номер в этом ряде в качестве ранга. Значение коэффициента Спирмена варьирует от -1 до 1.

Использование коэффициента корреляции Спирмена связано с его особенностями. Отличие коэффициента корреляции Спирмена от коэффициента Пирсона в том, что он меньше реагирует на выбросы, и может применяться в случае, когда распределение ряда не подчиняется нормальному закону – как это имеет место в наблюдаемых естественных сейсмических полях.

Величина порога может быть оценена из соотношения (2).

Соответственно, технически исправные сейсмостанции будут характеризоваться значением параметров, не выходящих за пределы порога

б) Расчёт идентичности фазовых спектров

Оценка фазовой идентичности выполняется путём расчета среднеквадратического отклонения разности начальных фаз каждой из гармоник (то есть среднеквадратическое отклонение фазовых спектров) между всеми парами исследуемых сейсмостанций (в том числе и контрольными).

По полевым записям рассчитываются комплексные спектры $F_\alpha(\omega)$ $F_\beta(\omega)$ (путем преобразования Фурье), для записей одноименных компонент сопоставляемых сейсмостанций α и β. Вычисляется для каждой из гармоник комплексного спектра их начальные фазы $\Phi_\alpha(\omega)$ и $\Phi_\beta(\omega)$:

$$\Phi_\alpha(\omega) = \arg\big(F_\alpha(\omega)\big), \quad \Phi_\beta(\omega) = \arg\Big(F_\beta(\omega)\Big) \quad (4)$$

Определяется для каждой из гармоник одноименных компонент сравниваемых пар сейсмостанций разность начальных фаз d:

$$d_{\alpha\beta}(\omega) = \Phi_\alpha(\omega) - \Phi_\beta(\omega) = \arg\Big(F_\alpha(\omega)\, F_\beta^*(\omega)\Big) \quad (5)$$

Далее оценивается среднеквадратическое отклонение $D_{\alpha\beta}$ параметра d

$$D_{\alpha\beta} = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\big(d_{\alpha\beta}(\omega_i) - \bar{d}\big)^2} \le std_0 \quad (6)$$

$\bar{d}$ - среднее значение разности фаз, std_0 - пороговое значение разности начальных фаз (оценивается из выражения 2). $D_{\alpha\beta}$ - среднеквадратическое отклонение разности начальных фаз, n – количество частот $\{\omega_i\}$ в спектре $F_\alpha(\omega)$.

Оценки, основанные на расчёте функций взаимной корреляции

Суть этого теста заключается в том, что параметры, по которым оценивается величина функции взаимной корреляции (ФВК) [4] между записями одноимённых компонент тестируемых сейсмостанций, должны быть не менее пороговых величин.

Для расчёта функции ФВК используется выражение:

$$r(\tau) = \int_{-\infty}^{\infty} f^*(t)\, g(t+\tau)\, dt \quad (7)$$

где, f и g - записи пар тестируемых сейсмостанций; знак * означает комплексное сопряжение.

Перед вычислением ФВК производится центрирование, для анализа взаимосвязи гармоник, исключительно на не нулевой частоте.

Параметрами, характеризующими ненормированные ФВК, могут являться: максимальная амплитуда, величина ФВК, площадь главного максимума, площадь в интервале отсчётов функции ФВК и ряд других оценок.

Соответственно, технически исправные сейсмостанции будут характеризоваться значением параметров, не выходящих за пределы порога, который рассчитывается согласно выражению (2).

Вышеприведённые методики хорошо себя зарекомендовали в частотном диапазоне от 0.5 Гц и выше.

Особую сложность при диагностировании сейсмических станций составляют инфранизкие частоты (с диапазоном частот ниже 0.5 Гц).

Для целей диагностирования сейсмических станций в диапазоне этих частот предлагается использование метода максимальной разности спектральной плотности.

Метод максимальной разности спектральной плотности

Данная методика основана на количественной оценке максимального отклонения спектральной плотности амплитудных спектров пар приборов, расположенных в одинаковых условиях приёма.

Количественным критерием устанавливается максимально допустимое значение разности спектральных плотностей сигналов тестируемого и референсного приборов согласно следующему выражению:

$$\left|10Lg(P_{test}) - 10Lg\left(P_{ref}\right)\right| < \Pi \quad (8)$$

где P_{test}, P_{ref} – спектральная плотность мощности тестируемого и эталонного приборов; Π – пороговое значение в децибелах.

Производителем указывается допустимое отклонение амплитудно-частотной характеристике для сейсмометров на уровне ±0,5 Дб. Таким образом, исходя из возможных ошибок при постановке разумным видится принять границу допустимого отклонения ±1,0 - ±2,0 дБ.

Недостатком данной методики являются ограничения по частотному диапазону. Для малошумящих сейсмических датчиков, как правило,, надежное исследование параметров по этому методу обеспечено только в области низкочастотных микросейсм (сигналы с периодами от 2 до 10 секунд) и в области от 2 Гц до 20-30 Гц. При этом, как правило, наблюдающиеся в отсутствии сейсмических событий провалы в спектральной плотности сигналов между 2 Гц и 2 секундами, а также для сигналов с периодами более 10 секунд, приводят к преобладающему влиянию собственных шумов приборов на разность спектров. Данные в этой области игнорируются.

Для анализа по этому методу требуется проведение записи значительной длины. В зависимости от низкочастотной границы исследования и параметра разбиения, оптимальная длина записи для широкополосного сейсмометра составляет не менее 1,5 – 2 часа.

Расчет спектральной плотности мощности для исходной записи может быть проведен с помощью любого программного пакета, предназначенного для обработки сигналов. Например, это может быть функция PSD из специализированного программного пакета DaDisp.

Поскольку сверочная запись предполагает проведение записи в удаленном

от индустриальных источников месте, отношение сигнал/помеха в рабочей полосе имеет отношение порядка единицы. Как следствие, компоненты полученного спектра имеют значительную погрешность. Для исключения ее влияния применяется процедура усреднения значений спектра с коэффициентом усреднения от 8 до 16.

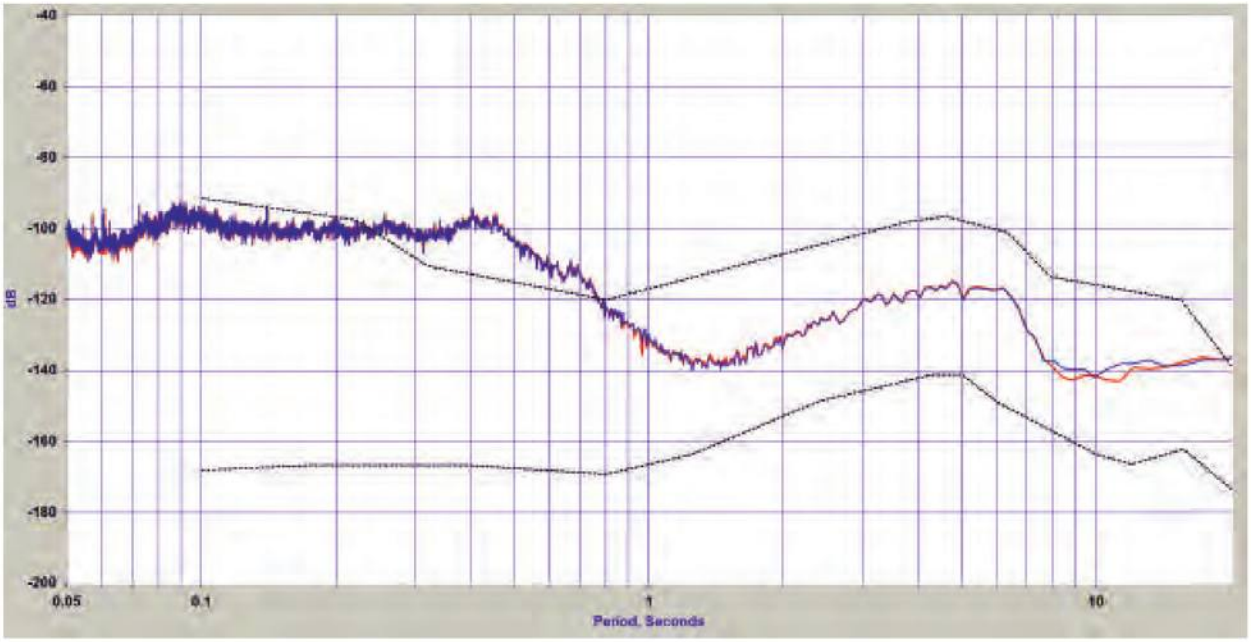
Увеличение этого коэффициента приводит к лучшему усреднению, с другой стороны, для получения одного и того же набора точек спектра требуется пропорционально удлинять исходную запись. В результате оптимальной длиной записи для анализа можно принять 8-16 кратную от максимального периода представляющего интерес сигнала, что для широкополосных сейсмометров составляет от одного до двух часов.

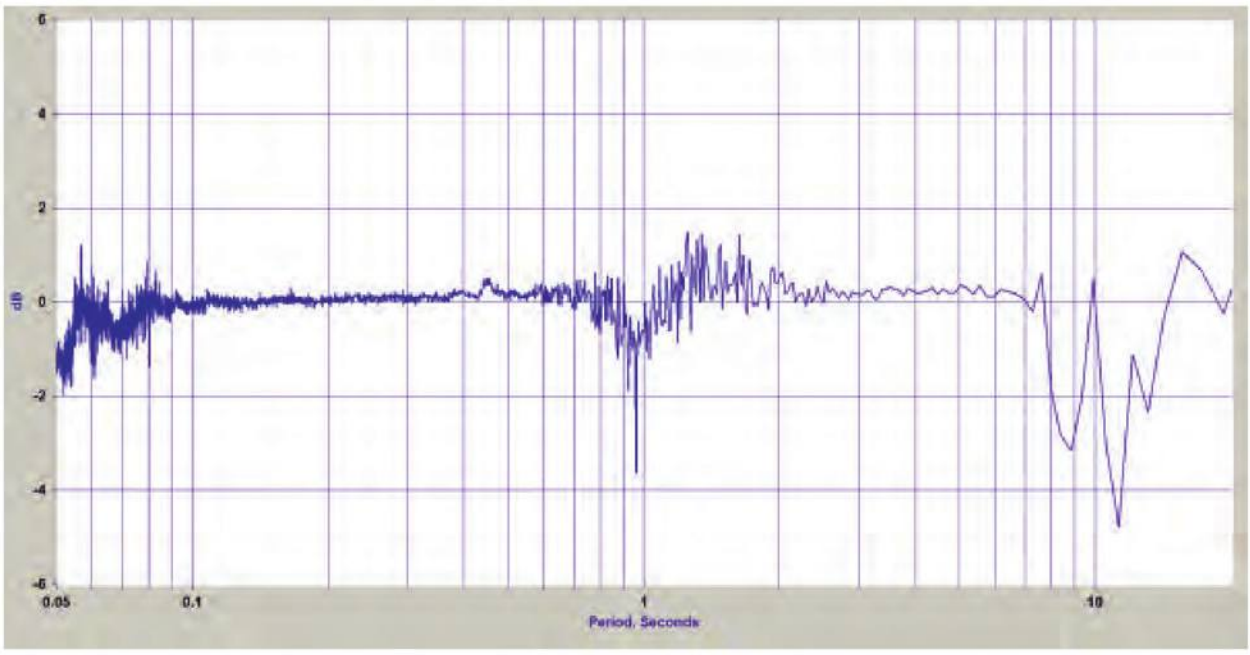
На рисунке 2 представлены примеры усредненных спектров сигналов тестируемого и контрольного сейсмометров, наложенные друг на друга. Для получения более принятого в сейсмологии представления полученные спектры пересчитываются в Дб мощности относительно $1\ \frac{м}{с^2\sqrt{Гц}}$ а по горизонтальной оси отложен период сигнала. Кроме сравнения спектров, приведенные графики позволяют оценить положение уровней сигналов относительно модельных кривых NLNM и NHNM Петерсона [12].

Кроме того, для оценки качества исследуемого прибора относительно контрольного, строится график разности спектральных плотностей двух приборов (рисунок 2) от периода сигнала. Как обсуждалось выше, надежными являются данные в диапазонах периодов 0.1 -0.8 секунды, а также 2-8 секунд. В данном примере, прибор следует принять прошедшим тестирование при пороговом значении $П = 1$.

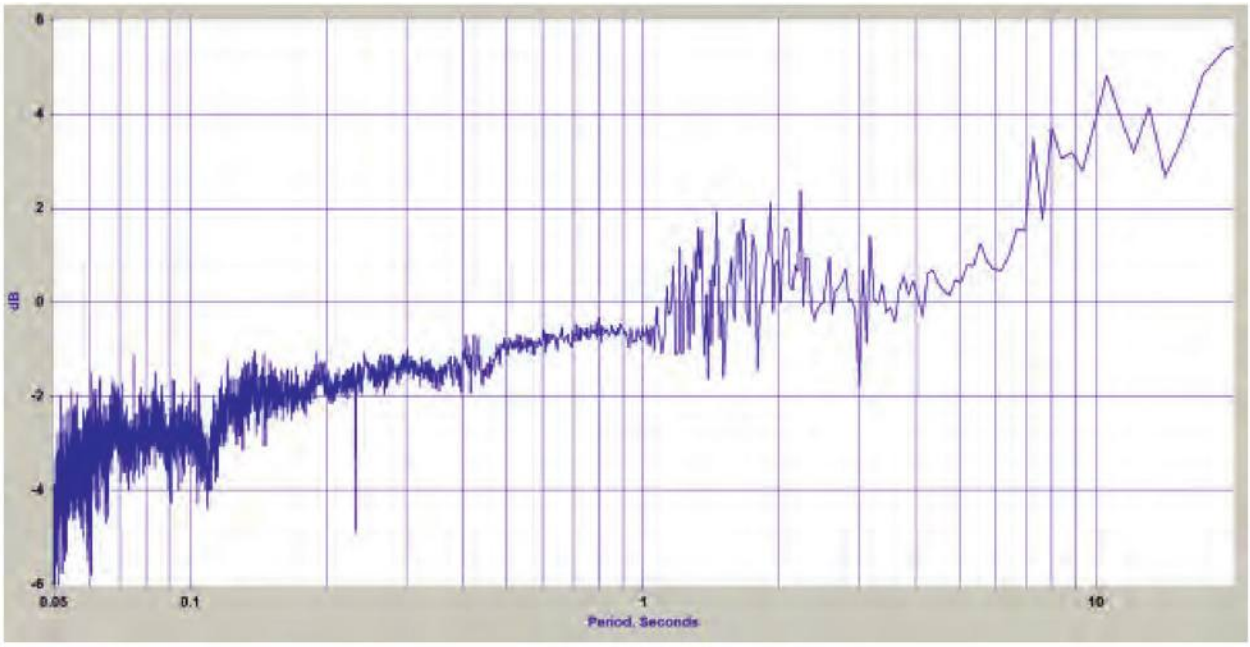
В случае же, если разность спектральных плотностей отклоняется больше допустимого от своего среднего значения, прибор следует признать не прошедшим сверку и подлежащим настройке или ремонту. На рисунке 3 представлена разность спектров контрольного прибора и прибора, который не прошел проверку.

▼ *Рис. 1. Спектры двух приборов CME-6111ND (красный, синий) при сверке, по вертикали – Дб. Черным цветом представлены кривые NLNM и NHNM Петерсона.*





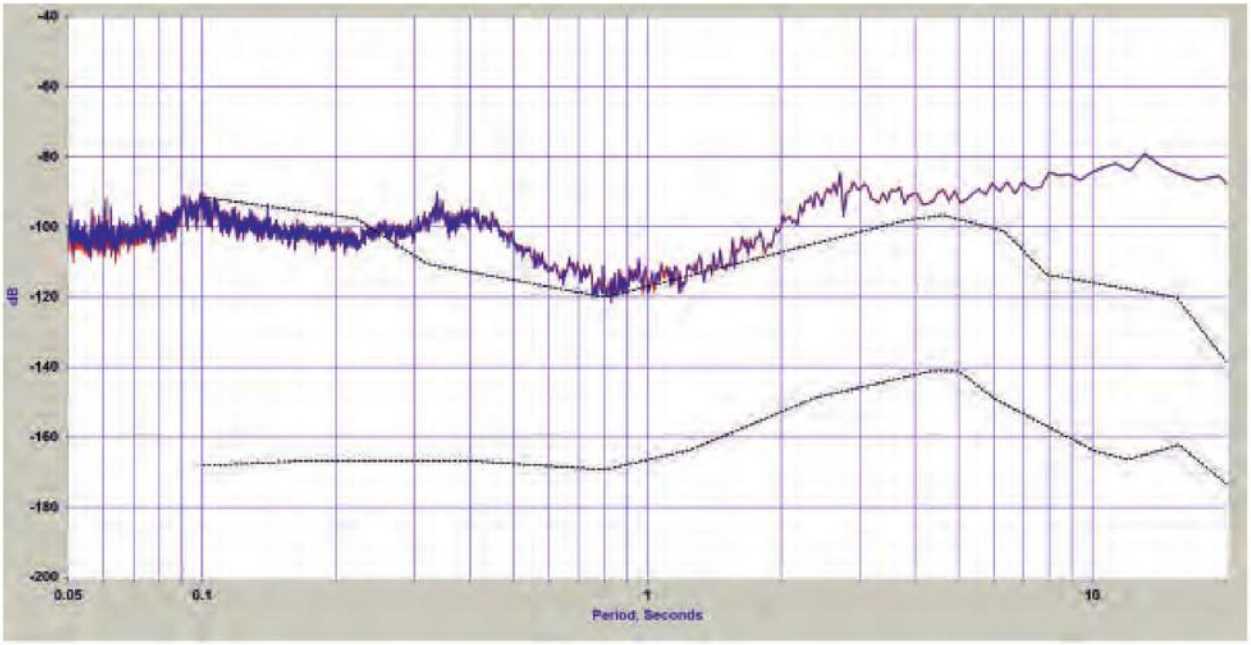
▲ *Рис. 2. Разность спектров двух исправных приборов CME-6111ND при сверке, по вертикали – Дб.*



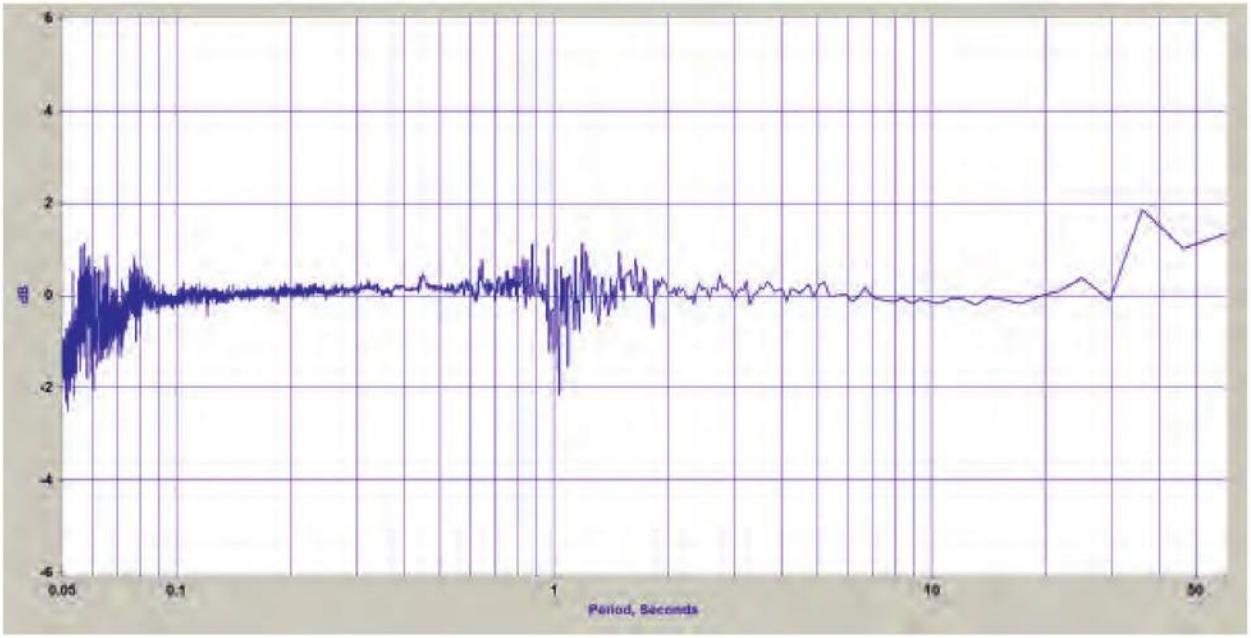
▲ *Рис. 3. Разность спектров двух приборов CME-6111ND с расхождением при сверке, по вертикали – Дб.*

Исследование параметров датчика в низкочастотной области с периодами более 10 секунд возможно только при наличии в пределах записи сравнительно мощных землетрясений, сигналы которых содержат требуемые низкочастотные компоненты. На рисунке 4 показан спектр записи двух исправных сейсмометров типа CME-6111ND в момент землетрясения M6,8 в Мургабе, Таджикистан 23 февраля 2023 года 00:37:40 UTC.

Построенная по участку записи с землетрясением разность спектральных плотностей, представленная на рисунке 5, позволяет продлить диапазон оценки совпадения спектров в низкочастотной области до 30 секунд.



▲ *Рис. 4. Спектры мощного землетрясения двух исправных приборов CME-6111ND (красный, синий) при сверке, по вертикали – Дб. Черным - модельные кривые NLNM и NHNM Петерсона.*



▲ *Рис. 5. Разность спектров двух исправных приборов CME-6111ND при сверке по участку с мощным землетрясением, по вертикали – Дб..*

Однако время ожидания подходящего сейсмического события может составлять до нескольких месяцев, что делает данный метод не всегда пригодным с практической точки зрения.

Заключение

Требования к диагностике технического состояния сейсмических станций в методах естественных сейсмических полей близки к требованиям, предъявляемым к полевым регистрирующим комплексам, используемым при активных методах сейсморазведки. Отличительные особенности связаны с широкой частотной полосой и малой амплитудой полезных регистрируемых сигналов.

Основу методики диагностики техни-

ческого состояния сейсмических станций перед началом полевых работ в методах естественных сейсмических полей составляет проверка идентичности зарегистрированного сейсмического поля на всех диагностируемых сейсмостанциях характеристик, путём проведения сверочных наблюдении.

Для диагностики технического состояния сейсмических станций используется ряд критериев, к которым относятся представленные в данной работе величины амплитудных, спектральных и корреляционных оценок, значения которых не должны выходить за установленные допуски относительно значения, определяемого по контрольным станциям.

По имеющемуся у авторов опыту можно заключить, что для частот выше 2 Гц наиболее эффективными являются методы корреляционного анализа и проверки фазовой идентичности, на более низких частотах целесообразно использовать спектральные оценки по амплитуде или мощности. Наиболее сложной является проверка идентичности в области частот ниже 0.1 Гц в силу того, что естественные сейсмические поля в этом частотном диапазоне обычно имеют малую интенсивность и тестовая запись должна быть весьма продолжительной, чтобы включить в себя регистрацию хотя бы одного удаленного землетрясения, являющегося естественным источником низкочастотного сигнала.

Литература

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

2. Кобзарь А. И. Прикладная математическая статистика. М.: Физматлит, 2006. — 816 с.

3. Инструкция по сейсморазведке 1986 г.

4. Боганик, Г.Н. Сейсморазведка: Учебник для вузов [Текст] / Г.Н.

Боганик, И.И. Гурвич /Тверь: Издательство АИС, 2006. – 744 с. 5.Старовойт О.Е. Сейсмическая станция. Большая российская энциклопедия.

6. Сейсморазведка. Термины и определения ГОСТ 16821-91.

7.Инструкция по сейсморазведке 2003 г.

8. Горбатиков А.В., Степанова М.Ю., Кораблев Г.Е. Закономерности формирования микросейсмического поля под влиянием локальных геологических неоднородностей и зондирование среды с помощью микросейсм // Физика Земли. 2008. № 7. С. 66-84.

9. Красильников В.А., Крылов В.В. Поверхностные акустические волны // М.: Знание, 1985. 64 с.

10. Аки К. Количественная сейсмология: Теория и методы. Т. 1. / К. Аки, П. Ричардс. – М.: Мир, 1983. – 520 с.

11. Федеральный закон от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ «об обеспечении единства средств измерений». Принят Государственной Думой 11 июня 2008 года. Одобрен Советом Федерации 18 июня 2008 года

12 J. Peterson. Observation and modelling of seismic background noise. USGS open file report 93-322. Albuquerque, New Mixoco, 1993

Подробнее об авторах



Пономаренко
Дмитрий Владимирович

генеральный директор
АО «Октопус»



Агафонов
Вадим Михайлович,

генеральный директор
ООО «Р-Сенсорс»
к.ф.-м.н.



Вихорева
Александра Андреевна

начальник отдела
разработки программного
обеспечения АО «Октопус»
к.ф.-м.н.



Неешпапа
Александр Владимирович

заместитель директора
ООО "Р-сенсорс"



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



Гарифуллин
Ислам Рамилевич

геофизик 1 категории
ООО «Градиент технолоджи»



Рассказов
Александр Николаевич

начальник отдела
реализации проектов
АО «Октопус»

xPORT GROUP

GDST 中科探源

многофункциональная
бескабельная система

уже в России!

AllSeis – 1C, 3C, 4C







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



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

Houston - xPort Group, Inc.
Phone: +1 (281) 665-0907
E-mail: eblossom@xportgroup.com
Website: www.xportgroup.com

SmartSolo – расширяя горизонты возможностей

■ Игорь Чай, эксклюзивный представитель компании SmartSolo в России и СНГ.
■ Волков А.Е., Главный инженер ООО «Геотенсис», г. Москва

В регионах, относящихся к «старым» в нефтепоисковом плане, обширные территории остаются непокрытыми современной сейсморазведкой. Над открытыми и разрабатываемыми месторождениями вырастают целые города из промышленных объектов. На любом ровном участке, свободном от застроек, занимаются сельским хозяйством. Если к этому добавить горы и лес, которые тоже могут встречаться в освоенных людьми регионах, становится понятно, почему еще не на всех объектах, требующих изучения, проведена сейсморазведка с современными требованиями по кратности и плотности наблюдений. А задач для сейсмики остается немало.

С появлением надежных и простых в работе нодальных систем сейсморазведка пришла на территории, ранее ей недоступные. Нодальные системы Smart Solo позволяют решать такие сложные задачи.

3D – проекты в Сычуанском нефтегазоносном бассейне.

В 2022 году компания Sinopec для исследования Сычуанского нефтегазоносного бассейна использовала нодальное оборудование SmartSolo IGU-16HR-IES. Компания остановила свой выбор на этом типе сейсморегистрирующей системы, поскольку работы велись в исключительно сложных поверхностных условиях, где применение кабельных систем было бы затруднительно.

Сычуа́ньский нефтегазоно́сный бассе́йн в Южном Китае представляет собой крупную межгорную синеклизу, осложненную несколькими этапами складчатости. Мощность осадочных образований – 6-12 км. Бассейн относится к старейшим регионам нефтедобычи в Китае. Нефтепоисковые работы начались в 1930-е гг., хотя выходы нефти на поверхность были известны св. 1 тыс. лет назад. Открыты и разрабатываются многие месторождения углеводородов.

Не смотря на длительное время изучения, в Сычуане остаются неохваченными сейсморазведкой обширные территории. Участки Синьчан-Юг и Лянцунь-Север являются наиболее сложными районами для исследования. Они относятся к сложной тектонической зоне юго-восточной части бассейна Сычуань. На площади работ находятся и городские районы, крупные угольные шахты и горные массивы, заросшие лесом. Кроме того, есть большие водоохранные зоны – источники пресной воды, что делало невозможным использование техники на большей части площади исследований. Северная часть площади Лянцунь относится к сильно урбанизированным территориям с плотным размещением промышленных объектов и большим количеством полей, где выращиваются различные сельхоз культуры.

Успешное выполнение проектов 3D к югу от Синьчана и к северу от Лянчуня позволило полностью исследовать ранее неизученные территории в наиболее перспективных зонах бассейна. После обработки и интерпретации полученных данных это позволит значительно прирастить запасы сланцевого газа, разрабатываемого компанией Sinopec.

В работе использовалась новая разработка SmartSolo IGU-16HR-IES, оснащённая модулем Bluetooth. Блоки имеют функцию поиска приборов, благодаря которой значительно сократилось время обнаружения расставленных блоков, особенно на сложном горном рельефе.



▲ *Рис.1. Расстановка оборудования SmartSolo в горной местности.*



▲ *Рис. 2. Считывание материала и зарядка аккумуляторов в стойке с блоков IGU-16HR-IES.*

Удалось практически полностью избежать потерь оборудования, обеспечив целостность сейсмической информации. Кроме того, данная модификация, имеющая возможность подключения внешних сейсмоприемников, расширяет маневренность при формировании полевой системы наблюдения на сложных участках.

Работы на проектах выполнялись 20 000 каналами и продолжались 23 дня, в общей сложности было получено более 47 600 физических наблюдений с процентом извлечения информации с нодов 99,98%. Во время полевого этапа трижды обновлялся рекорд суточной производительности. Максимальная производительность превысила 3000 наблюдений в сутки.

Этот проект 3D-разведки сланцевого газа еще раз подтвердил, что система SmartSolo может не только записывать высококачественные сейсмические данные, но и обладает отличными характеристиками для повышения эффективности организации сейсморазведочных работ в различных поверхностных и геологических условиях.

Количество нодов SmartSolo на проекте (шт.)	20000
Количество физических наблюдений (ф.н.)	47600
Максимальная производительность в сутки (ф.н.)	3000
Длительность выполнения проекта (дни)	23
Процент извлечения информации с нодов	99,98%

SmartSolo помогает компании Shaanxi Coal Geological Survey Company в успешной реализации 3D-проекта Zhangba.

Shaanxi Coal Industry Co. Ltd занимается эксплуатацией, добычей, переработкой и реализацией угля. Деятельность компании включает угольный железнодорожный транспорт, эксплуатацию, управление, инвестиции и развитие новой энергии. Компания основана 23 декабря 2008 года, штаб-квартира в Сиане, Китай.

В 2022 году компания Shaanxi Coal Industry Co. Ltd приобрела 3000 новых беспроводных блоков SmartSolo IGU-16HR-IES, и после завершения приемосдаточных испытаний оборудования и проверки системы, использовала ее на проекте 3D сейсморазведочных исследований Zhangba, впервые реализуя сейсмический проект собственными силами.

До начала работ потребовалось обучение и инструктаж персонала по работе с новым для исполнителя оборудованием. Персонал полевой партии прошел обучение по эксплуатации и использованию оборудования SmartSolo, изучил требования к установке, разборке IGU, зарядке аккумуляторных батарей и другим этапам безопасной эксплуатации и мерам предосторожности при работе в полевых условиях. Обучение заняло совсем



▲ *Рис. 3. Проверка оборудования перед началом работы на проекте Zhangba.*

немного времени, поскольку оборудование SmartSolo простое в эксплуатации, не требует сложных технических навыков и подготовки по безопасной эксплуатации.

Поверхностные условия выполнения сейсморазведочного проекта Zhangba 3D были весьма непростые. Рельеф площади изрезан оврагами и балками, присутствуют горы и река. Большие сложности были при проектировании системы наблюдения с учетом пересеченной местности и согласовании работ с владельцами земельных участков.

SmartSolo обладает такими характеристиками как небольшие размеры, малый вес и высокая чувствительность. Корзина, используемая работниками для переноски блоков, может вмещать от 20 до 30 приборов на одного человека. Правильное планирование помогло провести расстановку оборудования очень быстро и небольшими силами.

Средняя производительность на проекте составила 312 физических точек в сутки.

В период работ были частые ливни, что осложнило ведение наблюдений, но оборудование SmartSolo обладает хорошей водонепроницаемостью, и регистрацию данных можно было начинать сразу после прекращения дождя без дополнительной наладки полевой системы наблюдения. Это значительно ускоряет



▲ *Рис. 4. Настройка блока IGU-16HR-IES на проекте Zhangba.*

работу. SmartSolo также обладает отличным временем автономной работы – не менее 25 суток, что также оказалось очень важным фактором, поскольку установленный блок не требовал замены аккумулятора. При считывании данных и при переустановке оборудования производилась подзарядка блоков питания.

Работа по регистрации в рамках этого проекта длилась 42 дня, в общей сложности было отработано 9787 физических точек, а процент извлечения данных с нодов составила 99,99%. Успешное завершение этого сейсмического проекта еще раз подтвердило, что работа с оборудованием SmartSolo легка и интуитивно понятна, в связи с чем обучение персонала проходит быстро, а система работает качественно и надежно при любых условиях эксплуатации.

Количество нодов SmartSolo на проекте (шт.)	3000
Количество физических наблюдений (ф.н.)	9787
Длительность выполнения проекта (дни)	42
Процент извлечения информации с нодов	99,99%

SmartSolo используется компанией Sinopec на проекте 3D-сейсморазведки в Huangmashan.

Проект 3D сейсморазведки в Huangmashan, заключенный по контракту с Северокитайским филиалом Sinopec, официально стартовал 26 ноября 2022 года. Оборудование SmartSolo обеспечило бесперебойную реализацию этого проекта.

На этапе предварительной подготовки проекта Huangmashan сотрудники службы технической поддержки SmartSolo провели монтаж системы и обучение по применению серверного оборудования и программного обеспечения. Операторы быстро освоили технологию скачивания данных и формирование массива сейсмических данных. Учитывая то, что на проекте использовалось большое количество полевого оборудования, требовавшее быстрого анализа данных и переустановки блоков для продолжения исследований, от хорошей организации считывания данных зависел успех проекта в целом.

В проекте Huangmashan было использовано в общей сложности 50 000 полевых блоков SmartSolo IGU-16HR-IES для записи 86 000 физ. точек, что делает этот проект одним из самых больших по количеству примененного оборудования.

Раскладка полевого оборудования была начата 21 ноября 2022 г. после проверки идентичности каналов. На базе полевой партии было установлено 10 стоек для считывания и обработки данных.

Регистрация начата вечером 26 ноября, и по состоянию уже на следующее утро было выполнено более 1000 физических наблюдений, и производительность работы увеличивалась с каждым днем и достигала максимума в 5000 физ. точек в сутки. Длительность выполнения проекта составила всего 65 дней, а процент извлечения информации с нодов был равен 99,99%.



▲ *Рис. 5. Настройка сервера управления системы Smart Solo.*

Количество нодов SmartSolo на проекте (шт.)	50000
Количество физических наблюдений (ф.н.)	86000
Максимальная производительность в сутки (каналов)	5000
Длительность выполнения проекта (дни)	65
Процент извлечения информации с нодов	99,99%

▼ *Рис. 6. Подготовка блоков IGU-16HR-IES на проекте Huangmashan.*



Заключение

Бескабельные сейсмические системы SmartSolo обладают такими характеристиками, как небольшие размеры, малый вес. Полевые блоки отличаются прочностью и надежностью, высокой водонепроницаемостью. В то же время они также обладают длительным временем автономной работы. После полной зарядки можно непрерывно записывать данные в полевых условиях в течение более 25 дней (в модернизированных комплектациях – до 50 дней). Кроме того, оборудование очень просто в эксплуатации и не требует больших технических навыков персонала, большого времени на обучение. На сегодняшний день бескабельными системами SmartSolo были успешно выполнены более 100 крупномасштабных 3D-проектов по всему миру. Это подтверждает их надежность, высокую эффективность и простоту в эксплуатации, что обеспечивает качественное выполнение производственных проектов наряду со снижением непроизводительных затрат.

В широкой линейке производимого бескабельного оборудования SmartSolo имеет различные модификации блоков с внешним подключением геофонов, с беспроводной передачей данных по сетям 4G, трехкомпонентные низкочастотные сейсмометры, скважинное оборудование и многое другое.

Компанию SmartSolo Inc. в России и СНГ представляет официальный дистрибьютер

ООО «Геотенсис»
(geotensis@yandex.ru),

который имеет в распоряжении большой перечень различных бескабельных систем для проведения тестирований, передачи в аренду и продажи, а также осуществляет обучение, техническое сопровождение, выполнение гарантийных обязательств и сервисное обслуживание.

Приглашаем вас перейти на качественно новый уровень выполнения сейсморазведочных работ вместе со SmartSolo.

Подробнее об авторе



Игорь Чай

Эксклюзивный
представитель
компании SmartSolo
в России и СНГ.



Волков
Артем Евгеньевич

Главный инженер
ООО «Геотенсис»
geotensis@yandex.ru
+7 (919) 623-40-90

Высокопроизводительные и высокоплотные работы с импульсными источниками в Республике Коми

- Ошкин А. Н., Турчков А. М., Гладилов Д. В., ООО «Соника», г. Москва
- Мосягин Е.В., АО «СНИИГГиМС», г. Новосибирск

Показаны перспективы и преимущества высокопроизводительных работ 3D с импульсными источниками с малым шагом возбуждения. Несмотря на высокий уровень регулярных и случайных помех на исходных записях, полученных без традиционного накапливания, высокая плотность трасс позволяет получить более достоверные и детальные изображения геологической среды, чем при стандартных подходах. Выполненные работы 3D и последующий анализ полученных данных подтвердили высокий методический и экономический потенциал использованной технологии, а также практическую ценность данной технологии в условиях северо-восточной части Европейской платформы, где сезон сейсморазведочных исследований ограничен 4-5 зимними месяцами.

Преимущества высокой плотности сейсмических наблюдений 3D

Традиционно в сейсморазведке МОГТ вертикальная разрешённость сейсмических данных рассматривалась без всякой связи с их горизонтальной разрешённостью. Однако модельные исследования А.Берхаута [1] и практические исследования М.Егана [2] показали, что вертикальная и горизонтальная разрешённость взаимосвязаны и не могут рассматриваться независимо: улучшение временной разрешённости влечёт за собой улучшение пространственной разрешённости, а улучшение пространственной разрешённости влечёт за собой улучшение временной разрешённости.

Таким образом, высокоразрешающая сейсморазведка не может быть эффективной только за счёт возбуждения и регистрации широкополосного сигнала, если плотность наблюдений недостаточна. В зависимости от поверхностных условий и наличия разного рода препятствий на площади работ, акцент может быть сделан либо на плотность пунктов возбуждения, либо на плотность пунктов приема, но только результирующая плотность трасс имеет значение. Внимание, традиционно уделявшееся высокой мощности излучаемого сигнала за счет накапливания воздействий на каждой точке возбуждения, целесообразно перенести на плотность наблюдений 3D. Кроме того, для сохранения высоких частот записи требуется повышенная точность определения координат пунктов возбуждения и приема.

Особенности проведения полевых работ

В первом квартале 2022 г. компанией ООО «Соника» были выполнены работы МОГТ 3D по технологии сверхплотной съемки в восточной части Печорской низменности, на территории Интинского района Республики Коми. Местность в районе работ представляет собой пологохолмистую равнину, заболоченную и изрезанную многочисленными реками и ручьями. Абсолютные отметки рельефа от 45 до 160 м над уровнем моря. Растительность типична для зоны тайги, подзоны крайнесеверной тайги и представлена еловыми (преимущественно), елово-березовыми и березовыми лесами. В поймах рек и на заболоченных междуречьях, на вырубках и гарях произрастают производные березовые леса.



Рис. 1. Гусеничный тягач и сцепка из двух импульсных источников «Енисей СЭМ-100».

В работах [4] и [5] был продемонстрирован кумулятивный эффект от множества распределенных слабых ПВ, позволяющий получить качество результирующих разрезов как минимум не хуже, чем от более мощных ПВ, но с более редким шагом, поэтому сейсмическая съемка выполнялась с использованием группы из двух импульсных электромагнитных источников Енисей СЭМ-100 (Рис. 1). Ради поддержания высокой производительности фактический шаг между ПВ по линиям возбуждения был плавающим и колебался от 4 до 7 м в зависимости от поверхностных условий. Для дальнейшей обработки поддержание постоянного интервала между ПВ не требуется при условии определения координат фактически отработанных точек возбуждения с достаточной точностью. Регистрация осуществлялась телеметрической системой сбора сейсмических данных Sercel 508XT. Группы из 12 сейсмоприемников устанавливались в точку.

Контроль качества данных выполнялся путем отслеживания стабильности работы применяемого оборудования, а также по результатам полевой экспресс-обработки сейсмических данных. По завершению сейсмической съемки была также выполнена более глубокая обработка данных на удаленном ВЦ, продемонстрировавшая уверенное выделение геологических объектов в целевом интервале глубин.

Методика и объем работ МОГТ 3D

Изначально проект работ был рассчитан на возбуждение взрывами, что наложило свой отпечаток на фактические работы. Расстояния как между линиями возбуждения, так и между линиями приема составили 300 м. Расстояния между ПП равны 50 м, расстояния между ПВ по изначальному проекту предполагались равными 50 м.

Всего работы МОГТ 3D предусматривали 5807 ПП по линиям приема общей протяженностью 290 пог. км и 5856 ПВ по линиям возбуждения общей протяженностью 293 пог.км.

Площадь отрабатывалась с использованием центрально-симметричной системы наблюдений типа «крест», с активной расстановкой из 1680 каналов.

Возбуждение выполнялось одиночными воздействиями по линиям возбуждения с плавающим шагом 4-7 м (в среднем 5-6 м). При невозможности выполнить возбуждение на запроектированной ЛП из-за препятствий (рельеф, ручьи), отстрел выполнялся по любой удобной

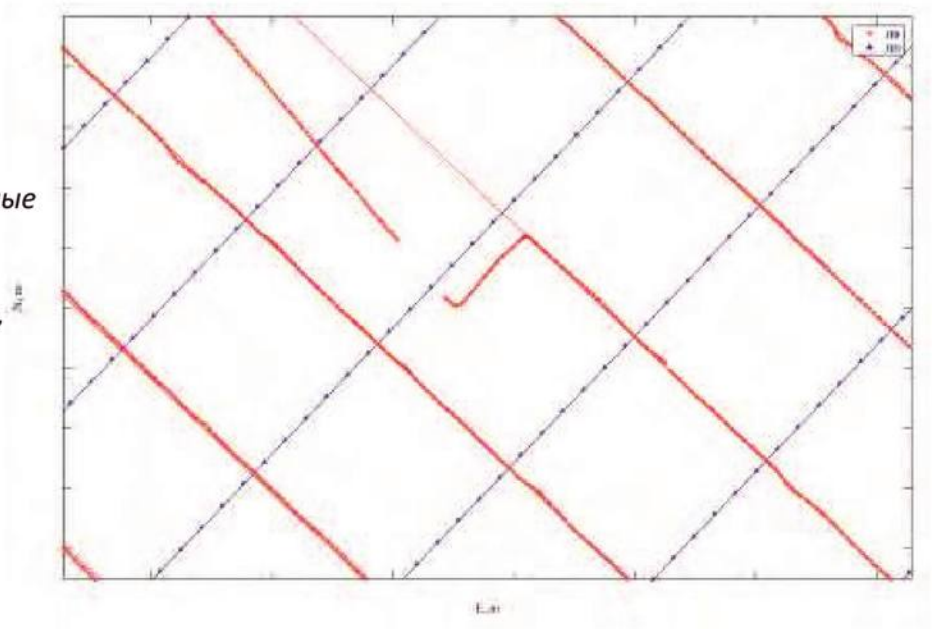


Рис. 2. Положения проектных линий (прямые линии) и фактических координат ПВ (красные точки) и ПП (синие точки). В средней части рисунка видно, как импульсная группа объезжала препятствие.

траектории, огибающей препятствие (Рис. 2).

Регистрация координат ПВ производилась по фактическому срабатыванию источника, расположенного на заданной линии возбуждения, с помощью установленного на тягач комплекта GNSS-оборудования, работающего в режиме RTK. Синхронизация времени срабатывания источника выполнялась по радиоканалу с помощью системы синхронизации «SGD-SE» и контроллера «SGD-SP v.10». По ходу работы координаты непрерывно транслировались на бортовой планшет, в котором формировалась база данных о местонахождении источника (время, координаты, курс, скорость, точность, режим работы и т.д.), а также на экран оператору тягача выводилась карта участка работ с текущем местоположением. При потере точности определения координат на экран бульдозеристу выводилось предупреждающее сообщение, и водитель прекращал движение до исправления проблемы. Такой подход позволил обеспечить стабильно высокую точность позиционирования ПВ.

Можно сопоставить скорость выполнения работ со скоростью классической съемки, предполагая, что интервал возбуждения, равный 50 м, вне зависимости от числа фактических физнаблюдений на этом интервале, эквивалентен 1 ф.н. классической съемки. В таком случае за 35 дней (включая дни простоя) было выполнено 5756 ф.н. (287,8 пог. км) в пересчете на классическую схему регистрации. Учитывая 12 дней простоя по различным причинам, средняя скорость съемки в пересчете на классическую схему регистрации, составила 250 ф.н. (12,5 пог. км) при заложенных в проекте 200 ф.н. в день. Абсолютным рекордом было выполнение 552 ф.н. (27,6 пог. км) за сутки в пересчете на классическую схему регистрации. Сильное различие максимального и среднего дневного объема съемки связано с погодными условиями – часто съемка выполнялась в короткие безветренные окна, что дополнительно снижало время непосредственно регистрации.

При этом технология высокоплотных работ имеет потенциал к существенному увеличению производительности съемки. При описываемых работах время записи составляло 4 с, а время заряда конденсаторов источника достигало 8-10

с, что в свою очередь значит, что 50-60% полевого времени тратилось на ожидание готовности источника.

Контроль параметров полевого оборудования

Особенности выполнения работ – в первую очередь малая энергия одиночного ПВ и связанное с этим низкое значение отношения сигнал/шум, а также очень высокая плотность данных, затрудняющих обработку на перевозимых непосредственно в поле компьютерах – делали невозможным классический подход к контролю качества данных, во главу угла ставящий соотношение сигнал/шум для каждого ПВ. При полевой съемке упор делался на контроль параметров полевого оборудования и прослеживаемость целевых горизонтов на предварительных временных разрезах [3].

Перед началом проведения полевых работ все оборудование в тестовом рабочем режиме прошло проверку на исправность и работоспособность, а также, на соответствие требованиям проведения сейсморазведочных работ. Все имеющиеся группы сейсмоприемников прошли тестирование. Проверялись такие параметры, как собственная частота, сопротивление катушки преобразователя, степень затухания, коэффициент нелинейных искажений и полярность по стандарту SEG. Контроль за тестированием сейсмоприемника находился в зоне ответственности Заказчика. Контроль приемной расстановки выполнялся ежедневно на предмет соблюдения следующих требований:

• отклонение группы геофонов от пикета приема не допускалось более чем на 0,5 м;

• установка сейсмоприемников вертикально, допустимые отклонения геофонов от вертикали не более 15° (по тесту «Tilt» – не хуже 1%), в плотно утрамбованную поверхность (наст, колея).

Некачественно установленные группы сейсмоприёмников переустанавливались. Обязательная проверка вертикальности установки приемников производилась после дождевых осадков, из-за которых происходило подтаивание снега и западение сейсмоприемников. Аппаратурный контроль всех используемых в расстановке групп геофонов осуществлялся тестированием их характеристик регистрирующей системой «Sercel 508 XT» до начала регистрации и включал в себя ряд тестов полевой расстановки. Тестирование аппаратуры проводилось при работоспособности всех активных каналов расстановки.

Результаты тестирования записывались на съемный носитель и ежедневно передавались на полевой ВЦ совместно с сейсмическим материалом. Результаты тестирования являлись основанием для оценки состояния расстановки в течение всего суточного периода производства наблюдений. Начальник сейсмоотряда и оператор принимали на профиле все меры к обеспечению качественной работы аппаратуры и соблюдению установленных допусков и требований.

Особое внимание уделялось корректности работы импульсной группы. Перед началом полевых работ, а также на протяжении всего периода полевой съемки после каждой рабочей смены производилось техническое обслуживание источников:

1. Внешний осмотр оборудования и соединительных кабелей;

2. Осмотр элементов электродвигателей на предмет наличия усталостных трещин;

3. Проверка зазора электродвигателей;

4. Осмотр электронных узлов на пред-

мет выявления механических повреждений от работы источника;

5. Анализ записей с акселерометров и анализ технической информации о состоянии систем источников.

В процессе выполнения разбивки выполнялся контроль точности привязки в плане и по высоте по данным GNSS. Из обработки отбрасывались все ПВ, имеющие точность привязки в плане хуже 0,25 м, а по высоте хуже 0,15 м. Учитывая, что антенна GNSS располагалась на тракторе, фактическая точность определения координат центра импульсной группы была несколько хуже, однако анализ движения трактора и способ пересчета координат антенны в координаты центра импульсной группы позволяет утверждать, что средняя реальная точность определения координат ПВ в плане и по высоте была не хуже 0,5 м (допускаем редкие отклонения до 1 м на поворотах и при очень резких изменениях рельефа), не имеющие принципиального значения.

Первый этап: экспресс-обработка данных МОГТ 3D

Полевая экспресс-обработка, включая получение временных разрезов, выполнялась непосредственно на объекте исследований. Данные в обработку поступали ежедневно после каждого отстрела.

До начала обработки данных выполнялась отбраковка некачественных ПВ. К некачественным относились все ПВ, не удовлетворяющие следующим требованиям:

- точности определения координат ПВ;
- стабильности работы импульсной группы (напряжение заряда, длительность воздействия на грунт);
- уровню микросейсмического фона;
- наличию пометки от оператора сейсмостанции.

Такие сейсмограммы целиком удалялись из рассмотрения. Ввиду большой плотности съемки удаление единичных некачественных ПВ не несло никаких негативных последствий для результирующего разреза.

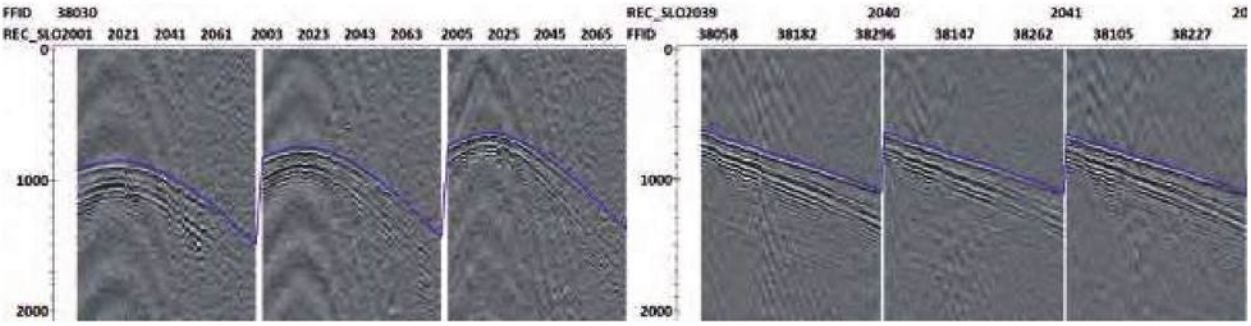
Зарегистрированные сейсмические материалы имеют ряд особенностей:

- сверхплотное расположение ПВ вдоль линий возбуждения, при этом шаг ПВ не постоянен и в среднем составляет 5-6 м;
- отсутствие накапливания воздействий на пункте возбуждения, что приводит к повышенному уровню микросейсм на исходных записях по сравнению со стандартной технологией сейсморазведочных работ;
- высокая кратность системы наблюдения (в 8-10 раз выше, чем при стандартной методике при использовании одинаковых размеров бина).

Всего в обработке участвовали материалы сейсморазведочных работ 3D в объёме 48319 ф.н., полученных на площади 82,14 кв.км по контуру линий приёма. Общее количество сейсмических трасс после присвоения геометрии составило 56 608 770 шт.

Фактическая кратность составила 600-800 при заложенной проектом 70.

Учитывая большой объем полевого материала, получаемого при выполнении съемки 3D с высокой плотностью, и, как следствие, требуемых больших вычислительных мощностей, обработка полевых материалов была разделена на два этапа. Для первичной оценки качества данных производилась обработка непосредственно в поле по упрощенному графу, с увеличением частоты дискретизации до 4 мс. Для бинирования каждого фрагмента данных использовались единые для всей площади параметры (начальная точка, шаг по бинам, азимут съёмки).



▲ *Рис. 3. Сейсмограммы в различных сортировках (слева – ОПВ, справа – ОПП) с нанесенными годографами первых вступлений.*

Контроль качества сейсмических данных осуществлялся в два этапа: 1) контроль ввода геометрии; 2) анализ полевой суммы. На первом этапе осуществляется контроль ввода геометрии, что необходимо для контроля положения источника и приёмников для каждого пункта возбуждения и формирования итоговых таблиц с геометрией расстановки. Контроль ввода геометрии осуществляется путём наложения расчетных времен первых вступлений на сейсмограммы в двух сортировках (Рис. 3). – общего пункта возбуждения (ОПВ) и общего пункта приёма (ОПП).

Анализ полевой суммы подразумевал построение предварительного временного разреза по упрощенному графу обработки и по прореженным для снижения требований к полевому компьютеру данным. Для оценки контроля качества полевого материала временные разрезы оценивались с точки зрения прослеживаемости ярких сейсмических горизонтов на интервале времен 2-3 сек.

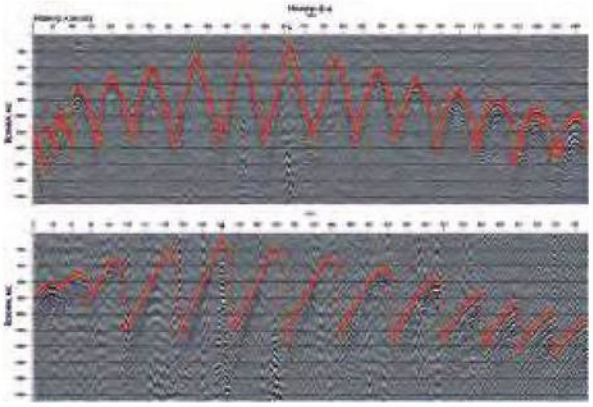
Для получения более качественного и надежного результата раз в несколько дней массив полевых данных направлялся посредством интернет-связи на удаленный вычислительный сервер Подрядчика, где производилась окончательная обработка сейсмических данных. К дальнейшей обработке принимались данные, прошедшие первичную отбраковку по параметрам работы источника и по точности его позиционирования.

Второй этап: окончательная обработка данных МОГТ 3D

С целью обеспечения одинакового шага по обоим направлениям – инлайн и кросслайн – размер бина был выбран равным 25х25 м. Отметим, что при промышленной обработке шаг бинирования вдоль линий возбуждения (направление кросслайн) при необходимости можно сократить вплоть до 2,5 м. Либо перейти на более мелкий бин уже на этапе регуляризации и миграции, что должно определяться результатами тестирования.

Площадь работ характеризуется довольно спокойным рельефом на большей ее части. Для компенсации влияния рельефа на форму отражающих горизонтов были рассчитаны статические поправки за пункты взрыва и приема на постоянную линию приведения 150 м и скоростью замещения 2000 м/с. Для оценки возможности использования преломленных волн для расчета статических поправок за ВЧР выполнено их прослеживание в автоматическом режиме по всему массиву данных (Рис. 4).

Поскольку сейсмограммы, полученные при одиночных воздействиях источника, значительно зашумлены микросейсмами и различного рода высокоамплитудными помехами, желательно выполнить их подавление перед деконволюцией для более корректного расчета ее оператора. Для подавления высокоамплитудных помех применена частот-



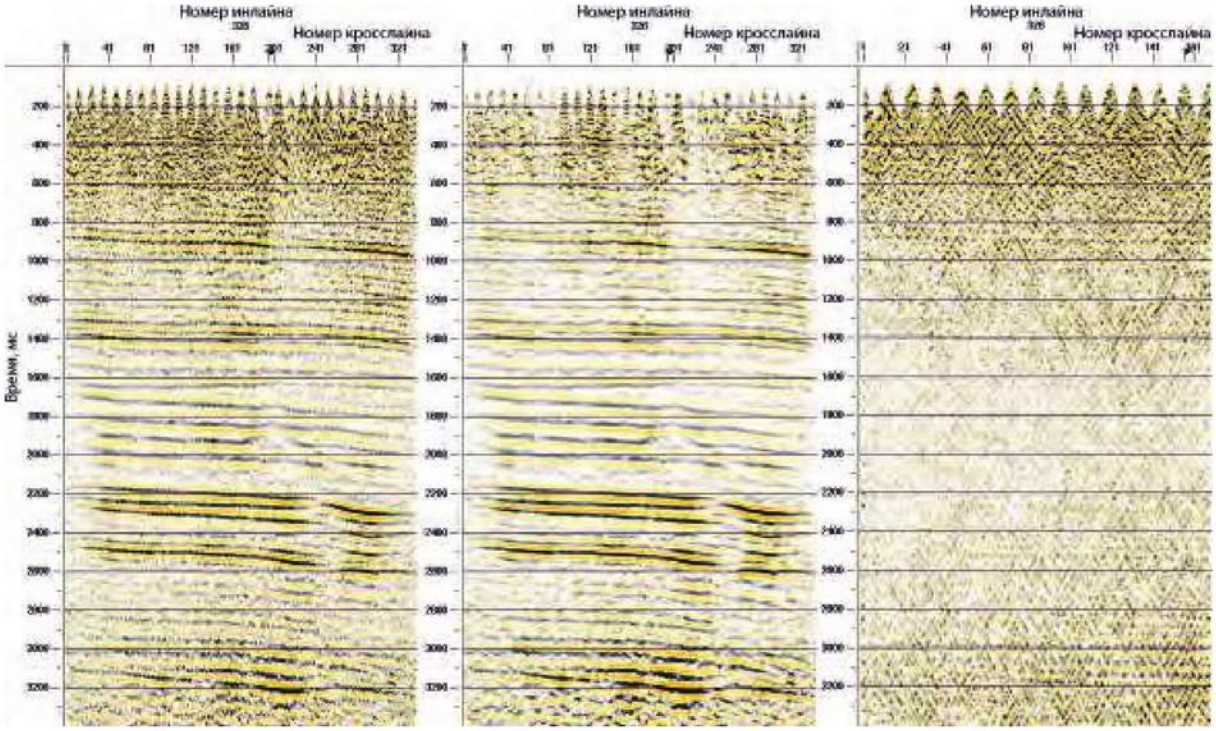
▲ *Рис. 4. Примеры сейсмограмм ОПВ с прослеженными в автоматическом режиме первыми вступлениями преломленных волн.*

но-зависимая коррекция шумовой компоненты, которая проявляется в виде аномальных значений в амплитудно-частотном спектре. Для этого выполняется переменный по времени спектральный анализ сейсмограмм и редакция аномальных выбросов амплитуд, величина которых превышает заданный пользователем пороговый уровень.

Для подавления регулярных поверхностных волн и помех линейного типа применена FK-фильтрация сейсмограммам ОПВ. Учитывая наличие в волновой картине дифрагированных волн, отождествленных с рифоподобными объектами, применение мощных двумерных фильтров для подавления волн-помех линейного типа может быть опасно. Во избежание непреднамеренного ослабления энергии дифрагированных волн FK-фильтрация применялась к сейсмограммам с введенными статическими и кинематическими поправками с веером скоростей до 2000 м/с (Рис. 5).

После деконволюции в волновом поле сейсмограмм наблюдаются нерегулярные помехи средне- и высокочастотного диапазона. Для их подавления применялась фильтрация на основе разложения волнового поля по собственным векторам. Процедура выполнялась по сейсмограммам с введенными статическими и кинематическими поправками для защиты отраженных волн от непреднамеренного подавления. В результате применения процедуры соотношение

▼ *Рис. 5. Вертикальное сечение куба до подавления волн-помех линейного типа (слева), после подавления (в середине) и вычтенная помеха (справа).*



сигнал/помеха в волновом поле разрезов и особенно сейсмограмм существенно повысилось.

Для оценки кинематических поправок использовалась интерактивная программа, позволяющая анализировать одновременно вертикальные спектры скоростей, фрагменты временных разрезов с различными скоростными законами и подборки «суперсейсмограмм» ОГТ, по которым оценивалось спрямление годографов отраженных волн. Поскольку полевой материал поступал частями, библиотека скоростей суммирования постоянно уточнялась и дополнялась, в результате чего был сформирован единый куб скоростей суммирования на базе 500х500 м.

Для расчета остаточных статических поправок применялись процедура, использующая алгоритм максимизации энергии на суммарном кубе. Данный алгоритм использует метод, который подбирает статику за ПВ и ПП таким образом, чтобы энергия вдоль выбранных горизонтов на вертикальных сечениях куба была максимальной. Данная процедура применялась итеративно, вместе с интерактивной коррекцией скоростей.

Выполненные коррекции позволили улучшить прослеживаемость и уточнить положение отражающих горизонтов. Найденные значения статических поправок стабильны по площади и колебались в пределах 6-8 мс на отдельных участках. В целом, можно заключить, что скоростные неоднородности ВЧР незначительны и не составляют проблем для алгоритмов коррекции высокочастотных статических поправок. На дальнейших этапах обработки, вплоть до миграции, выполнялись уточняющие коррекции скоростной модели и остаточных статических поправок, не вносящие принципиальные изменения в волновую картину.

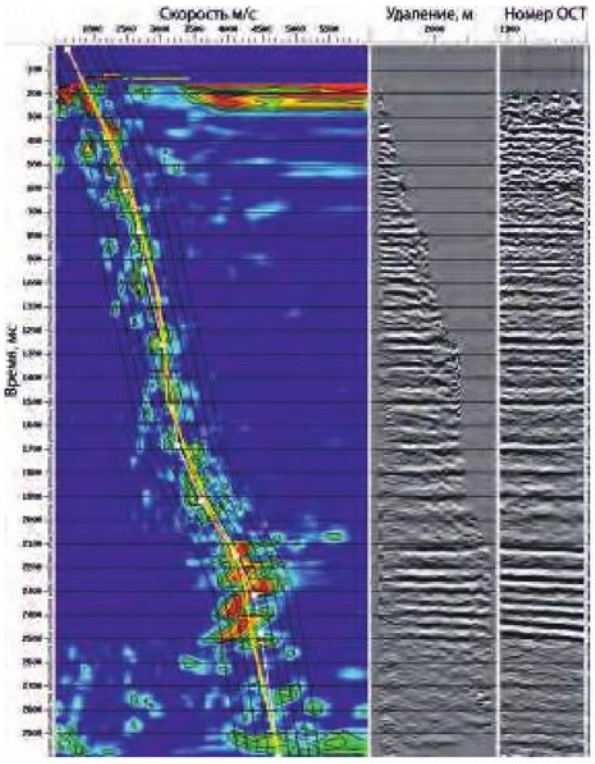
Для увеличения вертикальной разрешенности, подавления оставшихся случайных шумов, повышения когерентности отраженных волн на суммарном изображении, а также для выравнивания АЧХ по площади к данным применялись следующие процедуры постстэк-обработки:

- Ноль-фазовая деконволюция;
- FXY-деконволюция по двум направлениям для подавления оставшихся случайных шумов;
- Полосовая фильтрация в оптимальном диапазоне частот 8-80 Гц;
- Однооконная амплитудная балансировка.

Одним из примеров, демонстрирующих результат шумоподавления, является общий вид спектра скоростей для одной из точек куба, приведенный на Рис. 6.

Основной целью второго этапа обработки было получение суммарного куба

▼ *Рис. 6. Спектр скоростей для одной из точек куба*



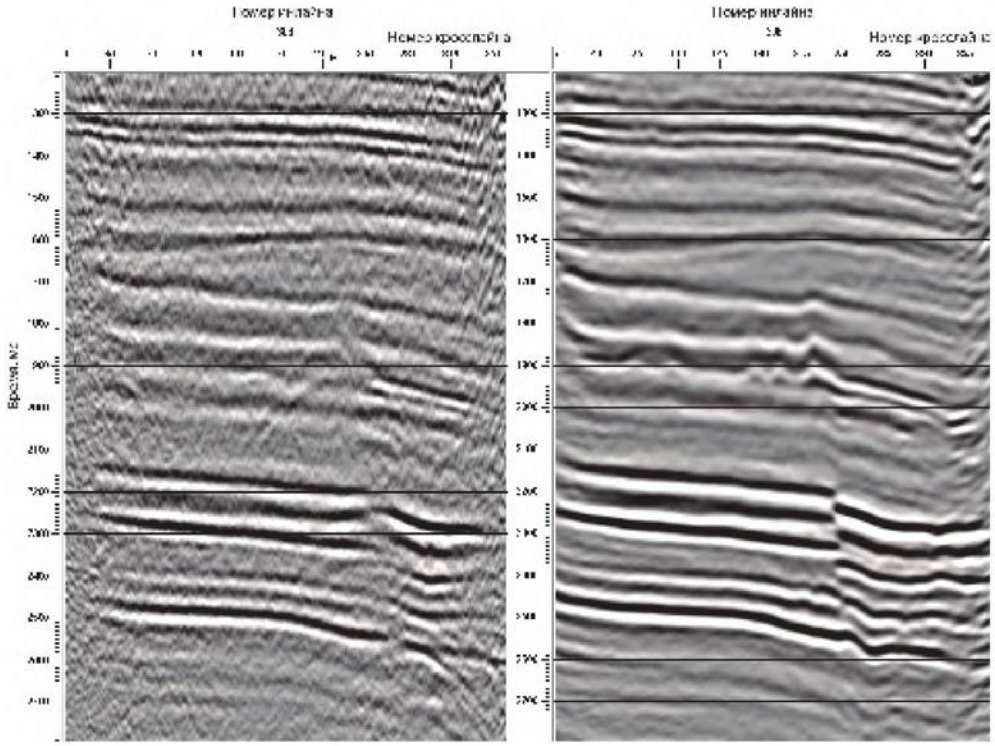


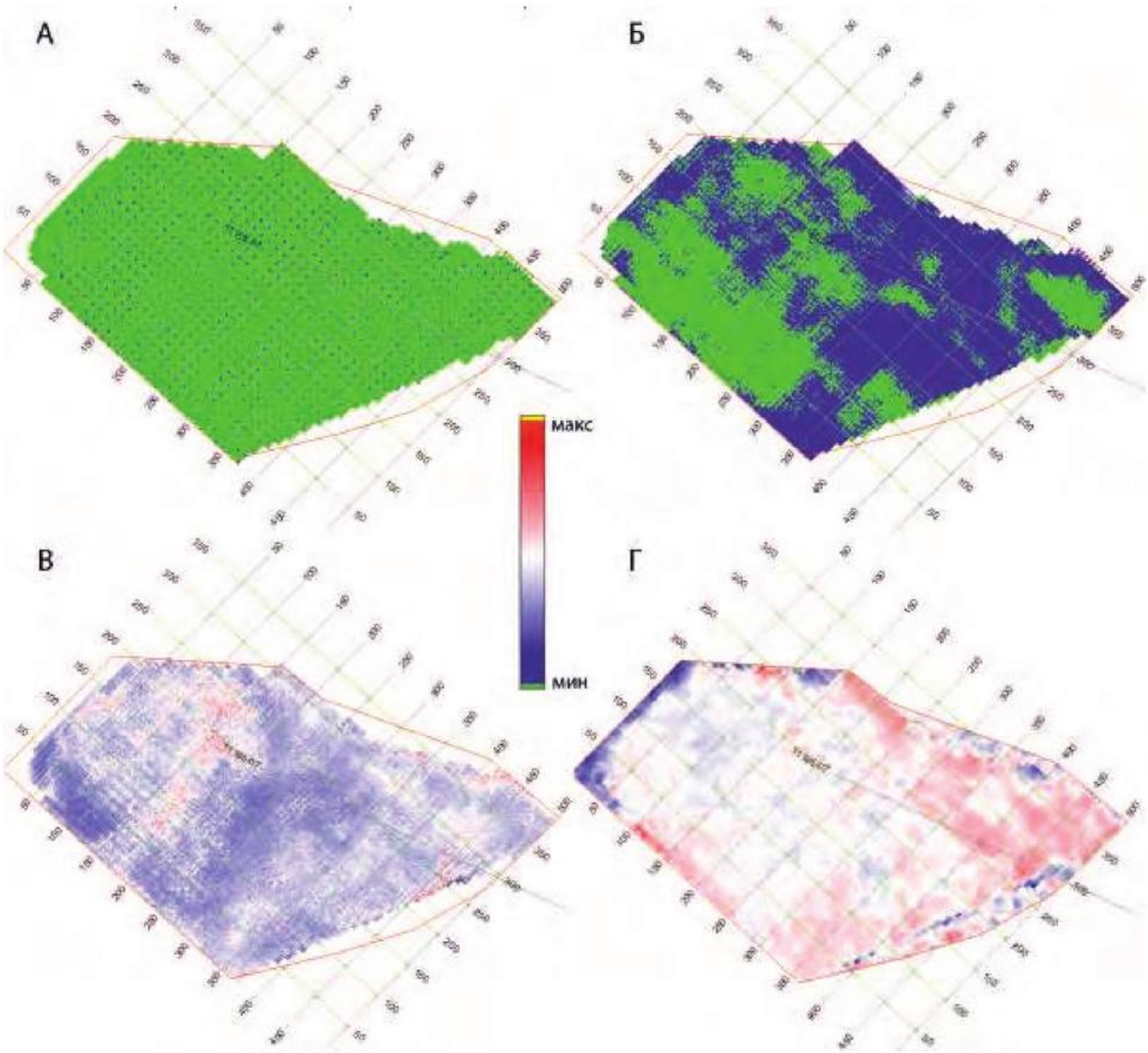
Рис. 7. Вертикальное сечение куба до (слева) и после (справа) выполнения миграции Кирхгофа после суммирования.

высокой степени достоверности для оценки возможности решения геологических задач проекта. Обработка выполнялась в концепции восстановления соотношения амплитуд с подавлением регулярных и нерегулярных волн-помех, последующей поверхностно-согласованной деконволюцией и миграцией после суммирования. Использование в графе обработки процедур поверхностно-согласованной нормировки амплитуд позволило выровнять амплитуды сигнала на различных участках куба данных, что обеспечило более стабильную работу последующих процедур подавления помех высокой амплитуды.

Для сокращения временных затрат, а также с учетом задач полевой обработки, была выполнена миграция Кирхгофа по суммарному кубу. Целью миграционных преобразований является учет сейсмического сноса и повышение пространственной и временной разрешённости. Перед запуском миграции по тестовой линии были протестированы следующие параметры: процент изменения скоростной модели, апертура в диапазоне 2000-4000 м и жесткость анти-аляйсингового фильтра. По результатам тестирования выбрана апертура 4000 м и анти-аляйсинговый фильтр средней жесткости для сохранения необходимой пространственной разрешенности и борьбы с артефактами миграции. Скоростная модель принята равной скоростям суммирования. В результате получен мигрированный куб с высокой латеральной и вертикальной разрешенностью (Рис. 7). По разрезу видно, что миграция корректно собрала энергию дифрагированных волн в зоне развития органогенных построек (1900-1920 мс) и подчеркнула разрывное нарушение со смещением (в широком интервале времен от 2150 до 2500 мс).

Результаты обработки и предварительная интерпретация сейсмического куба

На Рис. 8. показаны карты среднеквадратичных амплитуд, рассчитанные по кубам на разных стадиях обработки.



▲ *Рис. 8. Карты среднеквадратичных (RMS) амплитуд в окне 0-3000 мс на разных стадиях обработки: а) предварительный куб по исходным сейсмограммам; б) после подавления высокоамплитудных помех; В) после поверхностно-согласованной деконволюции; г) окончательный мигрированный куб.*

Согласно модели латеральной устойчивости амплитуд, нет геологических причин, которые могли бы объяснить одновременное изменение акустической контрастности протяженных интервалов геологического разреза. Поэтому латеральное распределение оценок среднеквадратичных амплитуд в широких окнах должно выглядеть как случайный шум с небольшой дисперсией. На Рис. 8-А видны резкие всплески амплитуд в узлах сетки, связанные с аномальными значениями амплитуд в конусе поверхностных волн. Подавление высокоамплитудных помех полностью устраняет данные аномалии (Рис. 8-Б). При дальнейшей обработке подавление шумов вместе с итерациями поверхностно-согласованной нормировки амплитуд постепенно выравнивают амплитудную картину (Рис. 8-В и Рис. 8-Г).

С целью контроля результатов обработки по окончательному кубу прослежено 2 условных горизонта в районе кровли уфимских отложений верхней перми и в районе подошвы отложений верхнеар-

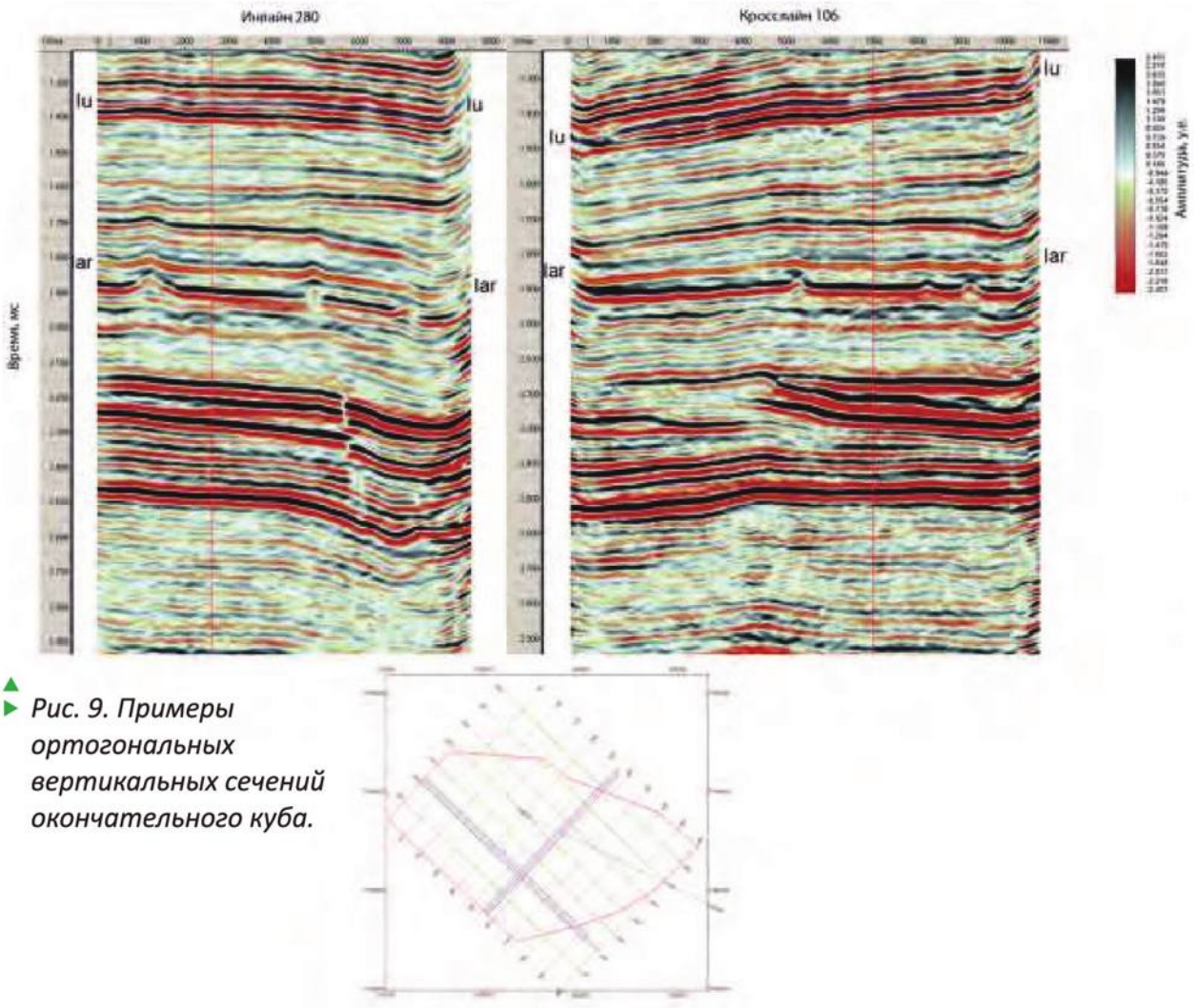


Рис. 9. Примеры ортогональных вертикальных сечений окончательного куба.

тинского подъяруса нижней перми (Рис. 9). Можно отметить, что достигнуто высококачественное изображение органогенных построек, даже расположенных близко друг к другу, латеральные размеры которых, в ряде случаев, не превышают 250 м. Это говорит о высокой латеральной разрешенности полученного изображения.

Выводы по результатам полевой обработки данных

1. Исходные сейсмограммы, полученные без использования накоплений на точке возбуждения, характеризуются повышенным уровнем шумовой компоненты (микросейсм). Современные алгоритмы обработки позволяют эффективно обнаружить и подавить такие помехи. Кроме того, статистический эффект обработки данных плотной съемки с высокой кратностью также ведет к повышению соотношения сигнал/помеха на итоговом изображении за счет высокой кратности. Альтернативным вариантом обработки всегда может быть цифровое группирование ПВ на выбранный пространственный шаг [6], что фактически равноценно линейному группированию ПП, однако дает больше возможностей за счет ввода статических сдвигов во время срабатывания каждого источника при создании такой группы.

2. Ряд аспектов обработки требует дополнительного времяёмкого тестирования, которое может быть осуществимо при выполнении промышленной камеральной обработки материалов. К ним

относятся: выбор оптимального размера бина, увеличение точности прослеживания первых вступлений преломленных волн, бинирование источников на регулярный шаг, пути увеличения вертикальной разрешенности при неоптимальной работе деконволюции в условиях зашумленных данных, выбор параметров регуляризации и миграции до суммирования.

3. В результате оперативной полевой обработки построен куб высокой степени точности, достаточный для качественного отображения мелкомасштабных объектов возможных залежей УВ – рифов, а также других геологических объектов, проявляющихся в волновом поле – разрывных нарушений, зон выклинивания и т.д. Полученные результаты могут быть использованы для структурной и динамической интерпретации, а также для выделения перспективных объектов.

Заключение

Выбор высокопроизводительной и высокоплотной технологии полевых работ был вызван сжатыми сроками выполнения работ, связанными с завершением полевого сезона и началом оттепели. Основной особенностью применяемой технологии является регистрация одиночных воздействий импульсного источника с малым шагом, с регистрацией фактических координат каждого ПВ. Низкое качество одиночного воздействия (низкое соотношение сигнал/шум) компенсируется высокой пространственной плотностью получаемых данных. Перед началом полевых работ были выполнены опытно-методические работы, показавшие возможность получения отражений по этой технологии полевых работ на временах до 3 с и более, что полностью соответствует заданной глубинности исследований.

Средняя производительность в пересчете на классическую методику регистрации (1 ф.н. на каждые 50 м линии возбуждения) составила 164 ф.н. (8,2 пог. км) в сутки. Основную часть времени импульсная группа проводила в вынужденном простое, вызванном погодными условиями, а также проблемами подготовки профилей (не находится в зоне ответственности Подрядчика). Максимальная суточная производительность, достигнутая на объекте исследований, составила 552 ф.н. в пересчете на классическую методику регистрации (27,6 пог. км). При этом отмечается возможность кратного повышения скорости съемки либо за счет уменьшения времени зарядки конденсаторов источника, либо за счет применения нескольких импульсных групп, работающих в поочередном режиме (flip-flop).

В процессе выполнения работ возникла проблема оценки качества регистрируемого материала. Одиночные сейсмограммы, полученные без традиционного накапливания, характеризуются высоким уровнем шумов.

Соотношение сигнал/шум может опускаться ниже единицы, что недопустимо с точки зрения Инструкции по сейсморазведке 1986 г. Однако современные технологии обработки данных, в частности, подавления случайных и регулярных помех, вкупе со статистическим эффектом от высокой плотности исследований, позволяют с лихвой компенсировать данный недостаток, в конечном итоге позволяя решать геологические задачи.

Тем не менее вопрос организации контроля качества данных при подобной съемке является открытым и требует дальнейшей проработки.

Выполненные работы позволили в сжатые сроки решить все геологические задачи, поставленные заказчиком в проекте работ, что является лучшей демонстрацией применимости метода.

Литература

1. Berkhout A. J., 1984, Seismic exploration – seismic resolution: a quantitative analysis of resolving power of acoustical echo techniques. – Geophys. Press, London.

2. Egan Mark S. et al., 2010, "The influence of spatial sampling on resolution", CSEG Recorder, March 2010.

3. Peter I. Pecholcs et al., 2010, «Over 40,000 vibrator points per day with real-time quality control: opportunities and challenges» SEG Technical Program Expanded Abstracts

4. Детков В. А., Баландин П. В., Копылов М. А., Технология возбуждения упругих колебаний в движении GLIDE. – «Приборы и системы разведочной гефизики», Саратов, №2(63)/2019, с 32-40.

5. Кузнецов Е. С., Баландин П. В., Дробинский А. А., Череповский А. В., Результаты анализа полевых данных ОМР МОГТ-3D, полученных по технологии возбуждения в движении GLIDE. – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №1(68)/2021, с. 12-19.

6. Фёдоров А. Б., Череповский А. В., Скользящее цифровое накапливание при импульсном возбуждении упругих волн в движении по технологии GLIDE. – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №4(67)/2020, с.11-18.

Подробнее об авторах



Ошкин
Александр Николаевич

Технический директор ООО «Соника», выпускник геологического ф-та МГУ имени М. В. Ломоносова, к.ф.-м.н., автор и соавтор 18 статей



Турчков
Алексей Михайлович

Руководитель проектов ООО «Соника», выпускник геологического ф-та МГУ имени М. В. Ломоносова, автор и соавтор 9 статей



Гладилов
Денис Валерьевич

Главный инженер ООО «Соника», окончил Оренбургский ГУ по специальности «Геологическая съемка, поиск и разведка месторождений полезных ископаемых», автор и соавтор 1 статьи.



Мосягин
Евгений Вячеславович

начальник отдела обработки и интерпретации данных сейсморазведки АО «СНИИГГиМС», выпускник Тюменского ГУ, автор и соавтор более 15 статей.

Geotensis

Эксклюзивный дистрибьютор SmartSolo в России и СНГ

АРЕНДА SmartSolo в России и СНГ



Нодальная система SmartSolo:

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

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

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

smartsolo.com.ru

Геологическое изучение недр, включая поиски и оценку месторождений углеводородного сырья в надсолевых отложениях Северо-Западной части Прикаспийской впадины

- Сокулина К. Б., подразделение ООО «Эверест групп» в г. Саратов.
- Попова П. Ф., Сивожелезов Е. В., ООО ТЕРРАПОД, г. Саратов.

Аннотация: В статье представлен поиск и оценка залежей углеводородов по надсолевым отложениям северо-западной части Саратовского сектора Прикаспийской впадины, анализ результатов бурения глубоких скважин, перспективы роста ресурсного потенциала углеводородов в надсолевых отложениях, а также описание особенностей ловушек в сложных геолого-геофизических условиях солянокупольной тектоники.

Ключевые слова: Ловушки, углеводородное сырьё, солянокупольная тектоника, геолого-геофизическая информация, скважинные данные, юрско-меловые отложения, коллектор, мульда, тектоническое нарушение

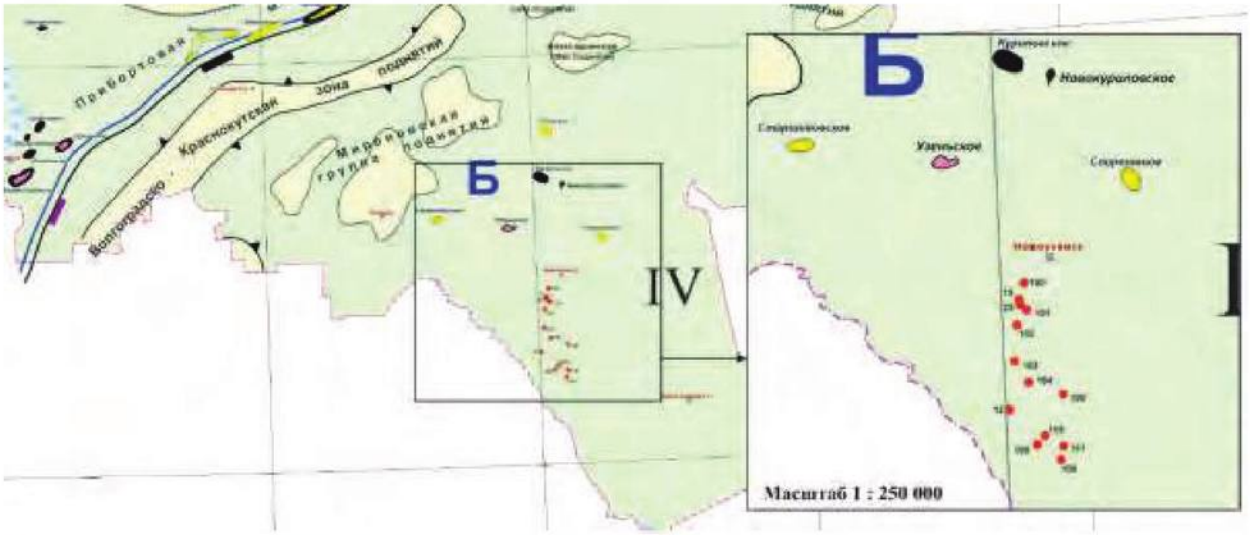
В последнее время в нефтегазовой отрасли наблюдается резкое сокращение геологоразведочных работ, и как следствие, дефицит фонда перспективных объектов для поиска УВ. Падение геологоразведочных работ в секторе УВС (углеводородного сырья) с 2020г. по настоящее время связано как с трудностями проведение поисково-оценочных исследований в результате пандемией коронавирусной инфекции, так и с макроэкономическими обстоятельствами, связанными с введением новых санкций по отношению к оборудованию, которое участвует при геологоразведочных работах по УВС. Тем не менее, не смотря на сложные обстоятельства в нефтегазовой отрасли, интерес к поиску новых ловушек УВС и открытию месторождений не угас, и учитывая тот факт, что на Европейской части РФ, которая в отличие от Сибири, является наиболее урбанизированной территорией, важным является поиск новых ловушек УВС на слабоизученных территориях, к таким территориям относится северо-западная часть Прикаспийской впадины. Данная территория является слабоизученной в связи со сложными геолого-геофизическими условиями, а именно наличием соляных куполов, глубинами исследований.

Рассматриваемая территория находится в зоне развития солянокупольной тектоники и соответствует сложным геологическим строением Прикаспийской впадины.

Учитывая значительные глубины подсолевых отложений (7-10км.) и слишком большие риски при бурении поисково-оценочных скважин, стоимость которых превышает миллиарды рублей, наибольший интерес на данной территории вызывают надсолевые отложения, где уже открыт ряд месторождений нефти и газа (Узеньское, Куриловское, Спортивное и т.д.).

В данной работе представлен анализ материалов по одному из участков северо-западной части Саратовского сектора Прикаспийской впадины, с рассмотрением причины отрицательных результатов бурения, проведенного на объектах в надсолевой части рассматриваемой территории, а также поиска новых перспективных объектов с целью увеличения ресурсной базы (Рис. 1).

На основе анализа всей имеющейся геолого-геофизической информаии, включающей переинтерпретацию данных сейсморазведки МОГТ 2Д с учетом



▲ *Рис. 1. Обзорно-тектоническая схема северо-западной части Саратовского сектора Прикаспийской впадины.*

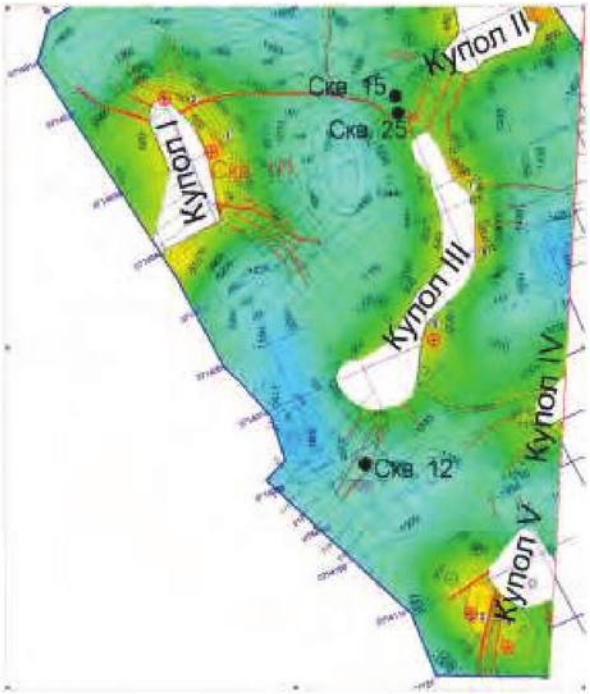
вновь полученной информации по результатам бурения поисково-оценочных скважин, были подготовлены новые объекты для поисково-оценочного бурения.

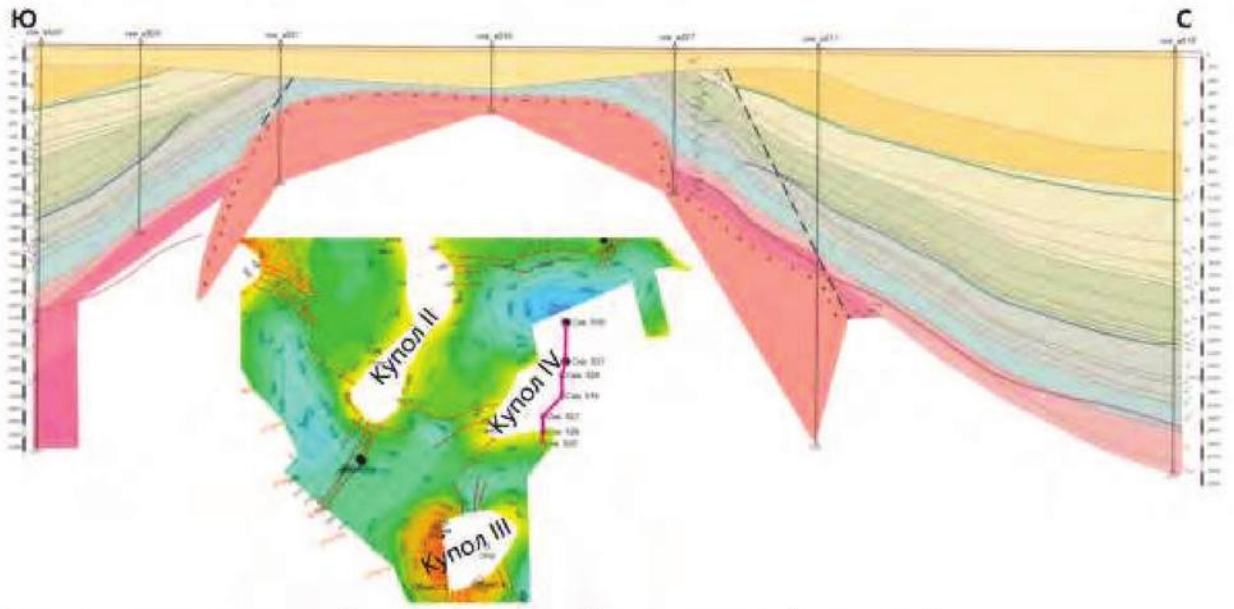
С целью анализа сейсмического материала в комплексе с данными бурения создан проект, где основные технологические процедуры включали:

- ввод сейсмического материала;
- ввод скважинных данных;
- привязка целевых отражающих горизонтов к скважинным данным с учетом стратиграфических разбивок установленных по данным исследований керна трех пробуренных поисково-оценочных скважин (12, 15 и 25);
- анализ корреляции целевых отражающих горизонтов и выполненных, ранее проведенными исследованиями: карт изохрон, структурных карт по целевым отражающим горизонтам; анализ трассирования тектонических нарушений;
- построение структурных карт по целевым отражающим горизонтам с учетом трех пробуренных скважин;
- корректировка тектонических нарушений.

Площадь исследований расположена в зоне развития пяти соляных куполов различной конфигурации, ориентации и размерности. Купола разделяются межкупольными мульдами, имеющим сложное строение. Абсолютные глубины мульд достигают более 5000 м. Морфология кровли соленосных отложений отличается значительной изрезанностью, глубиной залегания кровли соли, оказавших влияние на формирование выявленных ловушек (Рис. 2).

▼ *Рис. 2. Структурная карта вблизи кровли нижнеальбского подъяруса нижнемеловых отложений.*





▲ *Рис. 3. Разрез, вскрытый скважинами в районе купола IV (Камышок).*

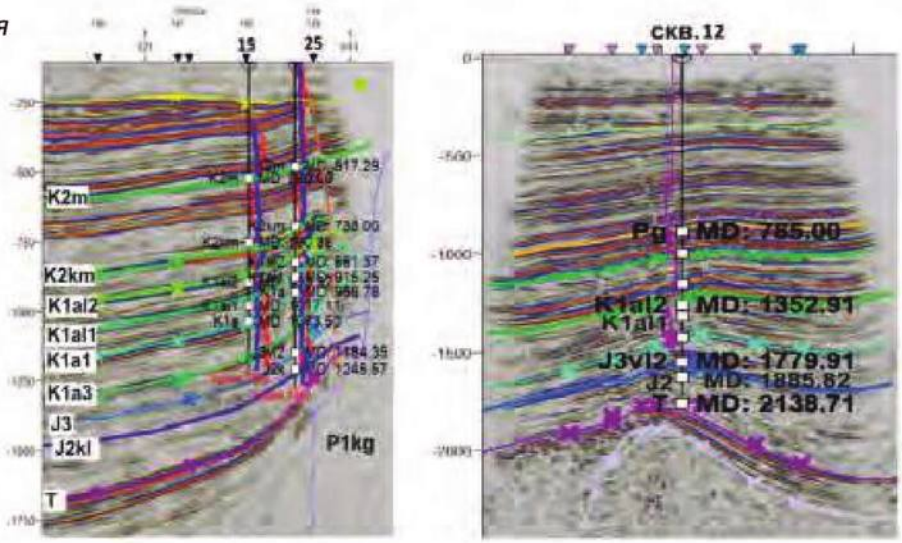
Все ловушки являются надсолевыми тектонически экранированными или примыкающими к боковым стенкам соляных куполов, сформировавшимися в процессе соляного диапиризма.

Одним из важных факторов при формировании ловушек УВ играет роль отсутствия размывов в районе выделяемых объектов. На рисунке 3 представлен геологический разрез по линии скважин в районе купола IV, по которому наблюдается срезанная часть перспективного юрско-мелового разреза. По факту бурения ни в одной из скважин признаков УВ не обнаружено, что обосновано как отсутствием ловушек, так и покрышек (Рис. 3).

На исследуемой площади работ в последнее время была пробурена серия скважин со вскрытием перспективных юрско-меловых отложений, которые продуктивны на сопредельных месторождениях - и не дали притока УВС на рассматриваемом участке.

Пробуренная на территории исследований скважина №12 при испытании потенциально продуктивных нижнемеловых отложений не дала притока УВС. Данный факт обосновывается низким гипсометрическим положением объекта

▶ *Рис. 4. Стратификация границ надсолевых отложений по данным ГИС в районе скважин 15, 25, 12.*



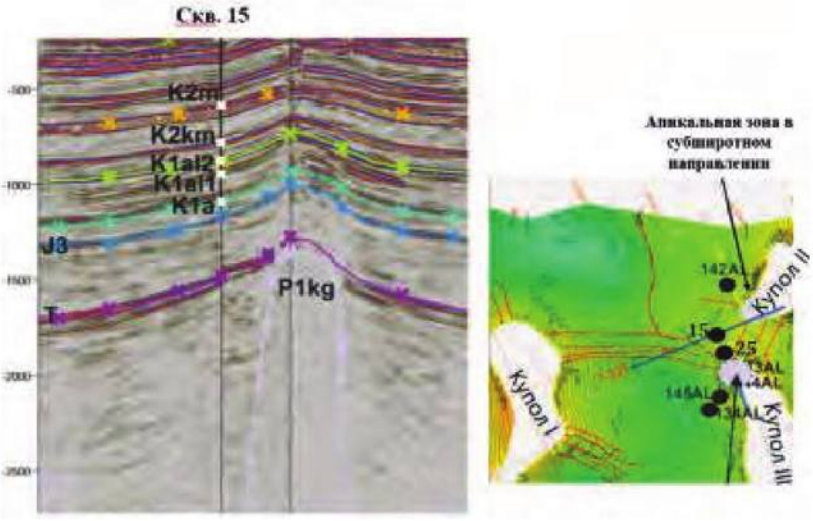


Рис. 5. Анализ бурения скважины №15.

относительно рядом расположенного месторождения, где из нижнемеловых отложений получены промышленные притоки нефти. Таким образом, скважина была пробурена не в оптимальных условиях. Если сравнить абсолютные глубины вскрытия перспективного нижнеальбского горизонта с рядом расположенным месторождением, где он вскрыт на отметке минус 967, то отметка в скважине 12 составила минус 1320 м (Рис. 4).

Скважина 15 бурилась в районе тектонически-экранированной ловушки. Проведенный анализ сейсмических данных по результатам переинтерпретации сейсморазведочных данных МОГТ 2Д показал, что трассирование тектонических нарушений проведено не везде корректно. Однозначно выделяются нарушения, ограничивающие ловушку с востока, на юге и юго-западе, но отмечается отсутствие нарушения на временных разрезах, контролирующего ловушку на севере (Рис. 5).

Учитывая факт отсутствия на севере экрана, ловушка имеет очень незначительные размеры, и скважина №15 остается вне ловушки. Данный факт обосновывает проведенные испытания в скважине 15, где они показали отсутствие нефтегазонасыщения в перспективных отложениях нижнего мела.

Обосновав отсутствие залежи низким гипсометрическим положением объекта, выше по склону купола была пробурена скважина 25 (Рис. 6).

В отличие от пробуренной скв. №15,

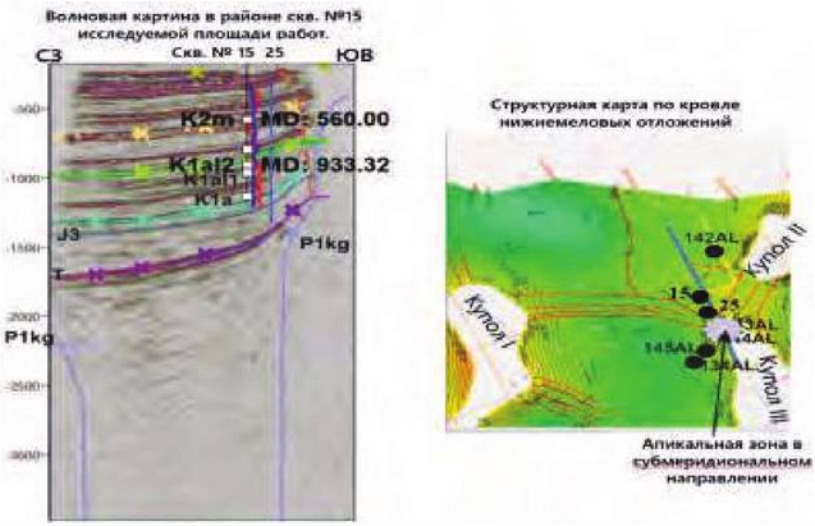


Рис. 6. Анализ бурения скважины №25.

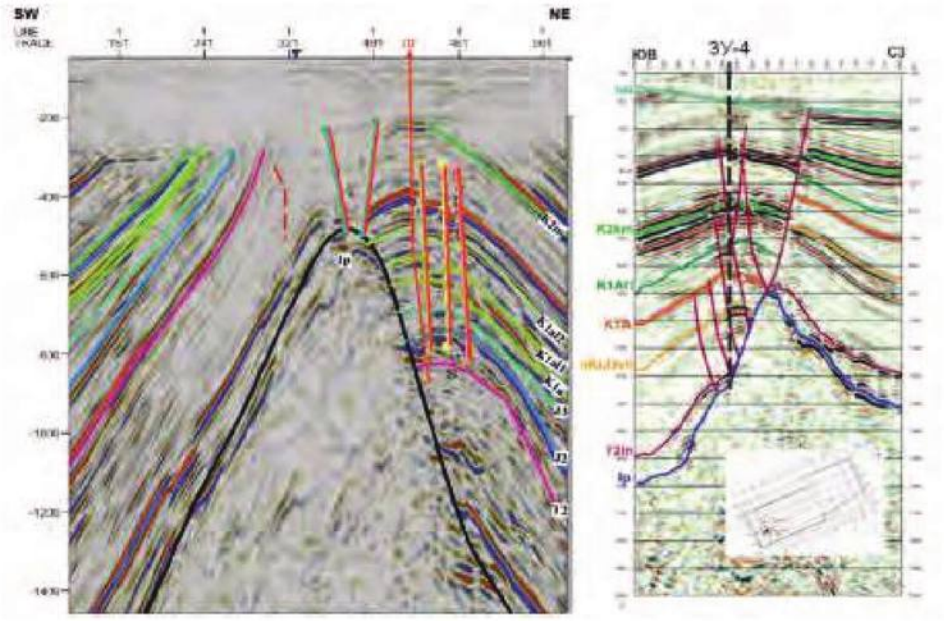


Рис. 7. Волновая картина, характеризующая глубинные разрезы, в районе проектируемой скважины 1П и продуктивной скважины ЗУ-4 соседнего месторождения.

скв. №25 оказалась в более оптимальных условиях, что было подтверждено результатами ИПТ. В интервале нижнемеловых отложений апт – альбского возраста, продуктивных на соседнем месторождении, был получен флюид коричневого цвета, слабогазированный, с запахом углеводорода.

Бурение скважины 25 хотя и проведено уже выше по склону купола, но еще не в оптимальных условиях.

Для надсолевых отложений отмечается унаследованность структурных планов по отложениям юрско-мелового и триасового комплекса пород.

Результаты ранжирования по перспективности, имеющих место ловушек в пределах рассматриваемой площади, а также проведенные комплексные исследования, включающие структурные построения, показали, что первоочередной для глубокого бурения является Объект 1, расположенный на восточном склоне купола I. На рисунке 7 показано сопоставление перспективного Объекта1 с объектом на соседнем месторождении в районе скважины ЗУ-4, подтвердившей продуктивность нижнемелового разреза.

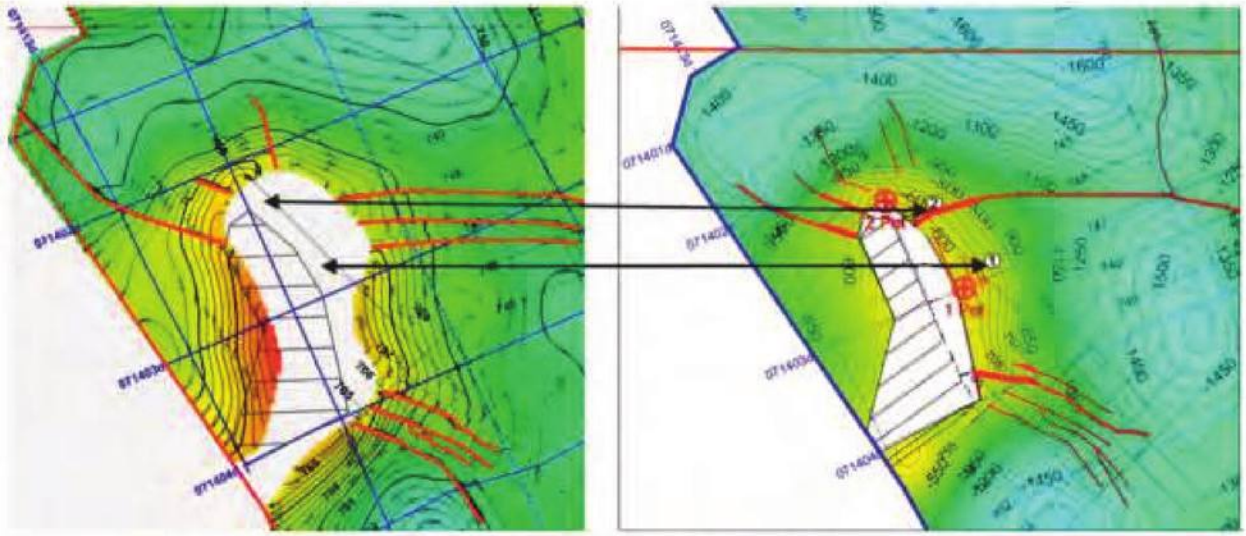
Объект унаследованно картируется по перспективным горизонтам от триаса до верхнего мела. Нефтяная залежь прогнозируются в нижнеальбских, аптских и триасовых отложениях, продуктивность которых доказана на соседнем месторождении.

Суммарные ресурсы нефти по категории Д0 составляют 22.44/8.70 млн.т.

При ранжировании перспективности объектов учитывались следующие факторы:

- волновая картина, сопоставимая с динамическими особенностями соседнего месторождения;
- гипсометрия объекта, сопоставимая с соседним месторождением;
- близость глубоких мульд, что способствует улучшению генерационного потенциала УВ;
- отсутствие зоны размыва в районе выделяемых объектов.

Выполненные структурные построения в процессе изучения территории с учетом вновь пробуренных скважин 25, 15, 12 в целом не внесли концептуальных изменений в геологическую модель строения изучаемой площади работ, полученную предыдущими исследованиями. Однако вновь проведенные



▲ *Рис. 8. Сопоставление структурных планов по кровле нижнемеловых отложений, выполненных разными компаниями*

исследования позволили скорректировать тектонические нарушения, значительно уточнить подход к выделению перспективности выделяемых объектов, провести их ранжирование очередности для поискового бурения (Рис. 8).

Литература

1. Жингель В.А., Абрамов В.М., Герасименко Ю.А., Мязина Н.Г. Оценка перспектив нефтегазоносности надсолевых отложений волгоградского сектора прикаспийской впадины // Недра Поволжья и Прикаспия. Выпуск 81: Геология. – 2015. –С. 3–14.

2. Соколин Х.Г. Общие закономерности нефтегазонакопления в соляно-купольных бассейнах и их значение для поисково-разведочных работ в бортовой зоне Прикаспийской впадины // Материалы выездной сессии Ученого совета Министерства геологии СССР – 1969. –С. 351–369.

3. Эвентов Я.С. История формирования и особенности тектоники западной части Прикаспийской впадины в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности // Материалы по тектонике Нижнего Поволжья. – 1962. –С. 62.

Подробнее об авторах



Сокулина
Ксения Борисовна
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент каф. Геофизики
СГУ им. Н.Г. Чернышевского,
директор по геологии,
разведке и разработке
месторождений обособленного подразделения в
г. Саратове ООО
«Эверест групп»



Попова
Полина Федоровна

ведущий геофизик,
ООО «ТЕРРАПОД»



Сивожелезов
Евгений Викторович

главный геолог,
ООО «ТЕРРАПОД»

Практика проведения полевых семинаров по сейсморазведке

Воцалевский В.З., Назыров Д.Д., Любимов Е.В., Дакиров В.С., Коротков А.Б, Гордиенко А.В.



В любой сервисной или добывающей компании службы, напрямую не связанные с производством, не всегда понимают, как выстроены этапы работ в «поле», и часто это является барьером. Полевые семинары позволяют непрофильным специалистам проще понимать процесс и устранять коммуникационные барьеры.

В группе компаний «Газпром нефть» регулярно проводятся семинары по полевым сейсморазведочным работам, первые мероприятия прошли еще в 2019 году. За этот период состоялось пять полевых семинаров и один семинар с промышленным уклоном для аспирантов Тюменского государственного университета (ВУЗ-партнер «Газпром нефти»).

Основная цель полевых семинаров по сейсморазведке – ФОРМИРОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОБ ОСОБЕННОСТЯХ И СЛОЖНОСТЯХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНОГО ПРОЕКТА ЧЕРЕЗ РЕАЛЬНЫЙ ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ ДЛЯ НЕПРОФИЛЬНЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ.

Как это происходит? Семинары обязательно проходят на реальных сейсморазведочных проектах, где участники знакомятся с отдельными этапами полевых работ и их задачами. Сложная информация доносится простым языком с примерами из практики.

Обязательно проходит демонстрация организации полевой базы сейсморазведочной партии и посещение производственных, жилых и бытовых объектов базы, ведь многие даже не представляют, как живет современная сейсмопартия.

Какие эффекты получаем? Все это способствует популяризации и открытости направления сейсморазведки, повышению эффективности кросс-функционального взаимодействия, качественной коммуникации между подразделениями разных дочерних обществ и совместных предприятий компании. Большое внимание уделяется современным тенденциям развития отрасли. Технологии и подходы, которые демонстрируются, могут быть применимы и использованы в других функциональных направлениях.

В обучении принимают участие сотрудники группы компаний «Газпром нефть», включая совместные предприятия, чаще всего это специалисты и руководители среднего звена. Также участвуют сотрудники компаний-партнеров и студенты/аспиранты ВУЗов-партнеров.

Основная фокусная аудитория – это геологические службы, которые выполняют комплекс задач по планированию, реализации и контролю геологоразведочных программ. Информация, полученная на семинарах, ценна для всех смежных дисциплин: обработка/интерпретация СРР, разведочная



геофизика (не СРР), разработка, оценка/покупка лицензий и других. В свою очередь, подразделения, занимающиеся развитием технологий и цифровизацией, имеют возможность ознакомиться с этапами работ для более эффективной помощи в разработке и внедрении новых подходов. Как показала практика, службы поддержки играют важную роль в процессе, и их «погружение» в сейсмическое направление позволяет добиться оптимизации, ускорения и прозрачности многих процедур в компании.

Все полевые семинары организуются силами сотрудников Центра разведочной геофизики «Газпромнефть-ГЕО» и профильными руководителями компаний-партнеров, выполняющих комплекс сейсморазведочных работ. Поддержку оказывают компании, на чьих лицензионных участках проходят мероприятия.

Представление об этапах работ и их особенностях проходит в формате короткой несложной лекции с презентационными материалами.

В полевых условиях проводится ознакомление с топогеодезическими, буровзрывными работами, вибрационными источниками сигнала, регистрацией сейсмических данных. Основные темы:

- ДЛЯ ЧЕГО НУЖНЫ РАБОТЫ;
- КАКИЕ ОПЕРАЦИИ ВЫПОЛНЯЮТСЯ;
- КТО ВЫПОЛНЯЕТ РАБОТУ;
- КАКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ИСПОЛЬЗУЕТСЯ;
- РИСКИ И ОСОБЕННОСТИ РАБОТ;
- ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ;
- СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ.

▼ *Подготовка к проведению семинара.*

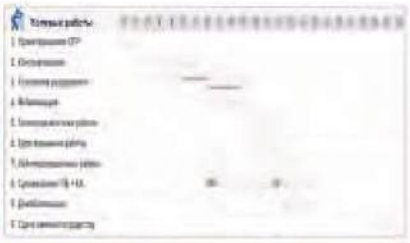


ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ ПОЛЕВЫХ СРР

ТЕМЫ ЛЕКЦИИ

- ЧТО ТАКОЕ СЕЙСМОРАЗВЕДКА (предмет изучения и получаемая информация)
- ОСНОВНЫЕ МЕТОДИКИ РАБОТ
- ЭТАПЫ И СРОКИ РАБОТ
- ПРИМЕНЯЕМЫЕ ТЕХНОЛОГИИ (ВЛС, ЦАФС и т.д.)
- ТОПОГЕОДЕЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ
- ТИПЫ ИСТОЧНИКОВ СЕЙСМИЧЕСКОГО СИГНАЛА
  - БУРОВЗРЫВНЫЕ РАБОТЫ
  - ВИБРАЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ
  - ИМПУЛЬСНЫЕ ИСТОЧНИКИ
- РЕГИСТРИРУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

















▼ *Особый акцент делается на организацию полевой базы сейсморазведочной партии и действующих правил. Участникам показывают устройство жилой, производственной и хозяйственной зон.*

ЖИЛАЯ/ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ЗОНЫ

- КАК УСТРОЕНА ЖИЛАЯ ЗОНА
- КАК УСТРОЕНА ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ЗОНА
- СБОР ТБО И ЖБО
- ПРАВИЛА И ОСОБЕННОСТИ НА БАЗЕ ПАРТИИ
- МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ СОТРУДНИКОВ
- СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ:
  - УМНЫЙ ВАГОН-ДОМ, ЦИФРОВОЙ ДИСПЕТЧЕР, МЕДИЦИНСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, БЕЗОПАСНОЕ ДВИЖЕНИЕ
- ВОПРОСЫ/ОТВЕТЫ











▲ *Для большего вовлечения и интереса к сейсморазведочным работам организуются различные вовлекающие мероприятия.*



▲ *Для разнообразия программы по возможности проводятся дополнительные мероприятия, такие как геологическая/промышленная/культурная экскурсии, лекции по камеральным СРР.*

В рамках семинаров прошли обучение уже свыше 100 человек из более 20 компаний. При этом в 2023 году впервые удалось провести ЗИМНИЙ МОДУЛЬ для 10 участников, кто ранее уже был на летних полевых семинарах (ЗИМНИЙ МОДУЛЬ сложнее по организации из-за климатических условий и отдаленности места проведения работ).



География проведения семинаров представлена на схеме.

Помимо геологических служб, которые выступают заказчиками и кураторами сейсморазведочных работ, в процессе также участвуют представители других функций. Полевые семинары позволяют сформировать общее представление о специфике сейсмики для непрофильных специалистов, которые с ней сталкиваются. Мы уверены, что все участники должны понимать предмет, с которым они взаимодействуют. Это способствует повышению эффективности реализации геологоразведочных проектов.

GeoEurasia 2023

Общественный совет при «Роснедра»

VI Международная геолого-геофизическая конференция: «ГеоЕвразия-2023. Геологоразведочные технологии - наука и бизнес». Пост-релиз

С 27 по 29 марта прошла VI Международная геолого-геофизическая конференция «ГеоЕвразия- 2023. Геологоразведочные технологии: наука и бизнес», организованная при участии Общественного совета при Роснедрах, ОО «РОСГЕО», МОО ЕАГО и Отделения наук о Земле РАН. Координатором мероприятия выступило ООО «ГеоЕвразия».

В этом году конференция прошла в гибридном формате и собрала на своей площадке более 300 очных и онлайн участников. Несмотря на два пандемийных года проведения конференции в онлайн-формате, в 2023 году количество очных слушателей превысило 200 человек. Конференция прошла в знаковом для геологов и геофизиков месте - Государственном геологическом музее им. В.И. Вернадского. Площадка идеально подходит для такого мероприятия, и помимо самой конференции, привлекает возможностью знакомиться с его уникальной экспозицией, чем не преминула воспользоваться часть участников.

Архитектура конференции включала как основную научную программу, так и ряд дополнительных мероприятий: тематические курсы, выставка, молодежная программа, экскурсии. За три дня работы конференции участники прослушали 145 доклада в рамках 11 сессий: управление и экономика геологоразведочной отрасли, нефтегазовая и региональная геология и геофизика, проектирование и полевые сейсморазведочные работы, интерпретация и обработка сейсмических данных, ГИС, рудная и инженерная геология и геофизика, гидрогеология и геокриология, инновационные технологии, фундаментальные исследования, морские исследования, геомеханика и петрофизика.

В первый день конференцию символично открыл Черкасов С.В. – директор Геологического музея. С приветствием перед участниками выступили Каспаров О.С. (Федеральное агентство по недропользованию), Фаррахов Е.Г. (Общественный совет при Роснедрах), Машковцев Г.А. (ОО «РОСГЕО»), Токарев М.Ю. (МГРО МОО ЕАГО). Модераторами пленарной сессии выступили Золотая Л.А. (МГРО МОО ЕАГО) и Горбачев С.В. (ООО «РН-Шельф-Арктика»).

Были представлены тематические лекции Череповского А.В. (АО «Росгеология») об инновационных методах в наземной сейсморазведке и Соборнова К.О. (ФГБУ «ВНИГНИ») о мультидисциплинарном изучении дислоцированных солей. В рамках молодежной программы была организована встречи с потенциальными работодателями, студенческая молодежная сессия.

На секции **«Нефтегазовая и региональная геология и геофизика»** было представлено большое количество докладов касающихся актуальных вопросов регионального изучения нефтегазоносных бассейнов России и СНГ. Одной из основных тем секции явилась геология осадочных бассейнов Восточной Сибири, Тимано-Печоры, Прикаспия и других регионов. Были представлены доклады по комплексированию сейсмических и потенциальных методов, позволяющие уточнить геологическое строение исследуемых объектов и регионов.

На секции **«Управление и экономика геологоразведочных работ»** были представлены довольно разноплановые доклады. Проф. Ю.П. Ампилов, открывая данную сессию, проанализировал вызовы перед геологоразведочной отраслью, возникшие как в связи с проблемами энергоперехода, так и с новыми геополитическими реалиями, когда экспорт российских УВ по адекватным ценам затруднен.



Учитывая текущие задачи, стоящие перед отечественными геологами и геофизиками в направлении интенсификации и особенно повышения результативности при выполнении поисковых и разведочных работ на рудные полезные ископаемые, четвертый год подряд на конференции была организована **секция по рудной геологии и геофизике.** О значимости развития данного направления для страны и как следствие необходимости уделить должное внимание данной сессии в своих выступлениях отметили Фаррахов Е.Г. (Общественный совет при Роснедрах), и Машковцев Г.А. (ОО «РОСГЕО»).

На секции **«Фундаментальные исследования»** были представлены доклады по физико-математическим основам сейсморазведки, включая изучение особенностей амплитудных характеристик и рассеивания волны Рэлея, нестационарное рассеяние волн, применение нейронных сетей при обработке сейсмических данных. Блок докладов был посвящён вопросам создания и практического применения регистрирующих систем на основе распределённых оптоволоконных датчиков. Во время и после сессии была оживленная дискуссия о представленных результатах и дальнейших планах исследований.

В рамках секции **«Геомеханика и петрофизика»** были представлены доклады, посвященные изучению механических свойств и процессов, протекающих в горных породах. Особое внимание было уделено вопросам масштабирования: были освещены достижения в области моделирования как процессов микроразрушения на масштабе отдельных пор, инициации разрушения на масштабе скважины, так и моделирования процессов переноса на масштабе пор и трещин в породе . В результате обсуждения были сформулированы основные принципы, которых следует придерживаться при переносе результатов мелкомасштабных исследований на более крупные масштабы. Традиционно в рамках секции были представлены доклады об изучении петрофизических свойств горных пород экспериментальными методами, а также о применении методов петроупругого моделирования.

Не осталась без внимания секция **«Геофизические исследования скважин»,** которой было посвящено полдня работы конференции. Сделанные доклады продолжают развитие современных трендов в сфере создания отечественных технологий и методик исследования в скважинах, в том числе на месторождениях на поздней стадии разработки.

Вопросы **проектирования, полевые сейсморазведочные работы и обработка сейсмических данных** были рассмотрены в рамках отдельной сессии, которая собрала достаточно представительный состав участников. Были представлены доклады по результатам тестирования российского оборудования для транзитных сейсмических работ. Большой объем докладов был по вопросам обработки.







Уже традиционно одной из наиболее посещаемых направлений конференции является секция **«Интерпретации сейсмических данных».** На сессии привлекли внимание доклады на тему прогнозирования трещиноватости горных пород. Были представлены примеры реальных месторождений, где использование специальных сейсмических атрибутов в комплексе с данными бурения скважин, существенно повышает достоверность интерпретации и снижает риски неподтверждения геологических моделей. Наибольшее количество докладов было посвящено примерам интерпретации для решения задач геологоразведки на конкретных площадях и месторождениях.

Исп. Толпегин Павел Владимирович на протяжении нескольких конференций инновационные подходы и технологии объединяются в отдельную секцию. В этом году на секции **«Инновационных технологий»** выделялось 2 основных направления: машинное обучение (МО) и повышение разрешения.

На секции **«Морские исследования»** были собраны доклады, посвященные использованию сейсмоакустических методов для изучения четвертичного чехла главным образом арктических морей, инженерно-геофизических изысканиях. Многие доклады были основаны на результатах обработки материалов рейса TTR-21 в северную часть Карского моря в июле-августе 2022 г.

Мероприятие посетили представители более 100 различных компаний из многих регионов РФ, а также стран ближнего и дальнего зарубежья, таких как Казахстан, Узбекистан. Среди участников были представители: ПАО «Газпром» и ПАО "Газпром нефть" и дочерние предприятия, ПАО «НК «Роснефть» и дочерние предприятия, ПАО «ЛУКОЙЛ» и дочерние предприятия, АО «Росгео», АО «МАГЭ», АО «ГНПП" Аэрогеофизика», ООО «ГЕОТЕК Сейсморазведка», ООО «ТНГ-Групп», ООО «СЖЖ-Восток», ООО «ГЕОЛАБ», ООО «РфД», DRILL GEOROBOTICS, Бурсервис|Цифровые решения, Группа ИГТ, ООО «АГТ Системс», ООО «Сплит», ИФЗ РАН, ИНГГ СО РАН, ФГБУ «ВНИГНИ», ФГБУ «ЦНИГРИ», МГУ им. М.В. Ломоносова, Сколтех и многие .

Возможность организации мероприятия на должном уровне было обеспечено за счет спонсорской поддержки Морского технического центра и ГридПоинт Дайнамикс.

Прошедшая конференция еще раз подтвердила факт присутствия постоянных изменений в современных геологоразведочных технологиях и геофизических методах, которые продиктованы как внешними переменами, так и внутренним развитием. Потребность в подобных площадках, как «ГеоЕвразия», где специалисты могут представить свои достижения, поделиться как положительным опытом, так и отрицательным результатом, рассказать о сложностях в реализации тех или иных проектов и вместе обсудить пути их решения – такие площадки продолжают быть востребованными и необходимыми. Поэтому мы можем смело утверждать, что конференция прошла успешно и по праву занимает важную роль в геолого-геофизическом профессиональном сообществе.

Завершилась Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа - 2023» 25–26 мая 2023 г.



Институт перспективных исследований нефти и газа МГУ совместно с Геологическим факультетом – Кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ имени М.В. Ломоносова провел Международную научно-практическую конференцию «Новые идеи в геологии нефти и газа - 2023». В этом году Конференция имела особую значимость.

25 мая 2023 г. в конгресс-центре «Президент-Отеля» состоялось открытие конференции – пленарное заседание, модераторами которого выступили директор Института перспективных исследований нефти и газа МГУ профессор А.В. Ступакова и директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО» А.В. Соколов. Основными докладчиками были председатель Программного комитета, научный руководитель Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН академик А.Э. Конторович, вице-президент - главный геолог ПАО «НК «Роснефть» А.А. Поляков и генеральный директор ФГБУ «ВНИГНИ» П.Н. Мельников. Данная сессия позволила представителям деловых кругов и научно-экспертного сообщества обсудить актуальные вопросы и новые идеи в области геологии нефти и газа.

Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа - 2023» в цифрах:

- 453 очных участника;
- 578 онлайн слушателей;
- 68 докладчиков;
- 62 доклада постерной секции;
- 47 городов;
- 16 стран.

Подробный отчет о мероприятии

(записи докладов, фотографии и видеоматериалы) будет размещен на сайте мероприятия **oilgasideas.ru.** Научные статьи по итогам Конференции будут опубликованы в научно-техническом журнале «Георесурсы». Тезисы докладов будут опубликованы в сборнике конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа – 2023»

Гости, принявшие участие в Конференции, единодушно отметили высокий уровень организации мероприятия, его высокую научную и прикладную значимость.

Организаторы мероприятия благодарят за поддержку в проведении Конференции главных партнеров: «Газпромнефть-ГЕО» и ФГБУ «ВНИГНИ». Искренняя заинтересованность в результате, профессионализм, четкость и слаженность в работе – главные слагаемые успешного мероприятия.

ОРГАНИЗАТОРЫ:

ГЛАВНЫЕ ПАРТНЕРЫ:

ОФИЦИАЛЬНЫЕ ПАРТНЕРЫ:

ПАРТНЕР:

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОРГАНИЗАТОР: ООО «Компания Проспект»

ОРГАНИЗАТОРЫ

О КОНФЕРЕНЦИИ

Место
гостиница Новый Петергоф (г. Петергоф)

Даты
18-21 сентября 2023 г.

Прием докладов
10 июля 2023 г. – окончание приема аннотаций

BalticPetroModel–2023

VII Балтийская научно-практическая конференция
Петрофизическое моделирование
осадочных пород

НАПРАВЛЕНИЯ ПРОГРАММЫ

- Междисциплинарные исследования УВ систем: от поисков месторождений нефти и газа до их разработки;
- Модели месторождений: от общего к частному;
- Многомасштабное петрофизическое и сейсмическое моделирование: теория, методы и практика;
- Петрофизические исследования керна: методы, применения, геолого-геофизическая интерпретация;
- Цифровой керн: от лабораторных исследований до математического моделирования;
- Искусственный интеллект для петрофизических задач и смежных проблем разведки и разработки нефтегазовых месторождений.

ЦИФРЫ

70+ докладов

100+ участников

5+ научных сессий

2 тематических курса

КОНТАКТЫ

www.gece.moscow/petromodel

Геомодель

ПРОГРРЕСС'23

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА КАК БИЗНЕС

3-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ТЕМЫ СЕССИЙ

1. ГРР как бизнес. Управление портфелем возможностей в условиях кризиса
2. ГРР как сервис. Добавочная ценность компетенций и продуктов геологоразведки
3. Технологическое развитие и импортозамещение в геологоразведке
4. Лучшие практики в ГРР
5. Новые решения в разведочной геофизике
6. Сейсмика в условиях ограничений
7. Люди в геологоразведке: развитие компетенций и борьба за кадры
8. Производственная безопасность на проектах ГРР в условиях автономии. Проблемы, опыт и практики реализации, необходимые ресурсы
9. Оценка проектов на ранней стадии развития
10. Роль концептуальных и цифровых геологических моделей на этапе ГРР
11. Цифровизация недропользования
12. Практика недропользования
13. Оптимум для принятия решений по выбору систем разработки на этапе ГРР?
14. Комплексный подход к ГРР и разработке ТрИЗ для подтверждения бизнес-кейсов

ПРИЁМ ТЕЗИСОВ ОТКРЫТ ДО 1 ИЮЛЯ 2023 Г.



www.geomodel.ru

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

журнал специалистов-практиков



- Журнал реферируется ВАК, входит во второй квартиль реферируемых ВАК изданий
- Издается с 2002 года.
- В электронном виде распространяется **свободно и бесплатно.**



ЗАДАЧИ ЖУРНАЛА

- **Оценка и анализ рыночных реалий;**
- **Продвижение новых технологий и оборудования в геофизике;**
- **Создание рекламного продукта для компаний, размещающих публикации и рекламу;**
- **Поддержка российских производителей;**
- **Подготовка публикаций фундаментальной науки;**
- **Участие в учебно-педагогической деятельности ВУЗов и программ переподготовки;**
- **Информационная поддержка отраслевых конференций**

WWW.PSRGEO.RU **T.ME/PSRGEO**

https://vk.com/club195462541

Контакты редакции

psrgeo@mail.ru

ГЕОФЕСТ
-ЭКСПО-

ВЫСТАВКА-КОНФЕРЕНЦИЯ
«СИНЕРГИЯ ТЕХНОЛОГИЙ
В СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ»

НИЧЕГО ВИРТУАЛЬНОГО!

ПРАКТИЧЕСКАЯ ДЕМОНСТРАЦИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ



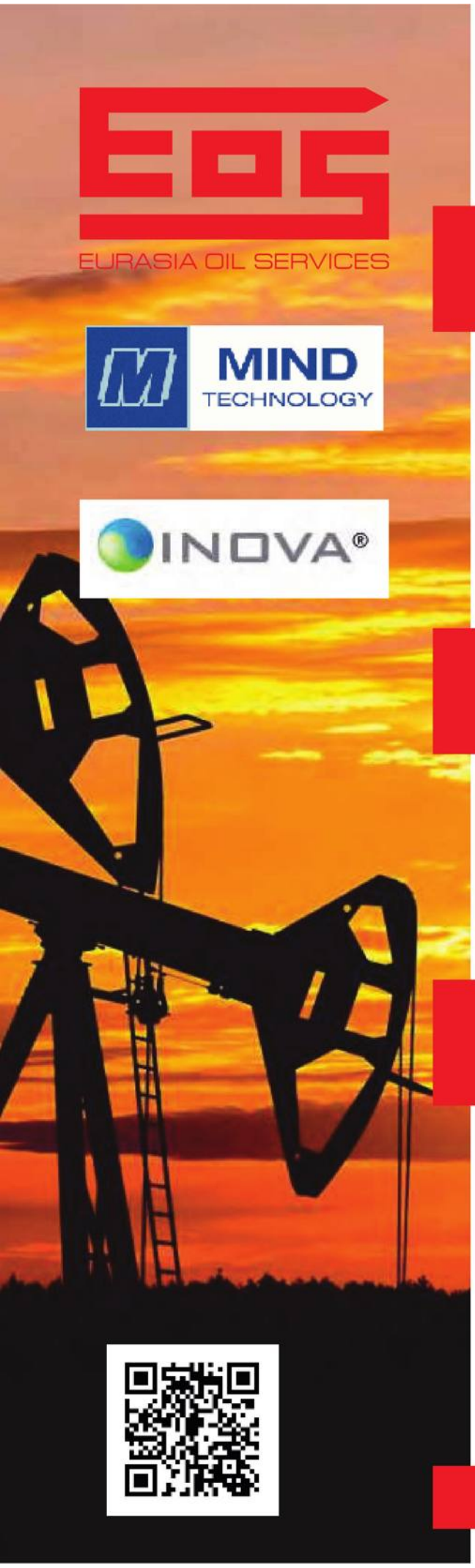
НЕЙРОСЕТИ,
ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ,
БЕСКАБЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
И ДРУГИЕ ИННОВАЦИИ

ПРИХОДИТЕ, ЧТОБ УВИДЕТЬ ВСЁ СВОИМИ ГЛАЗАМИ!

ТЮМЕНЬ / 25 АВГУСТА 2023

Детальная информация о месте и времени проведения будет опубликована в группе WhatsUpp «Геофест»

Контактный телефон: +7 (982) 913-7990 (Илья Игоревич Шевченко) / Email: Expo@tumsgk.ru



EURASIA OIL SERVICES

MIND TECHNOLOGY

INOVA®

Your Gateway to Business in Eurasia

Стратегический и управленческий консалтинг на нефтесервисном рынке Ближнего Востока

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

Разработка стратегии вхождения на рынок;

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

Развитие Вашего бизнеса «под ключ».

Партнерство

Представление интересов клиента в странах региона;

Поиск местных партнёров и заказчиков, организация переговоров;

Привлечение инвестиций под перспективные проекты.

Поставки оборудования и разработка технологических решений

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

Подготовка проектных решений под запрос.

Россия, г. Москва:
+7 (985) 222 48 44
Россия, г. Уфа:
+7 (347) 246 90 74

ОАЭ, г. Дубай,
+971(56) 170 2553
info@eurasia-oil-services.com

www.eurasia-oil-services.com

Сейсморазведка своих не сдает.

Разве что в аренду.



Аренда сейсморазведочного оборудования

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

Aram Aries II – телеметрический комплекс

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

ГЕОТОН – семейство невзрывных импульсных сейсмоисточников

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

G-SOURSE / BOLT – пневматический сейсмоисточник

Судно шутер «Скат» для сейсморазведки в 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**