ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ИЮЛЬ-СЕНТЯБРЬ

3/2025

Издается с 2002 г.



ТЕМА НОМЕРА:

ГОРИЗОНТЫ МОРСКОЙ ГЕОФИЗИКИ

ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Новые образовательные проекты подготовки специалистов геологов-геофизиков

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

ЛУЧШИЕ В МИРЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РОССИЙСКОЙ ГЕОФИЗИКИ!



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

ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РОССИЙСКОЙ ГЕОФИЗИКИ В ПЕРИОД ОТСУТСТВИЯ ПРЕДЛОЖЕНИЯ КАБЕЛЬНЫХ СИСТЕМ НА РЫНКЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАБОТЫ В АКВАТОРИИ ULS 408-428, 508TZ.







ULS 408-428 (КОМПЛЕКТ ОБОРУДОВАНИЯ КАБЕЛЬНЫЕ СЕКЦИИ, БЛОКИ, СОВРЕМЕННЫЕ СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ, ГИДРОФОНЫ-ГЕОФОНЫ, ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОЛЕВОЙ СИСТЕМЫ В ТРАНЗИТНЫХ ЗОНАХ ДО 50М)

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

ТЕМА НОМЕРА:

«Горизонты морской геофизики»

СОДЕРЖАНИЕ:

Наши партнеры 5

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

Главный редактор Слонов Д.Н. 6

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

Современное состояние рынка морских сейсморазведочных работ 2D/3D/4D с буксируемым оборудованием в России и мире
Горбачев С.В. 8

Морские комплексные инженерные изыскания на континентальном шельфе: опыт и результаты АО «МАГЭ»
Шепелев А.А., Барков Б.В., Казанин А.Г., Жилин Ф.Е. 21

Применение электроразведочных методов для оценки строения ВЧР и выявления опасностей при планировании строительства объектов на шельфе
Иванов С.А., Владимиров В.В., Горбачев С.В., Кудрявцева Е.О., Ситников А.А., Шиманский Д.М 32

Программное обеспечение UP.QC для контроля качества и предварительной обработки сейсмических данных с автономных донных станций
Попов Д.А., Кошелев Е.А., Зиборов А.В., Павлов Д.А. 43

Программный комплекс для сопровождения и планирования морских работ ГСК-Море
Фролов А.С. 51

Работы АО «ГЕОТЕК» на Каспии в 2025 г. 59

Возбуждение упругих волн в условиях мелководья и транзитной зоны суша-море
Гуленко В.И., Захарченко Е.И., Бадиков А.Н. 61

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Пневматический источник упругих волн для сейсморазведки на мелком море и в транзитных зонах
Гуленко В.И., Захарченко Е.И., Бадиков А.Н. 75

Эластичные системы наблюдения в сейсморазведке с использованием ПАК «Геотом»: как сократить затраты без потери качества съемки
Нефедов Н.И., Анкушев В.В. 80

Влияние шага приёма на результаты метода преломлённых волн в инженерной сейсморазведке
Романов В.В., Кауркин М.Д., Андреев Д.О. 90

Формирование графика кратности заданной формы в инженерной сейсморазведке
Романов В.В., Кауркин М.Д., Андреев Д.О. 94

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИДЕИ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Влияние качества сейсмических данных на результаты 3D/4D синхронной инверсии
Лекомцев А.В., Подбережный М.Ю. 98

Сервис быстрой интерпретации (СБИ)
Завьялов А.И., Тян А.Д., Маргина Т.С., Князев В.А. 107

Неразрушающий, оперативный экспресс-анализ полноразмерного керна на основе данных ядерного магнитного резонанса
Воронов К.А., Григорьев Р.В., Воронова Л.А., Абдуллин Р.Н., Гарипова Л.А., Жилин С.А. 114

ОБРАЗОВАНИЕ

Путь в профессию: сейсморазведочная практика МГУ — важный шаг к освоению современных технологий в геофизике
Турчков А.М., Ермаков А.П., Воронцов В.В., Ермаков С.А. 120

Кубанские нефтяники — основатели нефтяного дела в России
Омельянюк М.В., Пахлян И.А., Севостьянов В.Г. 128

НОВОСТИ И СОБЫТИЯ

Некролог: Кузнецова В.И. 132

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.
к.т.н. Гафаров Р.М.
д.т.н. Гогоненков Г.Н.
к.т.н. Горбачев С.В.
Гурьев С.В.
к.т.н. Дагаев И.Л.
к.т.н. Детков В.А.
д.т.н. Жуков А.П.
к.г-м.н. Золотая Л.А.
д.т.н. Кострыгин Ю.П.
д.г-м.н. Михеев С.И.
к.т.н. Тарасов Н.В.
к.т.н. Циммерман В.В.
к.т.н. Череповский А.В.
д.т.н. Шехтман Г.А.
к.г-м.н Шиманский С.В.

Руководитель проекта
Матвеев С.А.

Корректор:
Пачикина М.И.

Учредитель:
СРО МОО ЕАГО

Издатель:
ООО «ПСРГео»

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

Обложка и оформление:
Мокроусов Д.В.

Вёрстка:
Мокроусов Д.В.

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

Подписано в печать:
20.09.2025

Дата выпуска:
30.09.2025

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!

Тема номера – «Горизонты морской геофизики». Журнал обращался к теме «Работа на акватории» в 2016 году. С тех пор много воды утекло, и сегодня мы снова возвращаемся к вопросам морской геологоразведки, чтобы обсудить её перспективы и текущие вызовы.

Российская морская геофизика переживает непростой период. Почти половина специализированного флота — сейсмических и инженерно-геофизических судов — находится в резерве из-за недостаточного финансирования, что угрожает сохранению компетенций и дальнейшему развитию отрасли. В 2024 году на офшорные проекты по углеводородам выделено всего около 1,9 млрд рублей, и внимание инвесторов всё чаще переключается на наземные направления. На этом фоне остро ощущается дефицит современных судов и оборудования, а санкционные ограничения усиливают технологические риски. Тем не менее, государство предпринимает шаги для поддержки отрасли через инициативы, такие как Федеральный проект «Геология. Возрождение легенды» и программы освоения континентального шельфа.

Таким образом, в последние годы российский рынок морской геологоразведки переживает глубокую трансформацию: сокращение объёмов работ, старение флота, санкционные ограничения и отсутствие новых проектов привели к тому, что фактически единичные компании сохраняют работоспособность и компетенции. На этом фоне особенно актуальным становятся системный анализ состояния отрасли, сопоставление российской ситуации с мировыми тенденциями и выработка сценариев дальнейшего развития. Об этом — обзор С.В. Горбачёва «Современное состояние рынка морских сейсморазведочных работ 2D/3D/4D с буксируемым оборудованием в России и мире».

О практическом опыте морских исследований рассказывают материалы АО «МАГЭ», СГНППК и компании «Геотек». Производители оборудования для морских работ — такие как МТЦ и «Пульс» (Геленджик) — несмотря на непростые условия, продолжают вести разработки для российских геофизиков. Так, «Пульс» представляет «Пневматический источник упругих волн для сейсморазведки на мелком море и в транзитных зонах», а также исследовательскую работу «Возбуждение упругих волн в условиях мелководья и транзитной зоны суша-море». Эта работа имеет прикладное значение, поскольку позволяет обосновать новые технические решения для проведения сейсморазведки в условиях, где традиционные методы оказываются малоэффективными.

Компания МТЦ представляет программный пакет UP.QC — первый российский коммерческий продукт для контроля качества и предварительной обработки сейсмических данных с донных станций, обеспечивающий надёжность и эффективность морских сейсморазведочных работ. Программному обеспечению посвящена и статья, предоставленная компанией «Геосейсконтроль» с представлением ПО «ГСК-Море», автоматизирующего сопровождение морских сейсморазведочных работ и планирование полевых операций, позволяя оперативно формировать отчётность и рассчитывать оптимальное время производства.

Стоит отметить и материал по гибкому подходу в проектировании сейсморазве-

дочных работ на суше, подготовленный специалистами компаний «Фирма «Геосейс» и «Сейстех». В статье «Эластичные системы наблюдения в сейсморазведке с использованием ПАК «Геотом»: как сократить затраты без потери качества съёмки» авторы рассматривают применение нерегулярных систем наблюдения, традиционно используемых в морской практике, для оптимизации наземных проектов. Такой подход позволяет снизить стоимость полевых работ, сохранив требуемое качество данных и обеспечив гибкость в адаптации схемы наблюдения к реальным условиям местности.

Как и в других выпусках, мы не ограничиваемся только основной темой номера. Несколько материалов группы авторов (Романов В.В., Кауркин М.Д., Андреев Д.О.) посвящены вопросам инженерной геофизики: «Влияние шага приёма на результаты метода преломлённых волн в инженерной сейсморазведке» и «Формирование графика кратности заданной формы в инженерной сейсморазведке».

Популярность журнала и аудитория продолжают расти: ежедневно сайт psrgeo.ru посещают 120–150 новых читателей. В том числе это связано и с открытием новой рубрикой **«Образование»,** где мы рассказываем о вузах, готовящих специалистов для отрасли, и о современных образовательных практиках. В этом номере — материалы о полевой подготовке геофизиков в МГУ и рассказ о кафедре МОНГП АМТИ филиала ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет».

Выход данного номера совпадает с работой конференции «Встречи на Волге» в Саратове, что придаёт особую актуальность представляемым материалам. А в следующем номере мы обратимся к другой важной теме — вопросам компьютерных технологий и искусственного интеллекта в геофизике.

Интересного вам прочтения

Главный редактор журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики»,



Слонов Дмитрий Николевич



Современное состояние рынка морских сейсморазведочных работ 2D/3D/4D с буксируемым оборудованием в России и мире

Горбачев С.В., ФГБУН ИФЗ им. О.Ю. Шмидта РАН.

Аннотация: *В статье представлена информация по объемам морских сейсморазведочных работ с буксируемым оборудованием, судам и компаниям на российском и мировом рынке. Приводится информация о текущих проектах на мировом рынке, районах работ и тенденциях. Представлена краткая информация по российским компаниям, судам и объемам работ, начиная с 2000 по 2025 года. Анализируется ситуация с оборудованием и возможностями для проведения работ 2D и 3D с буксируемым оборудованием на шельфе РФ сейчас и будущих перспективах.*

Введение

Сейсморазведка является наиболее эффективным методом поиска и разведки месторождений нефти и газа, как на суше, так и на акватории. В зависимости от геологических задач, особенностей района работ и глубин сейсморазведочные работы на шельфе проводятся с использованием буксируемого и донного оборудования. Основные отличия заключаются в расположении регистрирующего оборудования, буксировке за сейсмическим судном, либо раскладке на дне. Для выполнения морских сейсморазведочных работ необходимо специализированное судно, которое обеспечивает размещение на борту всего оборудования, а также способно буксировать его в водном слое.

Сейсмические исследования 2D выполняются, чаще всего, на этапе геологоразведочных работ (ГРР), когда идет поиск, уточнение структур и открытие месторождений. На этапе разработки месторождений применяется сейсмический мониторинг 4D [Ампилов, 2025], то есть повторные 3D работы с тем же оборудованием и с той же системой наблюдения для оценки процессов разработки. Рынок сейсмических работ напрямую привязан к рынку углеводородов, ценам, спросу и предложениям, а также изученности и активности компаний в геологоразведке и добычи. Проведение ГРР, обустройства и добычи на шельфе в разы дороже, чем на суще, требует более высоких технологий, поэтому все решения должны быть более обоснованы и просчитаны, качество данных и результаты более надежными. Для 2D работ используют одну косу длиной 8-12 км. Для 3D работ – от 4 до 14 кос (чаще 8-12, есть суда и с 24 косами) каждая длинной 6-10 км, то есть суммарная длина регистрирующего сейсмического оборудования, допустим, для 10 кос по 6 км (всего 60 км). Также необходимо иметь на борту примерно 5-10% запаса на случай поломок, а это еще 6-8 км. Помимо регрессирующего оборудования на судне должны быть компрессоры высокого давления, пневмоисточники, система спуска/подъема оборудования за борт и многое другое. Для обеспечения точного позиционирования сейсмического судна и забортного оборудования необходимо наличие нескольких высокоточных систем позиционирования. На борту должен быть мощный вычислительный центр с возможностью оперативного контроля качества огромного количества данных. Автономность сейсмических судов обычно от 40 до 90 дней. Количество кос напрямую влияет на производительность судов и время выполнения проектов, так например

1200 кв.км. 4х косовое судно отрабатывает за 81 день, 8и косовое – за 48 дней, 10и косовое – за 41 день (для схожих конфигураций). Поэтому производительность судов является важным параметрам при реализации проектов. В зависимости от района работ, для сейсмического судна нужно от одного до нескольких вспомогательных судов, для снабжения, сопровождения в районах активного мореплавания и других задач. Для безопасного и качественного выполнения полевых работ, управления судном и всем сейсмическим комплексом необходимы высококвалифицированные специалисты со знанием и опытом.

Мировой рынок

Рассмотрим тенденций мирового нефтегазового рынка, как основного фактора геологоразведочных и сейсмических работы. Геологоразведочные и конкретно сейсмические исследования проводились всегда, их объем зависит и зависел от разных факторов, но в основном это потребность в углеводороде и экономическая привлекательность бизнеса. Рост стоимости нефти с 10-15 долларов за баррель в конце 90х, и 30 в середине 2000, а далее 60-70 долларов в 2006 по 2007 годах привел к активному росту отрасли, особенно когда нефть преодолела планку 90 и 130 долларов за баррель в 2007-2008 годах (Рис.1). Кроме этого, важным шагом было переход с аналогового оборудование на цифровое, развитие компьютерных технологий, мощные вычислительные центры, что позволило существенно повысить качество и скорость работы с данными. Это сопровождалось интересом к нефтегазовой отрасли в целом и, в том числе, на шельфе. В это время многие компании стали активно вкладываться в шельфовые проекты, специальные технологии и морскую сейсморазведку. Было заложено строительство многих новых сейсмических судов, рынок был на подъеме.

С появлением большого количества новых высокотехнологичных и высокопроизводительных судов существенно поменялся рынок сейсмических работ.

Рис. 1. График изменения цены на нефть.



Если до этого большой объем работ составляли 2D, то с начала 2000х, существенно возрос интерес к морской сейсмике 3D. Многие компании разрабатывали свое сейсмическое оборудование для буксируемых и донных работ до глубин 2000 м, а также в транзитной зоне.

Краткосрочный кризис 2009, конечно, повлиял на ситуацию, цена нефти снизилась до 45 долларов, но все равно это не имело такого эффекта как 10 и 30 долларов в 2000х. Пик строительства судов пришелся на 2008-2014 года. В 2011-2012 годах на рынке было примерно 60-70 сейсмических судов 3D, из них большая часть нового поколения. Стандартными стали суда с количеством кос более 8-14, появились суда-гиганты с заявленными 24 косами за бортом. Объемы работ были существенные.

Началась технологическая гонка производительности, качества, методик и технологий, которая стимулировала развитие рынка. Даже «несвежие» 2D и 3D судна модернизировались новым оборудованием с твердотельными косами, более надежными источниками и навигацией. Работы выполнялись на шельфе всего мира, как по конкретным участкам недропользователей и государственных программ, так и мультиклиентские /«спекулятивные» съемки, с целью дальнейшей перепродажи данных инвесторам. Такие съемки стали очень популярными и составляют существенную часть мировых сейсморазведочных работ.

Кроме самих судов пошел расцвет методик, технологий, аппаратуры и их вариаций. Появились сложные разновидности работ с буксировкой наклонных кос на разных глубинах, использование двухкомпонентной регистрации, одновременного использования электроразведочного оборудования и т.д. Некоторые компании уходили от группирования гидрофонов и предоставляли оборудование с записью одиночных гидрофонов. Также были различные варианты буксировки источников: на разных глубинах, с задержками между группами, использованием 3х, 4х и 5и линий попеременно работающих источников [Горбачев, 2025].

Понимая ограничения морских сейсморазведочных работ 3D с буксируемым оборудованием, начали активно применяться азимутальные работы с несколькими азимутами прохода исследуемого блока по двум-трем азимутам. Где-то применялись технологии кругового отстрела (coil shooting), отстрел и регистрация в процессе разворотов для увеличения зоны покрытия, а также использование одновременно нескольких судов с совместным возбуждением и регистрацией для решения различных геолого-геофизических задач.

В рамках конкурентной борьбы происходили поглощения и слияния компаний. К 2011 году мировой рынок сейсморазведочных работ представлял примерно такой вид. Основными игроками на рынке были: WesternGeco (Schlumberger), Petroleum Geo-Services (PGS), Compagnie Générale de Géophysique (CGG), Fugro-Geoteam и Dolphin Geophysical, каждый из них владел от 5 до 15 судами различного класса. Появились новые компании, одна из крупнейших Polarcus. Были и небольшие компании, владеющие 1-2 судами. Японцы арендовали у PGS 3D судно с 14 косами и работали на своем шельфе. У Турции появилось 2 судна, одно 4х косовое и одно 8 косовое. У Индии было 2 судна, одно 2D и одно 3D. Активно начали развиваться и выходить на мировой рынок китайские компании BGP, COSL и SINOPEC, которые до этого, в основном, работали только у

себя на шельфе. В их ведении было около 7 судов, большинство из которых построены на своих верфях, а часть куплена у мировых лидеров. На мировом рынке работали некоторые российские компании, об этом пойдёт речь в разделе ниже рынок в России.

Что касается производителей сейсморегистрирующего оборудования, то тут лидерам были компании Sercel, WG (Slb), PGS и ION. Первоначально их заводы находились в Соединенных штатах и Европе, но постепенно перебазировались в Китай и Малайзию, что создало возможность местным производителям постепенно наладить собственное производство. Пневмоисточники производили четыре компании: Teledyne (Bolt), Sercel (G-gun), Seamap (Sleev Gun) и WG (WG guns, а также свои контроллеры для Bolt). Навигационные комплексы, математика для позиционирования и работы с забортным сейсмическим оборудованием были иностранного производства, в основном, это Orca (ION), Trinave (WG) и Spectra.

Были разработаны и активно применялись специализированые устройства для управления косами и источниками (подруливания), что существенно повышало качество покрытия сейсмических съемок и оптимизировало затраты. Разработаны технологии работы во льдах с заглублением кос и многое другое. Большая часть оборудования производилась компаниями только для своих судов (как уникальные возможности) и предоставлялась вместе с услугами. Однако позднее крупные компании стали продавать его отдельно, что позволило другим небольшим компаниям покупать и устанавливать современное оборудование на своих судах, расширяя тем самым рынок исполнителей.

Конечно же, в это время возникает волна активности ГРР в Северных морях и на Арктическом шельфе, особенно в связи с его низкой изученностью и большими перспективами. Но тут есть существенные ограничения для работ в этих районах. Во-первых, это ледовые условия, которые не позволяют круглогодично вести работы, то есть из 12 месяцев в году суда могут выполнять работы от 2-х до 10 месяцев, в зависимости от региона. Кроме этого, для работы в Арктических морях и для прохода к объектам работ суда должны иметь ледовый класс для безопасности мореплавания, а это утяжеляет судно и увеличивает расход топлива. Также, при работе возрастают требования к экологии и выбросам. Все это и многое другое делает работу в Северных и Арктических регионах более сложной и дорогостоящей.

С учетом кризиса 2015-2016 годов и снижения стоимости нефти объем работ на шельфе существенно снизился, что привело к сложному финансовому положению многих компаний. Суда начали вставать в холодный отстой, компании избавляться от старых и низкопроизводительных судов. Началась существенная конкурентная гонка не только за доходы, но и просто ради выживания целой отрасли.

Многие суда стояли без работы. На этом фоне произошли существенные изменения на рынке компаний и судов. В 2018-19 годах в отрасли остались несколько компаний с работающими примерно 25 судами 3D. Компания Shearwater, при поддержке норвежского правительства, стала скупать терпящие бедствие сейсмические компании и производителей оборудования, монополизируя рынок. Часть сейсмических судов переоборудовали под суда снаб-

жения, часть ожидала в портах, а часть отправляли в утиль.

С учетом кризиса в отрасли произошли и изменения у производителей оборудования. Закрылась компания ION с их линейкой сейсмического оборудования. Заводы Sercel и WG (Slb) были выкуплены Shearwater и сейчас производят оборудование только для своих судов. Заводы PGS приостановили работы, так как запас произведённого оборудования, снятый с неработающих судов, был достаточно большой. Китайские компании начинают самостоятельно производить скопированное оборудование имеющее спрос на рынке.

Фактически из 10 мировых компаний к 2024 году осталось только 2 крупных. Норвежская Shearwater объединила/поглотила: WG (Slb), CGG, Polarcus, Dolphin и является фактически монополистом на мировом сейсмическом рынке. В их распоряжении флот примерно из 15-20 судов, работающих в разных уголках мира. Норвежская TGS объединилась с PGS и сейчас в её активном управлении около 8 судов.

Флот Китайских компаний также сократился, но они продолжают работать в тандеме BGP и COSL. SINOPEC вышла из морского сейсмического бизнеса. Сейчас у них в работе около 5 судов. Турецкие 2 судна работают на своем шельфе, но уже начинают выходить и на иностранные контракты. Японское судно 3D возвращено в PGS/TGS и сейчас работает. Индийское 4х косовое судно проработало несколько лет, на данный момент списано. У них осталось 2D судно, которое используется для региональных работ или как многофункциональное судно для разных исследований своего шельфа. У Кореи было судно 2D, работающее только по своим проектам. В 2024 году с верфей в Кореи сошло новое сейсмическое многофункциональное судно, способное работать конфигурацией 8 кос по 6 км.

С учетом того, что уже достаточно давно не спускаются новые суда, а срок службы судов принятый в мировой практике 25-30 лет, к 2035 году останется не более 10-15 судов по всему миру, если они не будут списаны раньше.

В 2023-2024-2025 годах наблюдается заметный подъем мирового рынка сейсморазведочных работ с буксируемым оборудованием. Shearwater и TGS-PGS вывели из холодного отстоя ряд судов.

Текущие тенденции мирового рынка морских сейсморазведочных работ с буксируемым оборудованием:

1. Работы 2D активно проводятся по шельфу, примерно 10-15 проектов в год в разных регионах.
2. Работы 3D с буксируемым оборудованием проводятся в разных регионах, основные из них:

- Северная Америка (Канада и Гренландия);
- Мексиканский залив;
- Южная Америка (Бразилия, Аргентина, Венесуэла, Уругвай, Гайана, Тринидад и др);
- Северное море (Норвегия и Великобритания);
- Средиземное море (Египет, Крит, Ливан и Италия);
- Черное море (Турецкий сектор);
- Африка (Нигерия, Сенегал, Ганна, Ангола, Намибия и др);
- Индия;
- Азия (Индонезия, Вьетнам, Корея, Вьетнам, Филиппины, Малайзия и др).

Приостановилась активность на шельфе Австралии, где до этого проводилось значительное количество морских сейсморазведочных работ.

3. Активно выполняются 4D работы с буксируемым оборудованием по всему миру, в год насчитывается 4-7 проектов.

4. В рамках проектов по CO2 на шельфе Норвегии запланировано несколько 3D проектов для оценки объектов под проектирование закачки и последующего мониторинга.

5. Большая часть сейсмических работ выполняется с донным оборудованием.

6. Мировые компании постоянно как конкурируют друг с другом, так и тесно сотрудничают, беря в аренду суда для оптимизации затрат проектов.

Что касается стоимости сейсморазведочных работ на мировом рынке, то они существенно колеблются от типа работ 2D/3D, регионов и сложности, в основном, рассчитываются через суточные ставки. Так, например, суточные ставки за работы 2D колеблются от 70 до 130 тыс. долларов за сутки, 3D – от 140 до 350 тыс. долларов за сутки. Цена судна источника от 40 до 70 тыс. долларов.

В России

История создания и развития сейсмического флота в СССР и России описана в различных публикациях [Ампилов, Богоявленский, Долгунов, Казанин, Савицкий и др.]. Если кратко, то в 80-х годах был построен мощный флот, строительство осуществлялось на иностранных верфях соседних стран (Польша и Финляндии). Суда оснащались отечественными сейсморазведочными комплексами того времени. В 90х годах, после развала Советского Союза, для отрасли настали сложные времена, и для морских сейсморазведочных компаний в том числе. Что бы хоть как-то оставаться на плаву, при слабом государственном финансировании и отсутствии частных заказов, компании пошли работать за границу, создавая альянсы с различными мировыми партнерами. Это позволило поддержать научно-производственные коллективы и переоснастить суда современным иностранным оборудованием. К сожалению, уже тут российские разработки в области морской сейсморазведки и их производство существенно отставали от мировых аналогов.

Суда были закреплены за разными министерствами, трестами и институтами, которое постепенно преобразовано в разные государственных компании, в четырех из них был сосредоточен сейсмический флот: Севморнефтегеофизика (СМНГ), Дальморнефтегеофизика (ДМНГ), Морская арктическая геологоразведочная экспедиция (МАГЭ) и Полярная морская геологоразведочная экспедиция (ПМГРЭ). Все суда принадлежали государству. Позднее, в 1992 году МАГЭ была приватизирована и стала акционерным обществом, при этом, суда оставались на балансе государства.

Из истории российской морской сейсморазведки, дополнительно можно отметить частную компанию «Лаборатория региональной геодинамики» (ЛАРГЕ) созданную в 1988 году. Для выполнения работ было выкуплено китобойное судно, которое переоборудовано в 2D с использованием российского оборудования и назвали Мезень. Им впервые были выполнены сейсмические работы в море Лаптевы, Восточно-Сибирском от Тикси до о. Жанетты. Далее судно ушло в США, где было переоборудовано уже иностранным оборудованием и продолжало работы по всему миру: Мексиканский залив, Бразилия, Фолклендские острова, Индия, Северное море, Пакистан, Вьетнам и т.д. В период своего производственного пика 2001-2003 гг ЛАРГЕ оперировала тремя судами (одно 2D и два 3D: 3х и 6и косовое). Главный офис

был расположен в Москве, операционные – в Лондоне, Рио-де-Жанейро и Нью-Дели. Команды на судах были российские. Последние проекты компания проводила на шельфе Вьетнама в 2010 году, к этому времени Мезень выработала свой ресурс как судно. Новых судов компания не смогла привлечь по финансовым причинам. После смерти основателя компании Савостина Л.А. компания постепенно распалась на несколько и закрылась. К сожалению, не сохранилась полная история проектов, поэтому далее в анализе работ ЛАРГЕ не будет.

Рассмотрим историю и объемы сейсморазведочных работ российских компаний и судов с 2000 по 2025 года. В таблице 1 дана информация по судам, их конфигурации оборудования, году постройки, году начала и завершения эксплуатации.

На 2000 год сейсмический флот РФ состоял из следующих судов:

- 2 судна 3D с буксировкой до 4х кос по 6 км с иностранным оборудованием Ориент Эксплорер (ДМНГ) и Академик Немчинов (СМНГ) (также суда могли работать и работали в 2D варианте);

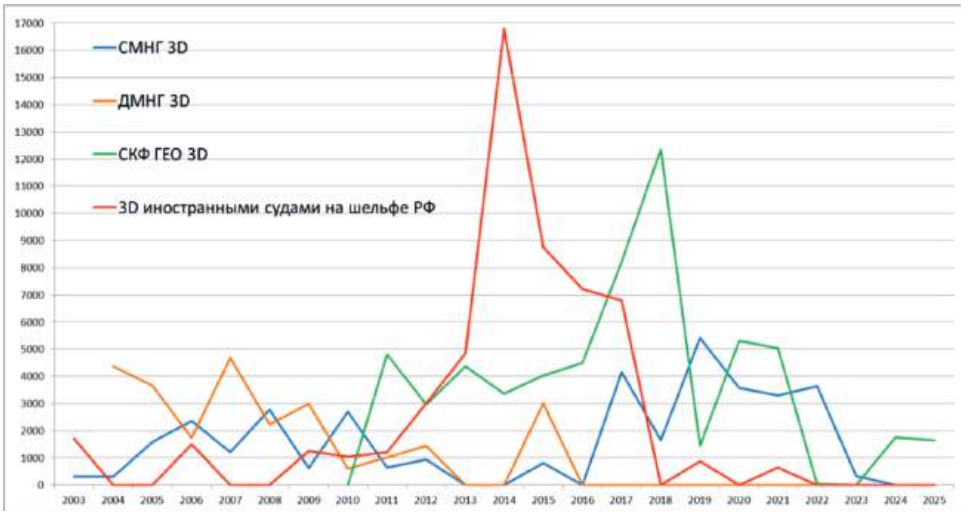
Табл. 1. Российские сейсмические суда с 2000-2025 года.

№	Название / Тип	Год постройки	Год начала работ / выбывания	Ледовый класс	Последняя конфигурация сейсмического оборудования
СМНГ					
1	Академик Примаков (3D, 2D)	1999, Норвегия	Куплен в 2017 / н.в.	ICE-1	3D: 12*6000 м (WG, Q-marine) 2D: 1*12000 м (WG, Q-marine)
2	Академик Немчинов (3D,2D,ИИ)	1988, Польша	3D с 1997 / н.в.	Arc 5	3D: 4*6000 м (Sercel Sentinel) 2D: 1*12000 м (Sercel Sentinel)
3	Академик Лазарев (2D)	1987, Польша	н.в.	Arc 5	2D: 1*12000 м (Sercel Sentinel)
4	Академик Наметкин (2D) / GeoArctic	1988, Польша	Выведен в 2020	Arc 5	2D: 1*12000 м (Sercel Sentinel)
5	Академик Шатских (2D)	1986, Польша	Утилизировано 2018	ICE-1A*	2D: 1* 10000 м (Sercel Sentinel)
6	Профессор Полшков (2D)	1984, Польша	Выведен в 2011 и утилизирован	ICE-1A*	2D: 1 * 9000 м (Sercel Seal Fluid)
7	Профессор Рябинкин (2D, Источник)	1989, Финляндия	н.в.	ICE-1 A	2D: 1*6000 м (Sercel Seal Fluid)
8	Искатель-5, катамаран (2D, Источник)	1989, Польша	Выведен в 2015 и утилизирован	-	2D: 1* 6000 м (Syntrak)
ДМНГ					
1	Академик Ферсман (2D)	1986, Польша	Выведен в 2021	ICE-1A*	2D: 1*12000 м (ION, DigiStreamer)
2	Зефир-1 (2D)	1987, Польша	Выведен в 2021	ICE-1A*	2D: 1*12000 м (ION, DigiStreamer)
3	Ориент Эксплорер (3D/2D) / Orient Explorer	1988, Польша	3D с 1995 / Выведен в 2021	ICE-1A*	3D: 4*6000 м (ION, DigiStreamer) 2D: 1*12000 м (ION, DigiStreamer)
4	Искатель-4, катамаран (2D, Источник)	1988, Польша	Выведен в 2021	-	2D: 1 * 6000 м (ION, DigiStreamer)
ПМГРЭ					
1	Академик Карпинский (2D)	1984, Николаев, Украина	Выведен в 2024	ICE-1B	2D: 1* 8000 м (ION, DigiStreamer)
МАГЭ					
1	Профессор Куренцов (2D, ИИ, Источник)	1976, Финляндия	Выведен в 2019	ICE-1	2D: 1*8100 (Sercel)
2	Дмитрий Наливкин (2D, ИИ, Источник)	1985, Финляндия	Выведен в 2024	ICE-1A*	2D: 1*10000м (Sercel Sentinel)
3	Николай Трубятчинский (2D, ИИ, Источник)	1991, Норвегия	с 2013/н.в.	ICE-1A*	2D: 1*12000 м (Sercel Sentinel)
СКФ ГЕО					
1	Вячеслав Тихонов (3D, 2D, Источник)	2011, Норвегия	Лизинг с 2011, куплен в 2022 / н.в.	ICE-1A	3D: 8*6000 м (Sercel Sentinel) 2D: 1*12000 м (Sercel Sentinel)
2	Иван Губкин (3D, 2D)	2011, Норвегия	Лизинг 2017 / сдан 2020г	ICE-1A*	3D: 14*8000 м (Q-Marin) 2D: 1*12000 м (Q-Marin)



Рис. 2. Объемы сейсмических работ 2D российскими судами с 2000 по 2025 год в РФ и за границей.

Рис. 3. Объем сейсмических работ 3D российскими компаниями с 2003 по 2025 год в РФ и за границей, а также иностранными судами в РФ.



- 8 судов 2D с высоким ледовым классом и возможностью буксировки кос до 12 км сейсмических кос: Академик Наметкин (первоначально был у АМИГЭ после 2011 передан в СМНГ), Академик Лазарев, Академик Шатских, Профессор Полшков (СМНГ); Академик Ферсман, Зефир-1 (ДМНГ); Академик Карпинский (ПМГРЭ); Дмитрий Наливкин, Профессор Куренцов (МАГЭ);
- 2 катамарана для 2D работ с косами до 6 км: Искатель-5 (СМНГ) и Искатель-4 (ДМНГ);
- 1 судно 2D с малым водоизмещением Профессор Рябинкин (СМНГ).

Некоторые из судов были в аренде у иностранных компаний, так например Академик Наметкин (АМИГЭ/СМНГ) был в аренде у компании Fugro до 2010 года. Суда ДМНГ были в аренде у PGS и CGG: Зефир-1 и Ориент Эксплорер до 2004, Академик Ферсман – до 2006. Многие из судов ходили под иностранным флагом, при этом экипажи оставались российскими. После 2018 года, в соответствии с постановлением Правительства, все суда сейсмического флота были переведены под флаг РФ. ПМГРЭ, в основном, работала и работает по проектам вне шельфа РФ, изучая геологическое строение мирового океана.

На рисунке 2 представлен график объемов работ 2D выполненный российскими судами (с учетом всех судов) в РФ и за границей с 2000 по 2025 год. Резкие скачки кривых связаны с неточностью отнесений объемов по двухлетним договорам. Можно заметить, что лидером в объемах сейсморазведочных работ была компания СМНГ. У всех компаний сейсмические суда работали как на шельфе РФ, так и по всему миру, имея

очень высокую загрузку (в среднем 5-20 тыс.пог.км в год, максимум до 25-30 ты.пог.км). Фактически за этот период судами выполнено 1 772 тыс.пог.км. сейсмики 2D по всему миру и около 121 тыс.кв.км. 3D.

Бурный рост работ на российском шельфе с 2012-2015 годах, в связи с лицензированием шельфовых участков и привлечением иностранных партнеров, позволил активно применять полученный на мировом рынке опыт нашими компаниями. Объемы 2D работ были полностью закрыты российскими судами, а вот с 3D возникла существенная проблема. Двух 4х косовых судов не хватало на заявленные нефтяными компаниями работы. В связи с этим российские сервисные компании начали привлекать иностранных партнеров с их современными многокосовыми (8 и более кос) судами для работ на шельфе РФ. С 2003 по 2021 года российскими компаниями, с привлечением иностранных судов, было выполнено около 54 тыс.кв.км. сейсмики 3D на шельфе РФ, при этом с 2011 по 2025 год около 48 тыс.кв.км.

В 2011 году в компании Совкомфлот открыто новое направление деятельности и взято в лизинг у компании Polarcus только что спущенное с верфи судно Polarcus Selma с конфигурацией 8 кос по 6 км, которое было переименовано в «Вячеслав Тихонов». Первоначально это было в рамках сотрудничества с СМНГ. С 2013 года СКФ Гео начало самостоятельную работу на рынке.

Существенным ударом по изучению шельфа РФ и развитию морской сейсморазведки было введение санкций в 2014 году и их постепенное усиление, что привело к сложностям работы российских компаний за границей, завозу оборудования и вообще приостановке геологоразведке на шельфе, но это далее.

«Не морские» сейсмические компании также пытались выходить на рынок. Так компания ТНГ-Групп в 2015-2017 годах совместно с компаниями BGP и COSL выполнило три проекта 3D на шельфе Охотского и Карского морей, но в связи с сокращением объемов работ направление было заморожено. Компания Геотек сейсморазведка несколько раз участвовала в тендерах на морские 3D в партнерстве с WG (Slb), но не побеждала. У компании PGS был в Москве, но производственных полевых работ так и не вышло.

После объединения ключевых российских геологоразведочных компаний в холдинг АО «Росгео» (среди них с морскими сейсмическими судами: СМНГ, ДМНГ и ПМГЭ), основная часть флота оказалась сосредоточенна фактически под одним управлением.

В 2017 года под проекты российских заказчиков Росгео/СМНГ и СКФ Гео берут два 3D судна. СМНГ купило 12 косовое – Western Neptun, 1999 года постройки у WG с оборудованием Q-marine (в аренде) рефлагировав и переименовав его в Академик Примаков. СКФ Гео взяло в аренду 14 косое судно Polarcus Amani 2011 года постройки у Polarcus с оборудованием Q-marine, переименовав его в Иван Губкин.

Фактически большинство 3D проектов на шельфе РФ оказались выполнены иностранными судами. В 2020 вышел Федеральный Закон №34, в соответствии с которым Правительство РФ обязывало недропользователей в приоритетном порядке использовать суда под национальным флагом, тем самым преимущество российским компаниям и судам. Осталась возможность: вводить иностранные суда, рефлагировать, выполнять работы, после чего выводить обратно. Можно было ввести судно и без рефлага-

ции, при условии, что в России аналогов нет, но тут возник вопрос технических деталей отличия требований в типе оборудования, количестве кос и т.д. Процесс завода судов с рефлагированием занимал от 3х до 6 месяцев с момента подачи документов, с наличием рисков отказа государственных органов. Таким образом, было реализовано несколько проектов.

Тенденции мирового нефтегазового рынка начали с небольшими задержками сказываться и на российском, что привело к сокращению объемов 2D и 3D работ с 2016-2017 годов. Все надеялись на кратковременный спад, но он продлился дольше. К сожалению, процесс развития шельфовых проектов в РФ начал еще сильнее замедляться, количество работ 2D и 3D существенно сокращалось. Важным моментом было выполнения минимальных объемов сейсморазведочных работ по лицензионным обязательствам. Без проведения бурения, подтверждения структур и открытия месторождений нецелесообразно выполнять дополнительные сейсмические работы. В конце 2020 года СКФ Гео прекратило аренду и сдало судно Иван Губкин в связи с отсутствием объемов работы на рынке РФ, оставшись с одним судном в управлении.

09.03.2022 введен указ Президента №311 запрещавший вывоз уникального оборудования из РФ. Это привело к тому, что если завозится и рефлагируется судно с оборудованием, то его вывоз возможен только через решение Президента. Из-за высоких рисков не вернуть судно, это наложило невозможность временного завоза судов, а с учетом уменьшения объемов сейсморазведочных работ покупка судна под один-два проекта оказалась экономически неоправданной. Также это дало преимущество имеющимся судам и компаниям.

Надо отметить, что 3D суда могут работать в варианте 2D, для них это проще, так как меньше оборудования находится за бортом, меньше рисков, больше автономность, но тут возникает вопрос экономики проекта, стоимости судна, топлива и т.д., однако такую возможность исключать нельзя. Как вариант, для оптимизации нехватки судов можно использовать синергию проектов, совмещая 2D и 3D проекты в один сезон.

Суда 2D и 3D также могут работать, как суда источники при работах с донным оборудованием, что и было сделано на нескольких проектах за последние годы. Суда 2D активно использовались для сейсмических работ в рамках инженерно-геологических изысканий под площадки бурения и объекты обустройства шельфовых проектов.

За последние несколько лет объем работ, а также загрузка российских судов с буксируемым оборудованием на шельфе РФ практически пришел к нулю. Как было сказано выше, большинство сейсмических судов флота РФ иностранной постройки 90х годов, уже работают более 35 лет, поэтому фактически исчерпали свой ресурс (в мировой практике 25 лет). Сейсмическое оборудование иностранного производства, приобретенное более 10-15 лет назад, что создает существенные сложности в его замене.

С учетом объемов работ по государственным контрактам и недропользователей, большинство судов стоит без работы, без технического обслуживания и к 2025 году в рабочем состоянии осталось 6 судов. Росгеология/СМНГ – Примаков 3D (последний проект был в 2023 году), Немчинов 3D, Лазарев 2D, , Рябинкин 2D; Росгеология/ДМНГ – нет рабочих судов, РГ/ПМГР – нет рабочих судов, МАГЭ – Трубяченсикй 2D, СКФ Гео – Тихонов 3D. А если исключить старше 25 лет,

то остается всего 1 судно (таблица 1). Некоторые из выведенных из работы судов можно отремонтировать, но это существенные затраты, которые нести без наличия проектов компании не могут.

В 2022 судно Вячеслав Тихонов выбыло выкуплено и стало полностью собственностью СКФ Гео. За годы управления судном и опытом работы на российском и зарубежном шельфе, команде удалось достичь хороших результатов, были проработаны схемы замены оборудования и технологий. СКФ Гео начиная с 2013 по 2025 годы выполнил в РФ и мировом рынке большой объем сейсморазведочных работ различного типа, в том числе по широкополосной сейсмике, многоазимутальным работам, 4D как полное судно, так и судно источник. СКФ фактически является единственной компанией в РФ, работающей на существенно сжатом мировом рынке с использованием современных технологий и методик.

В конце 2024 года МАГЭ купило за границей и ввело в строй многофункциональное судно Академик Казанин (2009 года постройки). Сейчас судно работает как раскладчик при 4D работах на шельфе Сахалина, но планируется переоборудование в полноценное 2D/3D. Данное судно пока не рассматривается как полноценное сейсмическое, но сам факт появления нового судна в РФ весьма положительный.

На текущий момент, с учетом геополитических санкций, работа на мировом рынке практически закрыта для наших судов и компаний. На Росгеологию, МАГЭ и СКФ Гео наложены санкции, как на компании, так и персональные на суда. Это существенно ограничивает работу, создавая сложности в логистике, бункеровках и заходах в порты. Российским компаниям сейчас возможно фактически работать только в азиатском, индийском секторах и странах также находящихся под санкциями. При таком количестве проектов, даже существующие суда, с учетом их года постройки, скоро выйдут из строя, и шельф РФ останется без возможностей морской сейсморазведки.

С момента введений антироссийских санкций были развернуты разнообразные программы импоротозамещения, в том числе для морской сейсморазведки с буксируемым оборудованием, но полностью готовых решений на весь технологический процесс так и не введено. Тут вопрос непростой, но один из факторов сдерживающих развитие отечественного оборудования и систем является отсутствие спроса – заказов на выполнение сейсморазведочных работ на шельфе от недропользователей и государства. Однако, в данный момент, есть возможность закупки китайских аналогов, которые уже работают на рынке и совместимы с имеющимися комплексами на судах.

Заключение

Как видно из представленного анализа объем сейсморазведочных работ и судов на шельфе сильно сократился как в России, так и за рубежом. При этом с 2023 года на мировом рынке наблюдается повышение активности к морским сейсморазведочным работам. Введены в работу после ожидания несколько 3D судов. Рынок морских сейсмических работ связан не только с геологоразведочными работам, но и с бурением и разработкой, поэтому активность в последних направлениях приводит к активности появлению новых сейсмических проектов.

В 2009-2011 года объём планируемых ГРР и перспективы доходности рынка

были существенно переоценены, что привело к увеличению судов, а с учетом рыночных тенденций по снижению стоимости нефти и активности зеленой энергетики, – к проблемам в мировой сейсморазведке.

Сменились тенденции сейсморазведочных технологий, если в большинстве случаев преобладали работы с буксируемым оборудованием, то сейчас существенный объем работ выполняется с многокомпонентными донными станциями в связи с более качественными данным и возможностью получения поперечных волн (обменных).

Мировой рынок фактически монополизирован одной компанией (Shearwater) владеющей основным сейсмическим флотом и производственными мощностями сейсмического оборудования, диктуя свою ценовую политику, но есть небольшие компании из разных стран мира которые пытаются создавать конкуренцию.

В РФ ситуация очень сложная из-за старого флота, практически до нуля снизились вложения в разведку шельфовых проектов в связи геополитической обстановкой и, как следствие, произошло уменьшение как корпоративных, так и государственных инвестиций в изучение и разведку. Также существенной проблемой является постепенно стареющее на судах оборудование, которое за несколько лет неиспользования постепенно приходит в негодность. При этом до сих пор отсутствуют российские работки полного комплекса сейсмического и вспомогательного оборудования.

Резкая выдача лицензий на шельфовые участки и первоначальная активность недропользователей с привлечением иностранных судов не позволила планомерно выполнять работы и развивать собственные суда, оборудование и технологии морских сейсморазведочных работ. Развитие началось только после введения санкций с параллельным кризисом в нефтегазовой отрасли.

При такой тенденции через несколько лет даже имеющиеся суда 2D и 3D, их оборудование без проектов и тех поддержки выйдут из строя. Уже необходима корректировка стандартов, Геолого-Технических заданий и тендерных документов с учетом фактического состояния рынка, судов и оборудования, иначе под сформированные, в годы расцвета отрасли, критерии уже нельзя будет выбрать судно и исполнителя.

Объем государственных контрактов сейчас минимальный по нескольким причинам. Во-первых, свободных зон вне лицензионных участков с возможными геологическим перспективами практически не осталось, опять же эти участки находятся в сложно-доступных районах Арктики с суровыми ледовыми условиям. Во-вторых, ГРР должно выполняться последовательно: если какие-то участки оценены сейсморазведкой и не пробурены, то идти дальше в более удаленные и сложные зоны рано и рискованно. К тому же разведка и добыча на шельфе намного более затратно, чем на суше, а в текущих мировых геополитических и финансовых реалиях выглядит нереализуемо. Недропользователи приостановили сейсмические исследования на шельфе в связи с выполненными достаточно большими объемами работ по некоторым регионам и участкам по тем же причинам.

Накопленные компетенции в планировании и выполнении морских сейсморазведочных работ уже теряются. Люди, оставшиеся без активной работы, уходят из отрасли в другие направления, что приводит к существенному оттоку знаний и невозможности их оперативного

восстановления в скором будущем корректно выполнять такие работы, если конечно потребуется. При этом, за границей есть потребность в кадрах и многие наши специалисты работают и переезжают за границу. Важным моментом является уровень заработной платы, которая сейчас на иностранных проектах существенно выше.

И, конечно же, в такой ситуации нужно заблаговременное стратегическое планирование загрузки компаний, судов, разработки оборудования и решения существующих и возникающих задач для изученности шельфа, а также возможностей в будущем не потерять квалификацию для разработки собственными силами.

Благодарности

Автор выражает огромную благодарность всем коллегам и друзьям, кто помог собрать аналитику по объемам работ, текущему состоянию рынка и истории развития морских сейсморазведочных работ.

Литература

1. Ампилов Ю.П. Сейсморазведка на российском шельфе // Offshore, № 2, 2015. с. 26–33.

2. Ампилов Ю.П., Горбачев С.В. (2025). Сейсморазведка 4D в России: опыт, проблемы, перспективы // Геология и геофизика, т. 66, № 7, 2025. с. 908–921, DOI: 10.15372/GiG2025112, EDN: XRANFU.

3. Ампилов Ю.П О трудностях освоения шельфа в России - интервью профессора Юрия Ампилова // Neftegaz.ru, 14 апреля 2017.

4. Богоявленский В.И. Углеводородные богатства Арктики и российский геофизический флот: состояние и перспективы // Морской сборник, М.: ВМФ, 2010, № 9, с.53-62.

5. Горбачев С.В. Методы повышения эффективности морских сейсморазведочных работ 3D // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №1, 2025.

6. Дмитриевский А.Н., Белонин М.Д. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов российского шельфа // Природа, 2004, №9, с.3-10.

7. Долгунов К.А. ОАО «Севморнефтегеофизика» 30 лет на рынке геофизических услуг // Мурманск, СМНГ, 2009. – 20 с.

8. Долгунов К.А. «Рынок сейсморазведки 2D пока не уходит в небытие» Интервью с генеральным директором ОАО «Севморнефтегеофизика», 2013.

9. Казанин Г.С., Макаров Е.С., Казанин А.Г., Базилевич С.О., Кашик М.А. Российское оборудование для работы на шельфе// Журнал «Neftegaz.RU», №11, 2019.

10. Казанин Г.С., Иванов Г.И. Инновационные технологии – основа стабильного развития ОАО «МАГЭ» // Разведка и охрана недр. – 2014. – № 4. – С. 3-7.

11. Лаверов Н.П., Дмитриевский А.Н., Богоявленский В.И. Фундаментальные аспекты освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа России // Арктика. Экология и экономика, №1, 2011, с.26-37.

12. Савицкий А.В. Шельф – Большие перспективы. Большие проблемы // Приборы и системы разведочной геофизики, №1, 2015, с.7-14.

Подробнее об авторе



Горбачев С.В.

ФГБУН ИФЗ
им. О.Ю. Шмидта
РАН, к.т.н.

Морские комплексные инженерные изыскания на континентальном шельфе: опыт и результаты АО «МАГЭ»

- Шепелев А.А., Барков Б.В., АО «МАГЭ», г. Москва.
- Казанин А.Г., Жилин Ф.Е., АО «МАГЭ», г. Мурманск.

Аннотация: *Освоение ресурсов континентального шельфа, включая нефтегазовые месторождения, представляет собой сложный и многоэтапный процесс, который невозможен без проведения детальных инженерных изысканий. Эти исследования являются ключевым элементом в обеспечении безопасности и надежности эксплуатации морских объектов, таких как буровые платформы, гидротехнические сооружения и подводные трубопроводы.*

В статье рассматриваются методические особенности и результаты морских комплексных инженерных изысканий, выполненных АО «МАГЭ» на континентальном шельфе. Основное внимание уделено обеспечению безопасности при эксплуатации объектов, что достигается за счет тщательного анализа геологического строения морского дна и выявления потенциальных угроз.

Авторы подробно описывают современные методики и специализированное оборудование, используемое для изучения рельефа дна, геологических процессов и свойств грунтов. Эти данные позволяют минимизировать риски, связанные с установкой и эксплуатацией нефтегазовых объектов. Особое внимание уделено комплексной интерпретации данных, полученных в ходе инженерно-геологических исследований. В статье обосновываются подходы к оценке геологических рисков, таких как оползни, разжижение грунтов, сейсмическая активность и другие природные явления, которые могут повлиять на устойчивость объектов на шельфе. Подчеркивается важность применения комплексного подхода, который включает геофизические, геологические и геотехнические методы.

Такой подход позволяет повысить точность прогнозов и снизить вероятность аварийных ситуаций. Результаты исследований демонстрируют, что использование современных технологий и методик значительно повышает уровень безопасности и надежности эксплуатации морских объектов. Статья также акцентирует внимание на необходимости дальнейшего развития и совершенствования методов морских инженерных изысканий. Это особенно важно для обеспечения устойчивого освоения ресурсов континентального шельфа в условиях растущих требований к экологической безопасности и экономической эффективности.

Авторы приходят к выводу, что благодаря внедрению инновационных технологий и комплексному анализу данных можно достичь высоких стандартов безопасности и минимизировать риски при освоении шельфовых месторождений.

Ключевые слова: *континентальный шельф, морские комплексные инженерные изыскания, инженерно-геологические исследования, нефтегазовая инфраструктура, геофизические исследования, сейсморазведка, опасные геологические процессы и явления.*

Введение

Главная задача инженерных изысканий на континентальном шельфе заключается в комплексном изучении особенностей строения верхней части разреза (ВЧР), состоящей преимущественно из горизонтально-слоистой толщи. Это включает определение инженерно-геологических и инженерно-геокриологических условий района работ, а также выявление потенциально опасных объектов и неблагоприятных явлений, способных повлиять на строительство морской нефтегазовой инфраструктуры.

Комплекс инженерно-геологических изысканий на шельфе направлен на изучение особенностей геологического строения донных осадков, а также на обнаружение и локализацию геологических и техногенных опасностей. Данные факторы могут представлять угрозу при строительстве нефтегазопромысловых сооружений, таких как плавучие буровые установки (ПБУ), самоподъемные плавучие буровые установки (СПБУ), полупогружные буровые установки (ППБУ), нефтепогрузочные терминалы, внутрипромысловые трубопроводы, морские хранилища и объекты подводного обустройства месторождений.

Объекты исследований, как правило, сосредоточены в интервале глубин от поверхности морского дна до первых сотен метров, который условно называется верхней частью разреза (ВЧР). Континентальный шельф представляет собой зону вокруг материков, простирающуюся от береговой линии (при низком стоянии уровня воды во время отлива) до бровки континентального склона, где происходит резкое увеличение глубины моря.

Комплексный подход к геолого-геофизическим исследованиям обладает значительными преимуществами по сравнению с применением отдельных методов. Эффективное изучение ВЧР требует выбора оптимального комплекса исследований с учетом потенциальных возможностей каждого метода, их информативности и совместимости разнородных данных.

Комплексные морские инженерные изыскания представляют собой обязательный этап подготовки и реализации проектов, связанных с освоением континентального шельфа, строительством морской инфраструктуры, прокладкой подводных трубопроводов и кабельных линий, а также обеспечением экологической и техногенной безопасности морских акваторий. Эти изыскания включают широкий спектр исследований, направленных на изучение рельефа морского дна, геологического строения, инженерно-геологических, геоморфологических, гидрометеорологических и экологических условий. В рамках изысканий также определяется состав, состояние и физико-механические свойства грунтов. Полученные данные используются для обоснования размещения полупогружных и самоподъемных плавучих буровых установок (ППБУ и СПБУ) на исследуемых участках акватории.

В условиях активного развития добычи углеводородов на континентальном шельфе, расширения морской логистики и строительства портовой инфраструктуры значение инженерных изысканий существенно возрастает. Они обеспечивают устойчивость и надежность проектируемых объектов, что делает их неотъемлемой частью реализации крупных инфраструктурных проектов.

В состав инженерных изысканий для строительства объектов на континентальном шельфе входят:

- инженерно-геологические изыскания;

• инженерно-гидрометеорологические изыскания;

• инженерно-геодезические изыскания;

• инженерно-экологические изыскания;

• Подводно-технические работы.

АО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (АО «МАГЭ») на протяжении многих лет успешно выполняет данный вид работ, обладая уникальным опытом и современным оборудованием для проведения комплексных морских инженерных изысканий. Компания активно участвует в проектах по освоению шельфа Арктики и других регионов, обеспечивая высокое качество исследований и соответствие международным стандартам. Благодаря профессионализму сотрудников и использованию передовых технологий, АО «МАГЭ» вносит значительный вклад в развитие морской инфраструктуры и обеспечение безопасности при реализации сложных проектов в морских акваториях [1-3].

Комплекс геофизических и гидротехнических методов в рамках инженерных изысканий

В состав инженерно-геологических изысканий включены разнообразные геофизические исследования, такие как:

• Сейсморазведка высокого разрешения (СВР);

• Высокочастотное (ВЧ) и низкочастотное (НЧ) непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП);

• Электроразведочные работы методом зондирования с помощью заземленных источников (ЗСБ);

• Гидролокация бокового обзора (ГЛБО);

• Гидромагнитная съемка.

• Подводно-технические работы.

Широкий спектр методов позволяет осуществлять комплексный анализ всех имеющихся данных, что в свою очередь повышает достоверность итогового результата (рис. 1).

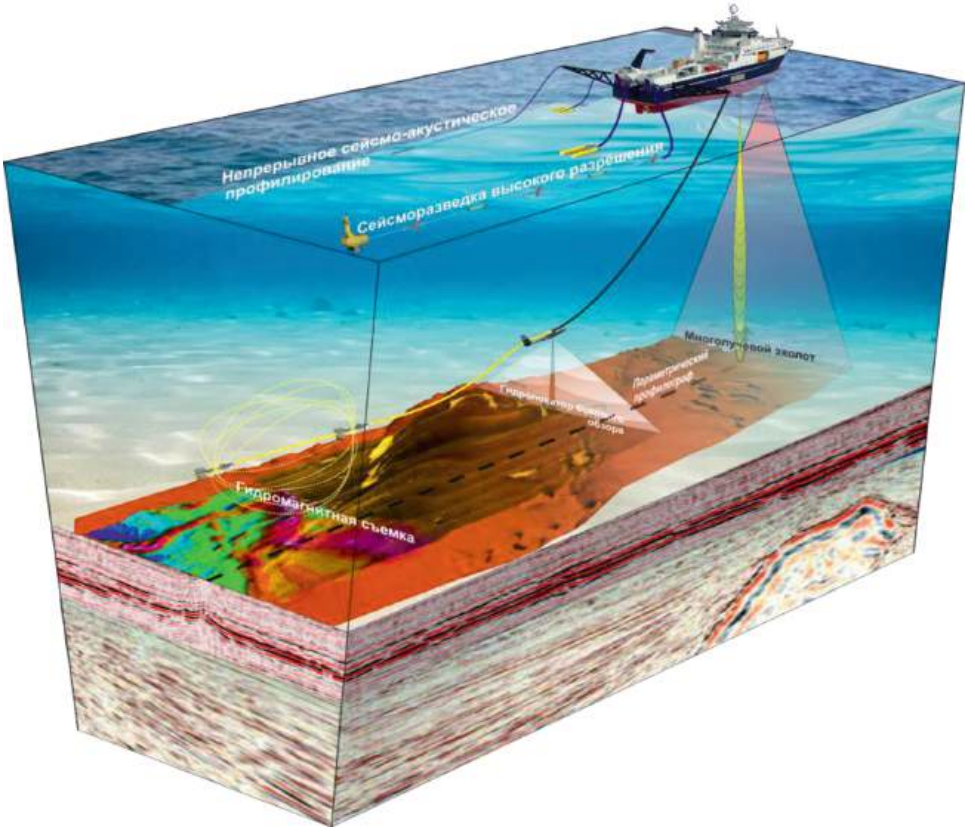
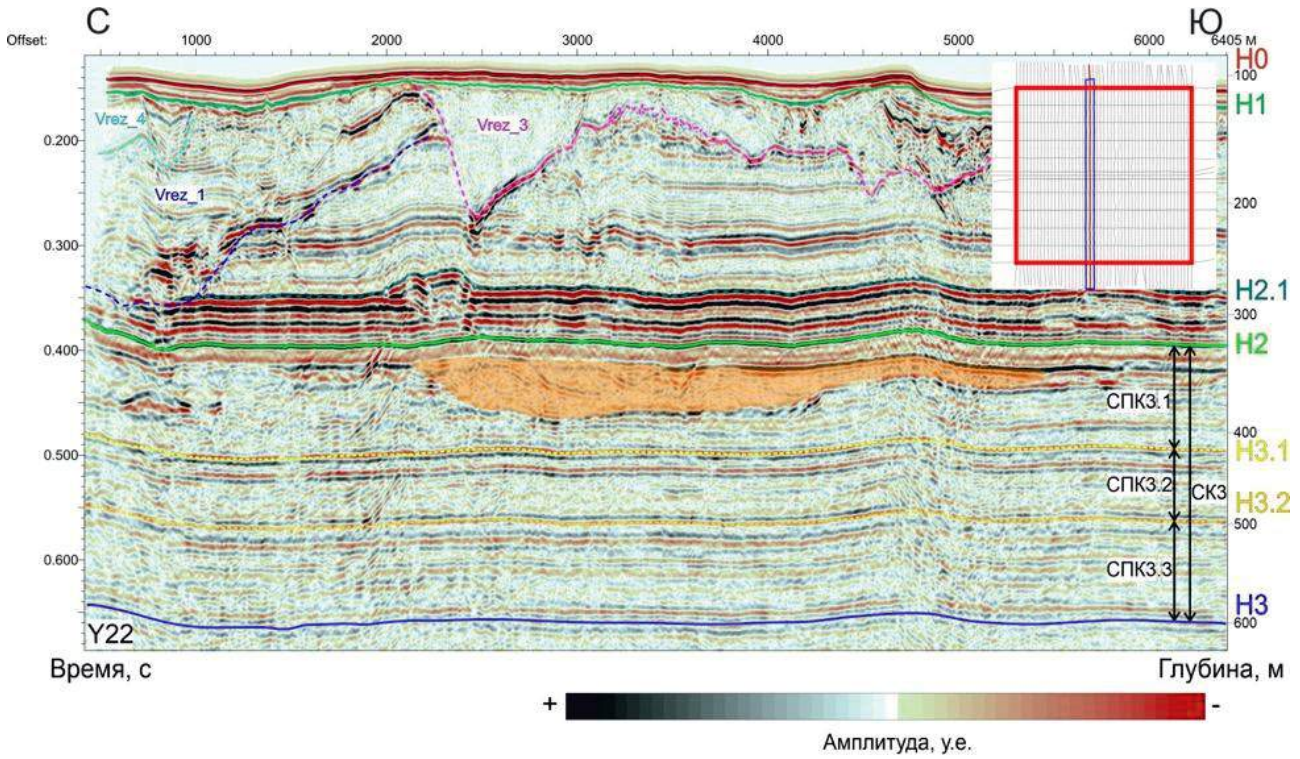


Рис. 1. Схема буксировки геофизического оборудования.



▲ *Рис. 2. Пример выделения сейсмических комплексов (СК) по данным СВР. Оранжевым выделен предполагаемый авандельтовый комплекс. На врезке показано положение профиля на участке исследований.*

Сейсморазведка высокого разрешения

Главная задача сейсморазведочных исследований высокого разрешения заключается в изучении верхней части разреза, а также выявлении потенциально опасных геологических процессов и явлений, которые могут привести к аварийным ситуациям или катастрофам при проведении эксплуатационного бурения.

Метод СВР направлен на изучение верхней части разреза с целью выявления потенциально опасных геологических процессов. В состав оборудования входят:

• Система регистрации и пневмоисточники: позволяют собирать и обрабатывать сейсмические данные;

• Компрессоры и контроллеры: управляют работой пневмоисточников, обеспечивая качественную регистрацию сигналов.

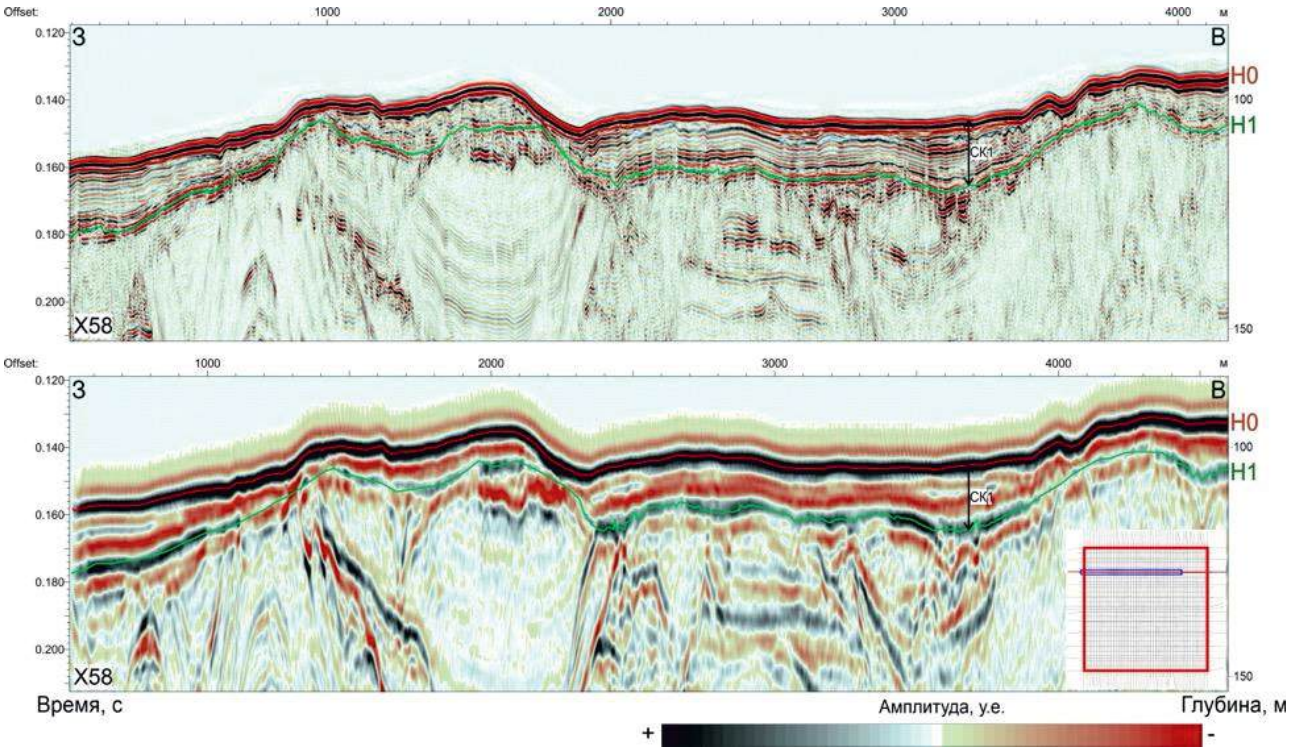
Сейсмические исследования проводятся по фланговой системе наблюдений, что позволяет максимально эффективно использовать имеющиеся ресурсы. Контроль качества данных осуществляется в процессе сбора информации с помощью специализированных систем [2-4].

Данными СВР охарактеризована верхняя часть геологического разреза до глубины более 1000 м ниже дна при вертикальной разрешающей способности около 4 м в верхней части разреза до 10 м в нижней (рис. 2).

Непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП)

Метод НСАП включает высокочастотное и низкочастотное профилирование. При проведении многоканального НЧ НСАП применяется телеметрическая система, что обеспечивает высокое качество регистрации. Используются следующие элементы:

• Сейсмоакустическая коса: буксирует-



▲ *Рис. 3. Пример выделения сейсмического комплекса по данным НЧ НСП (вверху) и СВР (внизу). На врезке показано положение профилей.*

ся на определенной глубине, чтобы минимизировать влияние кильватерной струи;

• Источники сигнала: используются для возбуждения сейсмических волн, которые затем регистрируются с помощью косы.

При работе с высокочастотным НСАП используется параметрический профилограф, который крепится к штанге. Система настроена на оптимальные параметры, чтобы обеспечить наилучшее освещение верхней части разреза (рис. 3).

Гидролокация бокового обзора (ГЛБО)

Метод ГЛБО применяется для детального изучения рельефа морского дна и его особенностей. Гидролокатор периодически излучает акустические импульсы и принимает сигналы обратного рассеивания. Для выполнения работ используется двухчастотный гидролокатор, который позволяет получать изображения дна с высокой разрешающей способностью. ГЛБО устанавливается на судне и погружается на необходимую глубину.

Обеспечение перекрытия между профилями критично для получения качественных данных. Также осуществляется контроль качества данных и их первичная обработка сразу после завершения профилирования.

Гидромагнитная съемка

Гидромагнитная съемка служит для изучения рельефа и определения геологических структур. Используются специализированные магнитометры для регистрации магнитных аномалий, что позволяет выявлять зоны тектонических нарушений и находить полезные ископаемые. Работы проводятся с борта судна с учетом характеристик глубины и рельефа. Данные обрабатываются для получения картографических материалов, необходимых для дальнейшего анализа и принятия решений [5].

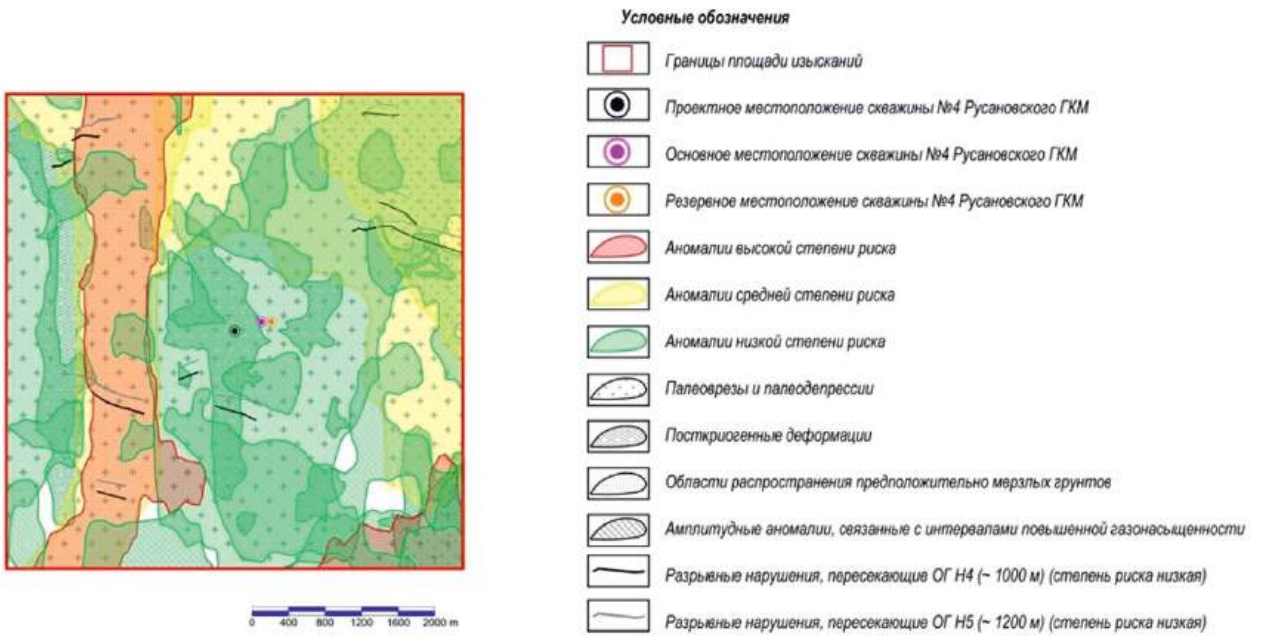
Выявление потенциально опасных и неблагоприятных для строительства инженерно-геологические объектов и явлений

Опасные и неблагоприятные геологические объекты и явления, такие как зоны разрывных нарушений, места скоплений свободного газа (газовые карманы), залежи слабых грунтов и погребенные речные врезы, представляют собой серьезную угрозу для состояния инженерных сооружений, экосистем и жизнедеятельности людей. Эти геологические структуры могут вызывать различные негативные последствия, включая аварии и экологические катастрофы. Разрывные нарушения особенно опасны, поскольку они могут приводить к сейсмическим смещениям земной поверхности в районах, где расположены элементы морской нефтегазовой инфраструктуры, и способны вызвать значительные разрушения. Чтобы эффективно выявить и оценить такие угрозы, рекомендуется использовать комплексные методы, включая гидролокацию бокового обзора, многолучевое эхолотирование и сейсморазведку. Эти подходы позволяют достичь наилучших результатов в обнаружении и анализе разрывных нарушений.

Активные разломы, например, могут проявляться в смещениях голоценовых осадков и формировать линейные уступы, что повышает риск возникновения аварийных ситуаций, особенно во время строительных работ на шельфе. Наличие приповерхностного газа и газовых карманов с повышенным пластовым давлением представляет собой потенциальную угрозу, поскольку вскрытие таких карманов при бурении может привести к неконтролируемым газовым выбросам, угрожающим как буровым судам, так и подводным добычным комплексам. В случае выброса газа в естественных условиях могут образовываться покмарки (газовые кратеры), которые оказывают негативное воздействие на гравитационные и заякоренные буровые платформы, а также могут приводить к провисанию подводных трубопроводов.

Кроме того, газонасыщенные отложения могут проявляться на временных разрезах как резкое увеличение амплитуд отражений с отрицательной полярностью, что связано с увеличением коэффициента отражения. Признаки вертикальной миграции газа к поверхности дна фиксируются в виде струй или локальных пламевидных областей, где наблюдается концентрация газа в отдельных слоях. Это сопровождается возрастанием амплитуд и сменой полярности отражений на сейсмических профилях. Для более полного понимания состояния инженерно-геологических условий также используются активные покмарки, которые могут быть обнаружены как с помощью непрерывного сейсмоакустического профилирования (НСАП), так и с использованием гидролокации бокового обзора и многолучевого эхолотирования. Эти методы способствуют повышению безопасности строительства и эксплуатации морских объектов [6-7].

Таким образом, комплексное использование вышеперечисленных методов и тщательный анализ полученных данных являются критически важными для эффективного выявления и оценки потенциальных опасностей. Это знание позволяет минимизировать риски, связанные с проведением инженерных изысканий и строительными работами на шельфе, обеспечивая безопасность как для работников, так и для экосистем, что имеет первостепенное значение в контексте устойчивого развития морских проектов.



▲ *Рис. 4. Сводная карта опасностей изучаемой площади изысканий.*

В результате работ составляется сводная карта опасностей (рис. 4). На сводную карту вынесены следующие типы опасных и неблагоприятных для строительства геологических процессов, и явлений:

- палеоврезы и палеодепрессии (степень риска – низкая или средняя);
- области распространения предположительно мерзлых грунтов (степень риска – высокая);
- посткриогенные деформации (степень риска – низкая);
- интервалы разреза с повышенной газонасыщенностью (степень риска – низкая);
- разрывные нарушения (степень риска – низкая).

Подводно-технические работы

Континентальные шельфы Арктики и Охотского моря представляют собой стратегически важные территории с уникальными запасами природных ресурсов, включая нефть и газ, обладающими значительным экономическим и энергетическим потенциалом для России. Их освоение требует комплексных исследований, направленных на анализ состояния подводной инфраструктуры, морских экосистем и устойчивости объектов к экстремальным условиям. Однако суровый климат, ледовая обстановка, низкие температуры и мощные подводные течения создают серьезные вызовы, требующие особого внимания к надежности и безопасности эксплуатационных процессов.

Современные технологии, включая телеуправляемые необитаемые подводные аппараты (ТНПА), играют ключевую роль в проведении работ на морских месторождениях в сложных условиях. Эти аппараты обеспечивают визуальный контроль, мониторинг и диагностику подводной инфраструктуры, а также гидрографическую съемку, позволяя оперативно реагировать на возможные аварийные ситуации и снижать риски для технического персонала. Они используются для трассировки трубопроводов, контроля электрохимической защиты, выявления и предотвращения коррозионных и механических повреждений, что способствует увеличению срока службы морских объектов и их стабильной эксплуатации.

Системный подход к применению ТНПА на континентальном шельфе Арктики и Охотского моря позволяет не только оперативно выявлять потенциальные угрозы и контролировать состояние подводной инфраструктуры, но и значительно снижать затраты на профилактический ремонт и модернизацию объектов. В настоящее время такие аппараты широко применяются для сопровождения буровых работ, мониторинга технического состояния подводных нефтегазовых объектов, оценки целостности трубопроводов, выявления утечек и проведения гидрографических исследований.

АО «МАГЭ» обладает многолетним опытом в мониторинге Киринского подводного добычного комплекса в Охотском море, обеспечивая его надежную эксплуатацию. Комплекс ежегодных полевых работ с применением ТНПА включает:

- визуальный осмотр подводных объектов на предмет утечек, повреждений, посторонних предметов, размывов грунта и наносов;
- очистку ключевых узлов и механизмов от биологических обрастаний;
- контроль эффективности электрохимической защиты;
- гидрографическую съемку морского дна, включая гидролокацию бокового обзора и многолучевое эхолотирование;
- сейсмоакустическое профилирование морского дна;
- определение координатных характеристик подводных объектов и их угловых отклонений;
- трассировку линейных объектов, включая контроль заглубления и отклонений от проектного положения;
- экологический мониторинг окружающей среды (отбор проб воды, грунта, газа, биоты).

В рамках своей деятельности АО «МАГЭ» активно использует телеуправляемый необитаемый подводный аппарат Sub-Fighter 15K, предназначенный для мониторинга, инспекции и диагностики подводной инфраструктуры, включая трубопроводы, платформы и подводные скважины. Этот аппарат способен работать на глубинах до 1500 метров, обеспечивая качественную визуализацию благодаря современным камерам и системе освещения. Высокая маневренность и точность управления позволяют использовать его в сложных подводных условиях, в том числе в зонах с неровным рельефом дна и ограниченным пространством (рис. 5).

Одним из ключевых преимуществ Sub-Fighter 15K является его модульная конструкция, позволяющая адаптировать аппарат под широкий спектр задач за счет оснащения различными инструментами и датчиками. В зависимости от требований эксплуатации на него могут устанавливаться гидравлические манипуляторы, эхолоты, гидролокаторы бокового обзора, системы определения планово-высотного положения и другие специализированные устройства. Это делает Sub-Fighter 15K универсальным средством для выполнения различных

▼ *Рис. 5. ТНПА Sub-Fighter 15K.*



видов подводных работ — от визуального осмотра и очистки конструкций от биологических обрастаний до проведения экологического мониторинга и контроля электрохимической защиты.

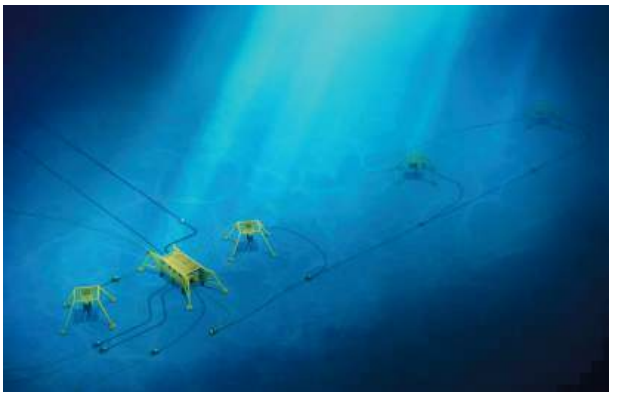
АО «МАГЭ» применяет Sub-Fighter 15K для обследования подводной инфраструктуры в акватории Охотского моря, включая Киринский подводный добычный комплекс. Аппарат регулярно проводит инспекцию трубопроводов и других подводных сооружений, выявляет дефекты и оценивает состояние конструкций, что позволяет своевременно выполнять профилактические и ремонтные работы. Использование Sub-Fighter 15K обеспечивает оперативное получение точных данных о состоянии подводных объектов, минимизируя риски аварий и повышая надежность эксплуатации морских объектов в сложных климатических условиях.

Таким образом, применение Sub-Fighter 15K в деятельности АО «МАГЭ» значительно повышает эффективность и безопасность подводных операций, позволяя поддерживать высокий уровень качества работ на континентальном шельфе Арктики и Охотского моря (Рис. 6).

АО «МАГЭ» на протяжении многих лет успешно использует технологии подводного мониторинга и диагностики на

▼ *Рис. 6. ТНПА Sub-Fighter 15K на борту судна во время выполнения полевых работ.*





▲ *Рис. 7. Подводный добычной комплекс Киринского месторождения.*

Киринском подводном добычном комплексе (ПДК). Этот комплекс представляет собой высокотехнологичную систему добычи углеводородов, функционирующую в сложных подводных условиях. Его ключевые особенности включают высокий уровень автоматизации, способность работать в экстремальных климатических условиях, а также интеграцию передовых технологий, направленных на повышение безопасности и эффективности разработки месторождения (Рис. 7).

Киринский ПДК оборудован современными системами, обеспечивающими непрерывный мониторинг технического состояния оборудования и подводной инфраструктуры. АО «МАГЭ» проводит комплексные обследования устьев скважин, контролируя состояние объектов обустройства и гарантируя их безопасную эксплуатацию.

По итогам работ по оценке состояния подводной газовой инфраструктуры выявлены следующие проблемы:

- большое количество посторонних объектов на акватории вследствие активной хозяйственной деятельности;
- ускоренное истощение жертвенных анодов, что повышает риск коррозии;
- многочисленные нарушения лакокрасочного покрытия (ЛКП);
- высокая скорость литодинамических процессов, вызывающая образование

новых свободных пролетов, размывы оснований опор и увеличение механических нагрузок на конструкции;

• затруднение доступа к элементам маркировки и технологическим надписям из-за активного биологического обрастания.

При выполнении работ в Охотском море АО «МАГЭ» сталкивается с дополнительными трудностями:

• активное судоходство и строительные работы на акватории часто вынуждают корректировать график выполнения задач;

• отсутствие нормативно-правовой базы для выполнения подводного обследования приводит к необходимости частых согласований и изменения методик, что усложняет работы.

Деятельность АО «МАГЭ» на Киринском ПДК выходит за рамки стандартного мониторинга. Специалисты компании проводят комплексные обследования, оценивая влияние внешних факторов на состояние подводной инфраструктуры. В рамках этих исследований анализируются литодинамические процессы, уровень коррозии, состояние лакокрасочного покрытия и жертвенных анодов. Кроме того, высокая концентрация посторонних объектов в акватории требует постоянного совершенствования методик и подходов к проведению обследований.

Выводы

В ходе анализа потенциально опасных и неблагоприятных для строительства инженерно-геологических объектов и явлений на шельфе выделяются ключевые аспекты, касающиеся их влияния на безопасность и устойчивость морских инженерных сооружений. Опасные геологические процессы, такие как разрывные нарушения, газовые карманы и слабые грунты, могут привести к серьезным аварийным ситуациям в процессе бурения и эксплуатации инфраструктуры.

Современные методы, включая гидролокацию бокового обзора (ГЛБО), многолучевое эхолотирование и сейсморазведку, играют важную роль в выявлении и оценке этих объектов, что позволяет минимизировать риски и повысить уровень безопасности. Разработка эффективных подходов к геоэкологическим исследованиям и внедрение новейших технологий дают возможность оперативно реагировать на потенциальные угрозы, обеспечивая надежность и безопасность инженерных решений.

Важность комплексного подхода к исследованию геологических условий, использование новейших методик и технологий, а также постоянный мониторинг состояния окружающей среды – это ключевые факторы, способствующие успешному проведению морских строительных работ и предотвращению аварийных ситуаций. В этом контексте значительный вклад в обеспечение безопасности подводной нефтегазовой инфраструктуры вносит многолетний опыт АО «МАГЭ» по инспектированию объектов в Охотском море.

Применение телеуправляемых необитаемых подводных аппаратов (ТНПА), в частности Sub-Fighter 15K, позволило существенно повысить точность мониторинга, снизить риски для технического персонала и обеспечить безопасное выполнение работ в сложных климатических условиях. В ходе анализа состояния Киринского подводного добычного комплекса (ПДК) специалисты АО «МАГЭ» выявили ряд проблем, включая ускоренное истощение анодов, повреждения защитных покрытий и негативное влияние литодинамических процессов. Данные факторы подчеркивают необхо-

димость постоянного мониторинга и профилактических мероприятий для предотвращения аварий и продления срока службы подводных объектов.

Несмотря на сложности, связанные с отсутствием нормативно-правовой базы и интенсивным судоходством, специалисты АО «МАГЭ» продолжают успешно выполнять поставленные задачи, применяя комплексный подход, включающий визуальный осмотр, контроль электрохимической защиты и экологический мониторинг. Опыт компании в использовании ТНПА на Киринском ПДК является примером эффективного внедрения современных технологий для обеспечения надежности и безопасности эксплуатации подводной нефтегазовой инфраструктуры в условиях Арктики и Охотского моря.

Эффективное применение данных методов не только защищает объекты и экосистемы, но и обеспечивает безопасность жизни людей, что является первоочередной задачей в сфере морского строительства и освоения шельфовых ресурсов.

Литература

1. Базилевич С.О., Казанина М.А., Жилин Ф.Е., Шепелев А.А, Кочетов М.В., 2024. Комплекс методов для изучения потенциально опасных геологических процессов при разведке и обустройстве нефтегазовых месторождений Южно-Карского шельфа. Газовая промышленность, 2024, № 2(861), с. 28-34.

2. Базилевич С.О., Казанина М.А., Жилин Ф.Е., Шепелев А.А, Кочетов М.В., 2023. Разработка и внедрение методики высокоточных гидромагнитных и набортных гравиметрических исследований при инженерных изысканиях на шельфе. Приборы и системы разведочной геофизики, 2023, №4 (79), с. 32-38.

3. Базилевич С.О., Казанина М.А., Жилин Ф.Е., Шепелев А.А, Кочетов М.В., 2024. Эффективность высокоточных гравимагнитных наблюдений при проведении инженерно-геологических изысканий. Деловой журнал Neftegaz.RU, 2024, № 3(147), с. 64-70.

4. Базилевич С.О., Казанина М.А., Кочетов М.В., Жилин Ф.Е., Шепелев А.А., 2023. Высокоточные гидромагнитные и набортные гравиметрические исследования при инженерных изысканиях на шельфе. Гелиогеофизические исследования. 2023, № 41, с. 27-33.

5. Казанин А.Г., Шепелев А.А., Коснырева М.В., Жилин Ф.Е., Демонов А.П., Кочетов М.В., 2023. Комплексирование данных сейсморазведки и магниторазведки при анализе палеоврезов и палеопонижений шельфа Карского моря. Приборы и системы разведочной геофизики, 2023, №3 (78), с. 131-139.

6. Кочетов М.В., Шепелев А.А., Челышев С.В., 2023. Возможности набортных гравиметрических и гидромагнитных исследований при решении инженерно-геологических задач на шельфе. Вестник Московского университета, серия 4 геология, 2023, № 3, с. 88-97.

7. Шепелев А.А., Жилин Ф.Е., Демонов А.П., 2021. Эффективность выполнения гидромагнитных градиентометрических исследований с использованием магнитовариационной станции при инженерно-геологических изысканиях на континентальном арктическом шельфе. Инженерные изыскания, 2021, Т. 15, № 3-4. с. 32-41.

Применение электроразведочных методов для оценки строения ВЧР и выявления опасностей при планировании строительства объектов на шельфе

Иванов С.А.[1], Владимиров В.В.[1], Горбачев С.В.[2], Кудрявцева Е.О.[1], Ситников А.А.[1], Шимянский Д.М.[1]

[1] ООО «СГНПК». г. Иркутск.

[2] ФГБУН ИФЗ им. О.Ю, Шмидта РАН, г. Москва.

Аннотация. *Наличие мелкозалегающего газа и мерзлоты представляет опасность при строительстве объектов на шельфе из-за экзогенных геологических процессов, которые могут привести к неконтролируемым выбросам газа и деформации грунта, и, как следствие, к деформации и разрушению сооружений. Одним из инструментов предотвращения соответствующих рисков является проведение инженерно-геофизических работ, направленных на выявление приповерхностных газовых скоплений и очагов развития (границ залегания) многолетнемерзлых пород, что позволяет оценить риски и, тем самым, повысить надежность предотвращения опасностей при строительстве объектов уже на этапе разработки проекта. Особое значение в данной связи приобретает выбор комплекса геофизических методов, позволяющих наиболее эффективно решить эту задачу. Одним из таких методов является электроразведка. В работе представлены результаты полевых и модельных электроразведочных исследований посредством комплексирования с результатами сейсмических инженерно-геологических изысканий в целях прогнозирования приповерхностных залежей газа. На примере шельфа Печорского моря доказана эффективность дифференциально-нормированного метода электроразведки (ДНМЭ) для выявления особенностей строения верхней части разреза, которые могут представлять существенную угрозу для строительства объектов.*

Ключевые слова. *Электроразведка, сейсморазведка, комплексирование геологоразведочных методов, удельное электрическое сопротивление, вызванная поляризация, верхняя часть разреза, опасные геологические процессы, приповерхностные залежи газа, инженерно-геологические исследования.*

Введение

Одним из факторов риска при строительстве объектов на шельфе является наличие в верхней части разреза (ВЧР) газонасыщенных и мерзлых пород. Их присутствие существенно ограничивает возможности постановки буровых установок, бурения и строительства объектов обустройства. В работе рассматриваются результаты переобработки материалов нефтегазопоисковых электроразведочных работ дифференциально-нормированным методом и проведенного численного моделирования для определения возможностей ДНМЭ по решению инженерно-геологических задач, направленных на снижение рисков при строительстве сооружений на шельфе. В пределах рассматриваемого региона практически повсеместно в грунтах отмечается присутствие свободного газа. При бурении инженерно-геологических скважин в мелководных районах Печорского и Карского морей наблюдались выбросы газо-водяной смеси, насыщенной взвешенными грунтовыми частицами. Выбросы происходили в диапазоне глубин от 20 до 50 м

ниже поверхности дна, и были связаны с интервалами газонасыщенных осадков, имеющих аномально высокое пластовое давление (АВПД), наличие которого объясняется присутствием в разрезе толщи многолетнемёрзлых грунтов, а также процессами её деградации [4].

Скопления газа в мини-ловушках или диспергированный газ создают внутри осадочных толщ избыточное, по отношению к гидростатическому, поровое давление. Это делает газонасыщенные грунты неустойчивыми к внешним динамическим нагрузкам, а также служит одной из причин естественных деформаций четвертичной толщи [3].

В целях изучения геологического строения ВЧР, выявления зон газосодержания и многолетнемерзлых пород (ММП) проводится большой объём различных геофизических исследований. Доминирующее положение при инженерно-геологических изысканиях (ИГИ) занимают сейсмические методы в высокочастотных и низкочастотных модификациях: сейсморазведка ультравысокого, высокого и сверхвысокого разрешения (СУВР, СВР, ССВР) [5]. Вместе с тем, как показали результаты моделирования и переобработки данных, ориентированной на изучение геоэлектрических свойств ВЧР на одном из участков шельфа Печорского моря, комплексное изучение распределения регистрируемых геоэлектрических параметров, а также вычисляемых параметров вызванной поляризации (ВП) и удельного электрического сопротивления (УЭС) уже на этапе выполнения нефтегазопоисковых электроразведочных работ (ЭР) позволяет решать задачу по обнаружению и картированию участков с приповерхностными скоплениями газа, и, как следствие, являться эффективным инструментом для снижения рисков и обеспечения последующего безаварийного бурения [2]. В [2] было отмечено влияние присутствия диспергированного газа на различные электроразведочные параметры. В настоящей статье полученные результаты рассматриваются более подробно.

Задачи работы

В 2006 году были выполнены нефтегазопоисковые ЭР на одном из месторождений шельфа Печорского моря [7, 8]. Для работ использовались буксируемые в водном слое приёмная и питающая косы. Длина источника тока составила 475 м, общая длина приемно-измерительной установки - около 2 км. Измерения и запись электромагнитных зондирований проводились по прямолинейным профилям в непрерывном режиме. Точки физнаблюдений (пикеты) формировались на профилях с шагом через 1 км, при этом область осреднения данных при формировании пикетов составляла 3 км, которой, в зависимости от скорости судна, соответствовало 150-200 реализаций.

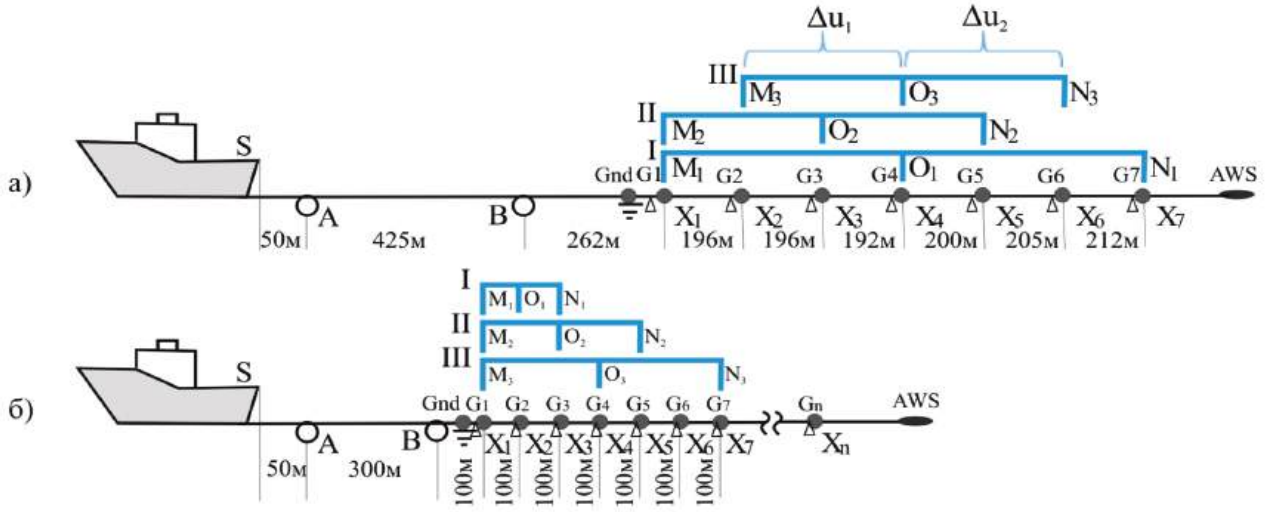
В 2020 году материал подвергся переобработке, при этом существенное внимание было уделено определению возможностей электроразведки для оценки строения верхней части разреза и выявления инженерно-геологических опасностей. В качестве полигона для проведения исследований была выбрана площадка постановки на точку буровой установки размером 3 х 3 км. На территории площадки уже были выполнены работы по обработке данных инженерного бурения, а также сейсмических работ сверхвысокого и высокого разрешения. На электроразведочных профилях, пересекающих площадку (их оказалось два), в целях повышения детальности исследований были сформированы новые точки физнаблюдений

с шагом через 100 м и областью осреднения 300 м (18-30 реализаций).

Объектом исследования являлись песчано-глинистые образования плиоцена, плейстоцена и современные алеврито-песчаные осадки: пески, глины, суглинки и супеси ВЧР, расположенные в интервале от поверхности до глубины 100 м. По данным инженерно-геологического бурения наличие мерзлых льдистых грунтов в пределах площадки не установлено. Исходя из общей картины обнаружения мерзлых пород в районе исследования предполагается, что ММП полностью протаяли. Свободный газ, наблюдаемый на временных сейсмоакустических разрезах, содержится в основном в виде скопления отдельных «пузырьков» (в диспергированной форме) и не создаёт значимых величин пластового давления. Поскольку для проведения электроразведочных нефтегазопоисковых и инженерно-геологических работ требуются установки с различающейся конфигурацией - назовём их, соответственно, большая и малая установка (рис. 1) - в целях объективной оценки результатов обработки полевых измерений с большой установкой дополнительно были исследованы результаты обработки синтетических данных, полученных с малой установкой, все они сопоставлялись с данными, полученными по результатам сейсмических исследований.

Результаты исследования

На первом этапе для изучения возможности обнаружения приповерхностного газа малой установкой (рис. 1-б) были проведены экспериментальные расчеты по синтетическим моделям с помощью разработанной в ООО «СГНПК» программы ESDesiner. Программа ESDesiner предназначена для проведения численных экспериментов по расчёту электромагнитного (ЭМ) отклика при возбуждении геоэлектрического разреза произвольно погруженной в первый слой слоистой среды электрической линией. Линия задает положение источника и приёмников, количество секций приёмной линии и коммутацию электродов, между которыми рассчитывается разность потенциалов



Обозначения: S - корма; A, B - питающие электроды; Gnd - электрод "земля";
G1-Gn - заглубители; X1-Xn - измерительные электроды; AWS - надводный стабилизатор
I, II, III - номера разносов

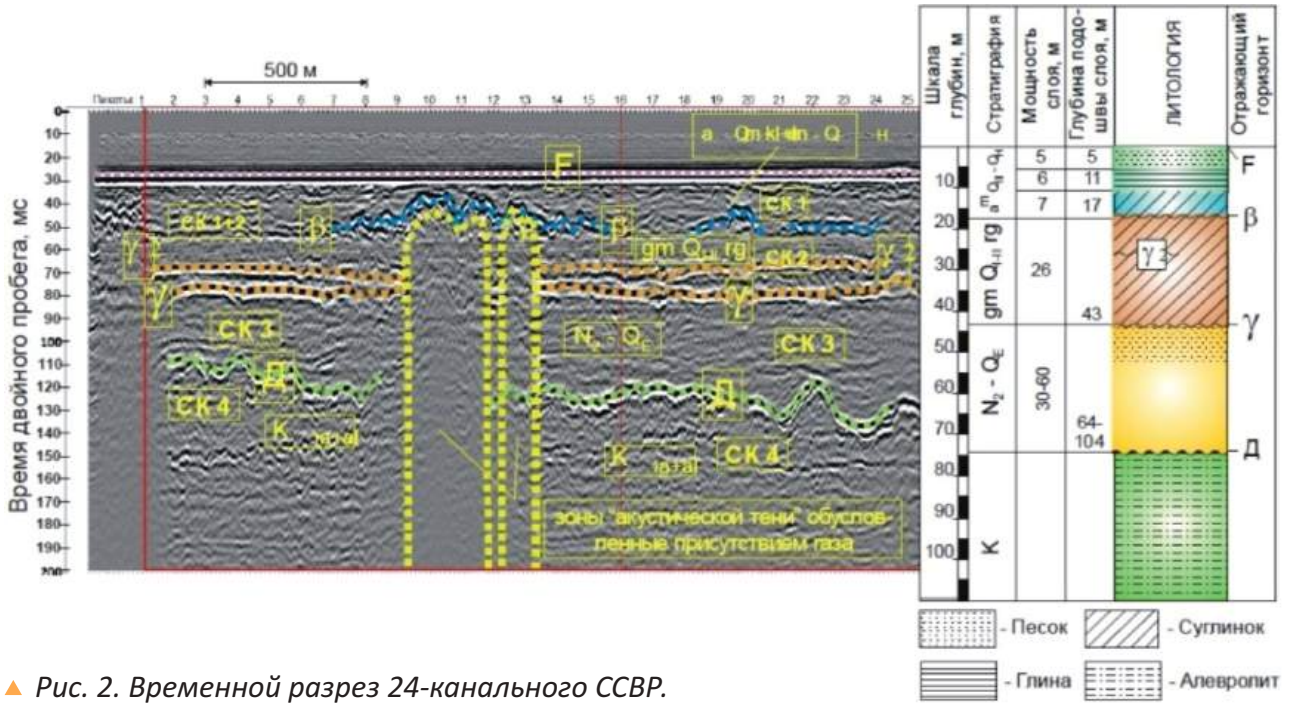
▲ *Рис. 1. Морская электроразведочная многоразносная установка AB-MON: а) для проведения нефтегазопоисковых работ; б) для проведения инженерно-геологических исследований.*

(ΔU MN) и вторая конечная разность (Δ2U MON), как во время пропускания тока, так и во время переходного процесса. Кроме того, есть возможность проводить моделирование положения секционной косы в среде, и, таким образом, исследовать его влияние на электромагнитные данные.

Для решения задачи поиска приповерхностного газа были созданы 9-слойные синтетические геоэлектрические модели. За основу была принята 7-слойная модель, построенная на основе данных бокового каротажа скважины глубокого бурения, которая затем детализировалась в верхней части разреза (табл. 1). За опорный слой приняты вскрытые на глубине ~2.7 км высокоомные доломито-ангидритовые отложения каменноугольного возраста. Время записи сигнала составляло 3.5 с. В эту модель газонасыщенный слой вводился следующим образом: второй геоэлектрический слой разбивался на три слоя, поэтому модель становилась 9-слойной. Кровля геоэлектрического пласта ассоциировалась с сейсмическим отражающим горизонтом «β», выделенным по данным инженерно-геологических изысканий на площадке методом ССВР (рис. 2). В данных условиях горизонт «β» контролирует подошву глинистой пачки, которая, в свою очередь, является своеобразной «покрышкой», препятствующей движению посткриогенного газа в вышележащие слои, вследствие чего горизонт «β» наиболее отчетливо прослеживается в районах, приуроченных к газовым аномалиям. В соответствии с имеющейся априорной информацией с наличием газа ассоциировался 3 - й геоэлектрический слой. Поскольку присутствие газа в разрезе повышает сопротивление в ВЧР, УЭС в 3-м слое аномальной модели было задано на уровне 10 Ом·м, а в случае отсутствия газа (в нормальной модели) составляло 3 Ом·м (табл. 1). Участки с наличием газа задавались в соответствии с результатами ИГИ на площадке, где были выделены зоны газосодержащих грунтов (ГГ). Для экспериментальных расчетов были созданы варианты моделей с разной мощностью 3-го слоя по участкам реальных профилей, расположенных в районе площадки. В табл. 1 показана модель с мощностью ГГ 15 м.

Поиск участков с приповерхностным газом методом ДНМЭ в условиях возбуждения разреза прямоугольными разнополярными импульсами можно одновременно проводить в режиме постоянного тока с расчетом кажущегося сопротивления ($\rho_к$) и в режиме переходных процессов - изучением отклика среды во время токовой паузы с получением значений ΔU, Δ2U на фиксированных временах спада. Геологическая интерпретация проводится с использованием карт и псевдоразрезов распределения $\rho_к$, глубинная привязка носит ориентировочный характер и зависит от размеров и конфигурации установки, а также карт и временных разрезов распределения параметров ΔU и Δ2U. Эта информация может быть обработана оперативно.

При работах в режиме переходных процессов реализуется возможность для изучения площадного послойного и вертикального (в виде глубинного геоэлектрического разреза) распределения параметров УЭС и ВП. Аномалии УЭС в сочетании с фоновыми значениями ВП могут ассоциироваться с мерзлотой, а в сочетании с аномалиями ВП – с присутствием в разрезе УВ. Вместе с тем, при больших объемах работ увеличивается длительность интерпретационного этапа за счет проведения инверсии данных. Понятно, что при поисках объектов с небольшой глубиной залегания эффективность работ возрастает при использовании установки с небольшими размерами приёмной и генераторной линий.



▲ *Рис. 2. Временной разрез 24-канального ССВР.*

Стратигр. привязка	Исходная нормальная модель			Детализированная нормальная модель			Аномальная модель		
	Слой	H*, м	ρ, Ом·м	Слой	H, м	ρ, Ом·м	Слой	H, м	ρ, Ом·м
Вода	1	23	0.25	1	23	0.25	1	23	0.25
KZ	2	100	3	2	11	3	2	11	3
				3	15	3	3	15	10
				4	74	3	4	74	3
K_1	3	174	4	5	174	4	5	174	4
J_2-J_3	4	227	4	6	227	4	6	227	4
P_2-T_3	5	1862	7	7	1862	7	7	1862	7
P_1-P_2	6	377	10	8	377	10	8	377	10
Опорный	7	∞	1000	9	∞	1000	9	∞	1000

***- мощность**

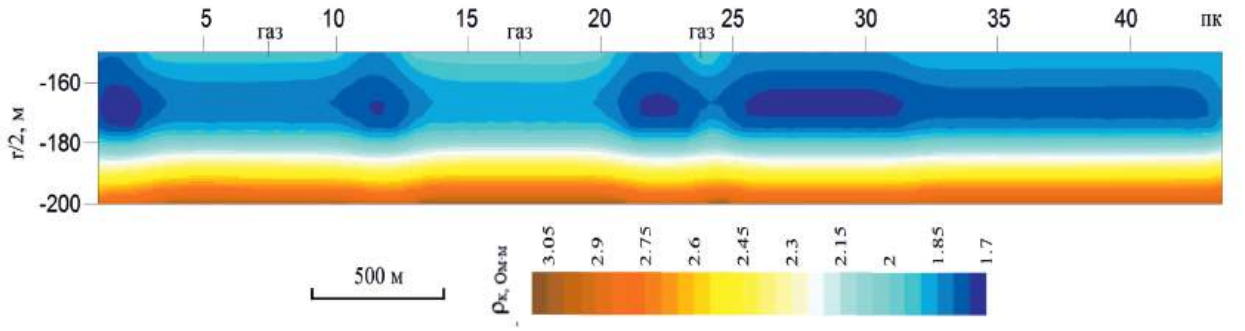
▲ *Табл. 1. Параметры модели, адаптированной для поисков приповерхностного газа.*

Представленную на рис. 1-б установку для инженерных изысканий нетрудно реализовать на практике, а набор электродов X1-Xn позволяет использовать любые комбинации разносов MN, в зависимости от поставленной геологической задачи. Глубинность (z) проведения исследований такой установкой на постоянном токе определяется по формуле:

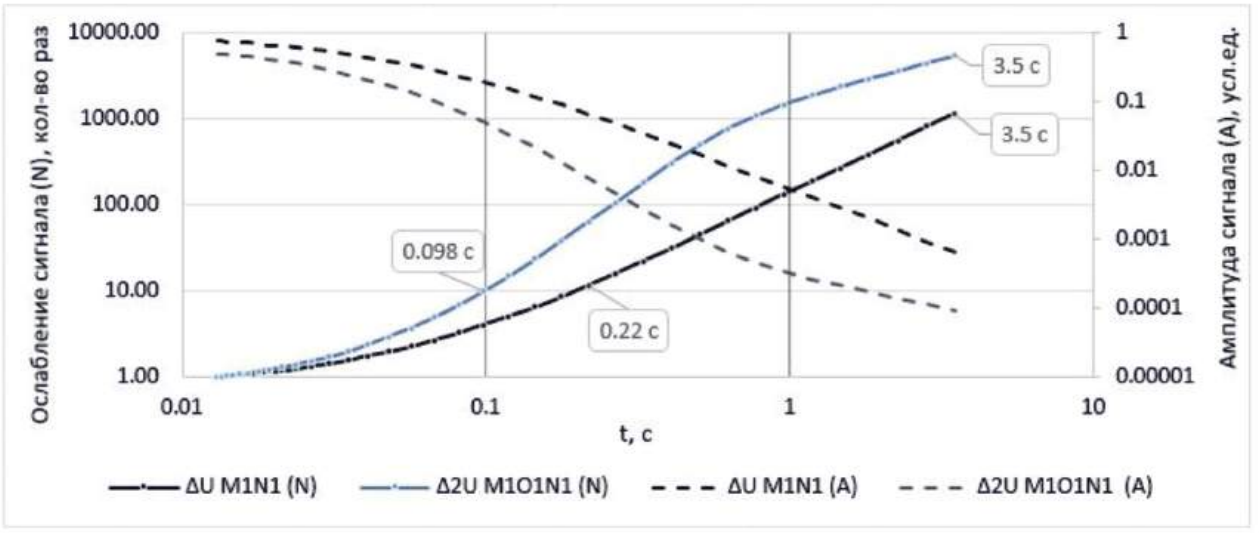
$$z = \frac{r}{2} = \frac{\frac{AB}{2}+BM+\frac{MN}{2}}{2}, \qquad (1)$$

где AB – длина питающей линии, MN – длина приёмной линии, BM – расстояние между приёмной и питающей линиями, r – расстояние между центрами диполей AB и MN. Согласно [5] величина z может составлять от r/2 до r/4. Это значит, что для данной установки глубинность исследований при приёмной линии на 1-м разносе M1N1 может составлять 87.5 - 175 м (рис. 1- б).

По моделям с помощью программы ESDesigner были получены параметры ΔU и Δ2U, и рассчитано кажущееся сопротив-



▲ *Рис. 3. Псевдоразрез распределения кажущегося сопротивления ($\rho_к$) по профилю EM0606 .*

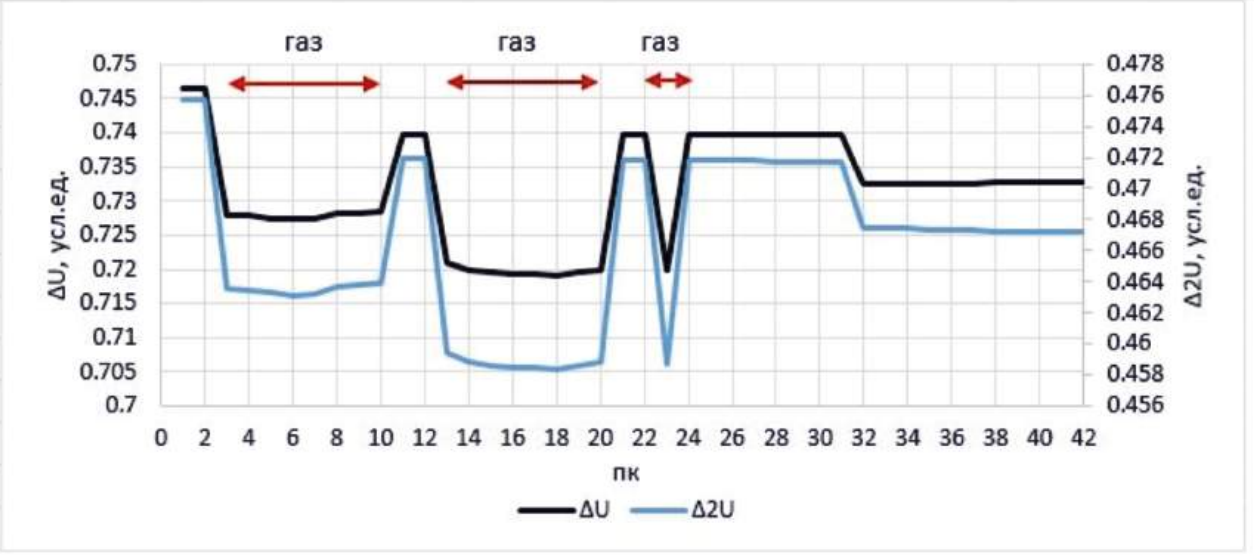


▲ *Рис. 4. Графики изменения интенсивности сигналов ΔU и Δ2U с течением времени спада.*

ление. На рис. 3 показан псевдоразрез по детализированному профилю EM0606, построенный для разноса I с толщиной ГГ 15 м и обозначены участки с наличием приповерхностного газа, которые уверенно фиксируются повышением сопротивления в самой верхней части разреза. На графиках, представленных на рис. 4 и построенных для пикета, расположенного в районе ГГ, сплошными линиями показана величина ослабления сигнала по отношению к его амплитуде в начале записи (начало записи - время спада 0.0128 – 0.0132 с), а пунктирными – сам сигнал в условных единицах. Показательно, что уже на временах 0.098 с (для Δ2U).

Амплитуда сигналов для установки А 300 В 100 М1 100 О1 100 N1 (разнос I) снижается в 10 раз. Становится очевидным, что доступная для уверенной регистрации в геоэлектрических параметрах ΔU и Δ2U информация о распределении в ВЧР приповерхностных залежей газа содержится на ранних временах спада. Для картопостроения был выбран диапазон времён 0.015 – 0.016 с, в пределах которого снижение амплитуды сигнала для ΔU и Δ2U, соответственно, составляет 5% и 7%.

На рис. 5 представлены графики распределения параметров ΔU и Δ2U. Пикеты с заданным сопротивлением 10 Ом·м в 3-м слое, которое имитирует присутствие приповерхностного газа, четко выделяются пониженными значениями ΔU и Δ2U. Графики практически идентичны, отличаются только абсолютными значениями сигнала, такая же закономерность наблюдается и на картах распределении параметров ΔU и Δ2U, что позволяет при рассмотрении результатов выборочно использовать любой из них.



▲ *Рис. 5. Графики распределения значений разности потенциалов ΔU и конечной разности потенциалов Δ2U на времени спада 0.0155 с при мощности газонасыщенных грунтов 15 м.*

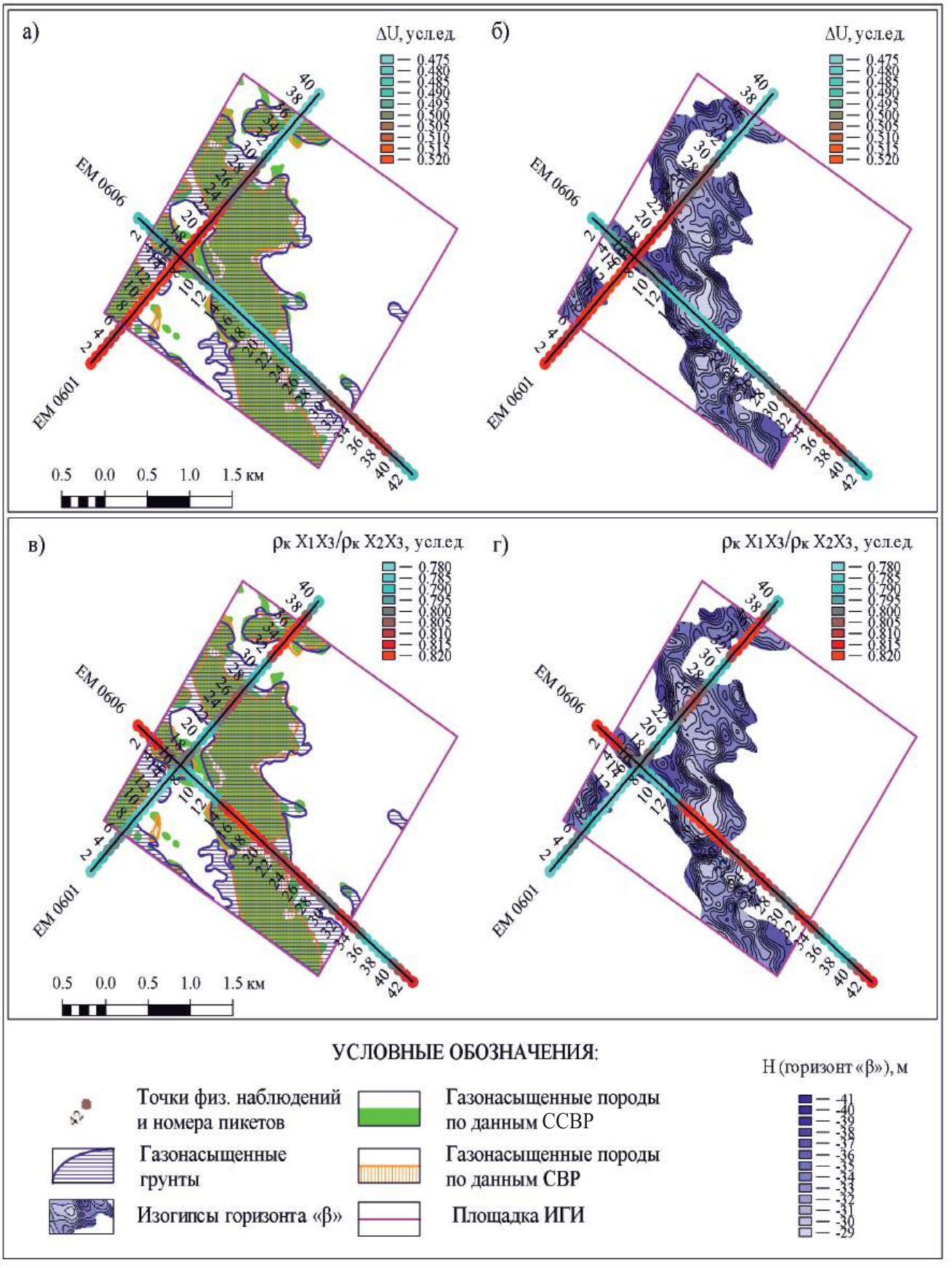
На втором этапе была осуществлена переобработка данных ДНМЭ за 2006 г. и проведено сопоставление площадного распределения параметров ΔU, Δ2U, ρк с имеющимися контурами газосодержащих грунтов и газовых аномалий, выделенных методами ССВР и СВР, а также со структурной картой по ОГ «β», контролирующему поверхность газонасыщенных грунтов (рис. 6).

Обращает внимание прослеживаемая на качественном уровне достаточно хорошо выраженная приуроченность участков уменьшения значений ΔU, Δ2U к газовым аномалиям и приподнятым участкам структурного плана горизонта «β». Распределение кажущегося сопротивления (использовался параметр отношения ρк на разных разносах) также хорошо коррелирует с поверхностью отражающего горизонта, возрастая на его приподнятых участках. Необходимость ввода параметра отношения ρк вместо истинных значений связана с ещё нереализованной записью тока в лог-файл на момент проведения работ 2006 года. Процедура деления позволяет устранить ошибки, связанные с неточными величинами тока, заложенными в программу расчета ρк.

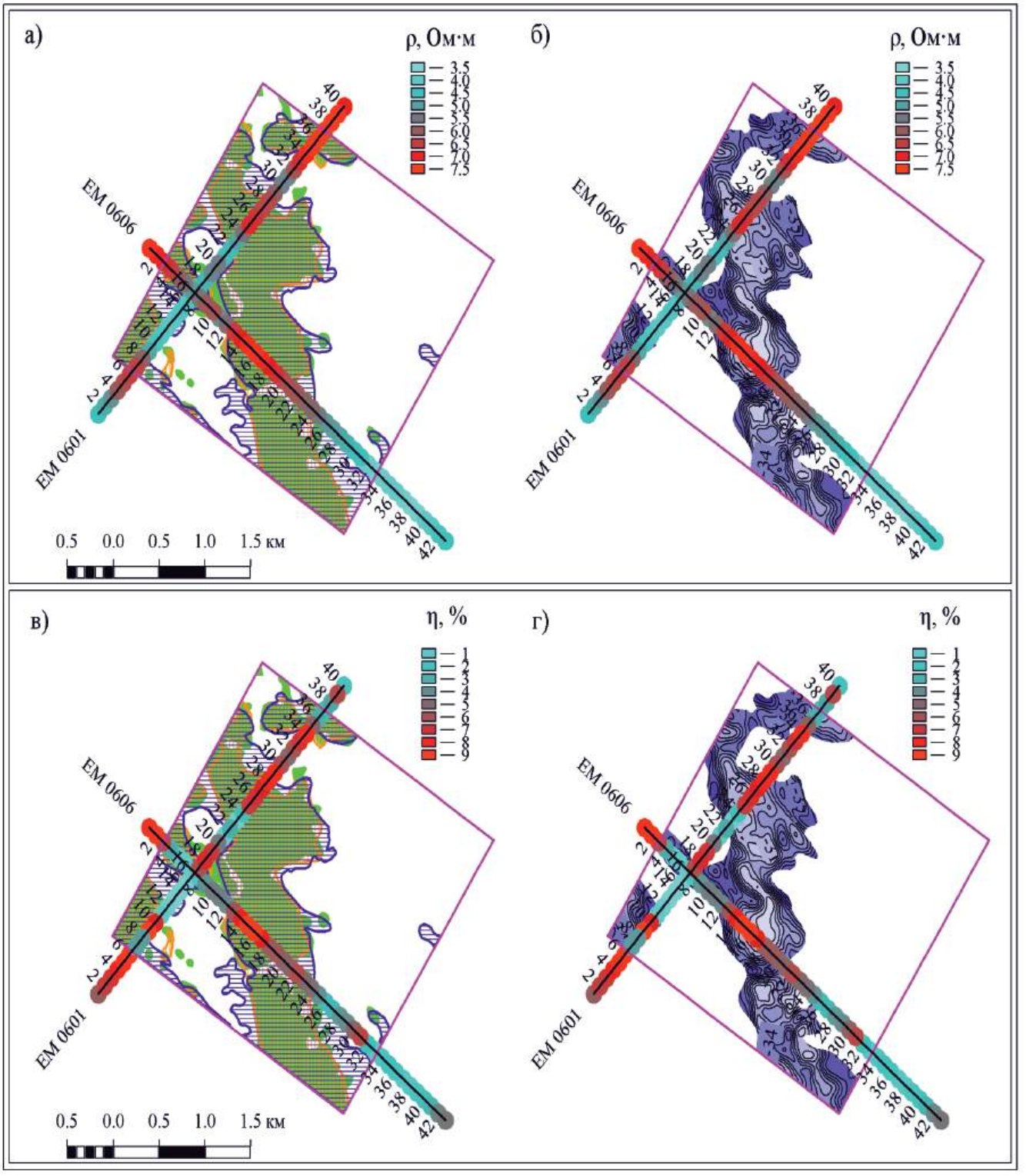
Таким образом, полученные данные хорошо согласуются с данными моделирования по синтетической модели и показывают принципиальную возможность использования непосредственно замеренных в ходе полевых работ (а значит и оперативно получаемых) параметров ΔU, Δ2U и ρк для картирования приповерхностных скоплений свободного газа.

На третьем этапе проводилась инверсия на основе вышеописанной модели. Поскольку многократным решением обратной задачи было установлено наличие эквивалентных связей между геоэлектрическими параметрами тонкослоистой среды в ВЧР, в дальнейшем анализе рассматривались интегральные величины УЭС и ВП.

Для сопоставления данных инверсии с контурами газосодержащих грунтов и газовых аномалий, и со структурной картой по поверхности газонасыщенных грунтов было рассчитано среднее значение УЭС в интервале со 2-го по 4-й геоэлектрические слои (рис. 7-а, б). При сопоставлении местоположения газовых аномалий с участками повышенных



▲ *Рис 6. Сопоставление распределения ΔU (а, б) и $\rho_к$ (в, г) с газовыми аномалиями, выделенными методами ССВР и СВР (а, в), и со структурной картой отражающего горизонта «в», контролирующего поверхность газонасыщенных грунтов (б, г).*



▲ *Рис. 7. Сопоставление распределения УЭС (а, б) и ВП (в, г) с газовыми аномалиями, выделенными методами ССВР и СВР (а, в), и со структурной картой отражающего горизонта «в», контролирующего поверхность газонасыщенных грунтов (б, г).*

значений УЭС, как и в случае сопоставления с ΔU, Δ2U и ρк, прослеживается достаточно устойчивая взаимосвязь. Над скоплениями газа, картируемыми сейсмическими методами, наблюдается возрастание сопротивления в ВЧР. Менее четкая картина наблюдается при сопоставлении газовых скоплений со схемой распределения коэффициента поляризуемости (рис. 7-в, г).

Ситуацию можно описать следующим образом: реакция параметра η на присутствие газа в ВЧР присутствует, но для определения точного местоположения источников ВП, по всей видимости, данная установка оказалась не приспособлена. Последнее может быть объяснено двумя причинами: во-первых, на более ранних окнах, на которые поступает информация от поляризующихся объектов в ВЧР, соотношение полей индукции и ВП ещё велико, и для повышения точности инверсии данных необходимы полное понимание конфигурации установки (обеспечивается датчиками GPS на судне и в хвостовой части косы) и контролируемое заглубление ниже линии волнения моря, что по технологии 2006 года ещё не могло быть обеспечено. И, во-вторых, параметры установки были адаптированы на повышение глубинности исследований, что не в полной мере подходит для изучения ВП в ВЧР.

Заключение

В результате проведённых исследований установлено, что:

1) Повышение сопротивления в приповерхностной части разреза, связанное с присутствием газосодержащих грунтов, оказывает влияние на параметры ΔU и Δ2U. Участки с наличием газа выделяются понижением значений этих параметров, имеют амплитуду и контрастность, достаточные для уверенной регистрации на ранних временах спада.

2) Повышение кажущегося сопротивления $\rho_к$ на небольших глубинах в ВЧР может быть связано с присутствием газосодержащих грунтов.

3) Для оперативной оценки площадей, расположенных в аналогичных геолого-геофизических условиях, на наличие приповерхностного газа можно использовать параметры ΔU и/или Δ2U (регистрируются в режиме переходных процессов) и $\rho_к$ (рассчитывается в режиме работы на постоянном токе).

Максимальный эффект при проведении инженерных работ, выявления и ранжирования опасностей может быть достигнут:

1) Применением комплекса сейсмических и электроразведочных методов;

2) При проведении электроразведочных работ с использованием режимов на постоянном токе и переходных процессов, позволяющих провести оперативный прогноз на основе параметров $\rho_к$, ΔU и Δ_2U (запись ведется одновременно);

3) Соблюдением этапности проведения работ:

- Этап оперативной оценки. Сначала исследуется вся площадь и проводится анализ данных, не требующих проведения длительной обработки: строятся карты и разрезы $\rho_к$, карты ΔU и/или Δ_2U, позволяющие выявить и оконтурить «аномальные» участки площади, на которых возможно наличие ММП и/или УВ. Полученные полевые данные подготавливаются для загрузки в программу инверсии;

- Этап детальной интерпретации. На этом этапе в аномальных областях (с выходом профилей в нормальное поле) с привлечением материалов сейсморазведки строится геоэлектрическая модель и проводится инверсия данных становления поля, в результате которой изучается распределение параметров УЭС и ВП с целью разбраковки выявленных аномалий на связанные с ММП и УВ;

4) Использованием многоэлектродной установки с возможностью изменения коммутации между электродами в приемной линии и размерами питающей линии 300 – 500 м;

5) Проведением численного моделирования с использованием синтетических моделей, построенных на основе всей имеющейся априорной информации с целью оценки возможностей по выявлению искомых объектов в геоэлектрических условиях, близких к условиям предполагаемого района работ. Моделирование целесообразно проводить как до начала полевых работ (для предварительного выбора параметров электроразведочной установки и аппаратуры), так и на последующих этапах по мере необходимости для уточнения полученных результатов.

Учитывая особую важность опережающего изучения строения ВЧР на шельфе до начала инженерно-геологических изысканий [1], авторами рекомендуется уже на этапе планирования поисковых электроразведочных работ на углеводороды предусматривать возможность оценки верхней части разреза с целью выявления опасных геологических процессов и явлений для бурения.

Литература

1. Горбачев С.В., Терёхина Я.Е., Токарев М.Ю., Соловьева М.А., Буланова И.А. О необходимости изучения верхней части разреза на начальных этапах геологоразведочных работ на шельфе Печорского моря с применением методики специальной обработки и интерпретации // Геофизика. 2025. №3. С. 11-19.

2. Марков С.Ю., Горбачев С.В., Иванов С.А., Мятчин О.М., Нурмухамедов Т.В., Смилевец Н.П, Ситников А.А. Повышение надежности прогноза углеводородов на шельфе Печорского моря по результатам переинтерпретации электроразведочных работ в комплексе с сейсморазведочными данными // Геофизика. 2021. №3. С. 25-33.

3. Рокос С.И. Газонасыщенные отложения верхней части разреза Баренцева-Карского шельфа: Дис. … канд. геогр. наук: 25.00.28 / Рокос Сергей Игоревич; Мурманский морской биологический институт Кольского научного центра РАН. – Мурманск, 2009. – 35 с.

4. Рокос С.И. Инженерно-геологические особенности приповерхностных зон аномально высокого пластового давления на шельфе Печорского и южной части Карского морей // Инженерная геология. 2008. №4. С. 22-28.

5. СП 504.1325800.2021. Свод правил. Инженерные изыскания для строительства на континентальном шельфе. Общие требования. – М., 2021. – 168 с.

6. Электроразведка: пособие по электроразведочной практике для студентов геофизических специальностей. Т. II. Малоглубинная электроразведка / Под ред. проф. В.А. Шевнина, доц. А.А. Бобачева. – М.: МГУ, 2013. – 123 с.

7. Legeydo P.Y. Report on the results of MATEM technology testing at the Barents Sea shelf, 2006.

8. Veeken P.C.H. et al. Benefits of the induced polarization geoelectric method to hydrocarbon exploration / Veeken P.C.H., Legeydo P.J., Davidenko Y.A., Kudryavceva E.O., Ivanov S.A., Chuvaev A. Geophysics, vol.74, No.2 (march-april.2009).

Программное обеспечение UP.QC для контроля качества и предварительной обработки сейсмических данных с автономных донных станций

- Попов Д.А., Кошелев Е.А., ООО «МТЦ», г. Санкт-Петербург.
- Зиборов А.В., ООО «МТЦ», СПбГУ, г. Санкт-Петербург.
- Павлов Д.А., ООО «Энтрофорс», г. Санкт-Петербург.

Аннотация. *В работе рассматриваются функциональные возможности и назначение программного пакета UP.QC - первого российского коммерческого продукта, предназначенного для решения задач предварительной обработки и контроля качества данных, полученных с донных станций. Этот пакет является составной частью комплекса программ UP, предназначенного для работы с комплексами морской сейсморазведки на основе донных станций Коралл, Катран, Калкан и Краб, разработанных ООО «Морской Технический Центр» («МТЦ»).*

Ключевые слова: *сейсморазведка, донные станции, нодальные системы, МОВ ОГТ, контроль качества, обработка данных*

Комплексы морской сейсморазведки на основе донных станций

Донные сейсмические станции (ДС) давно и успешно заняли свою нишу в современной морской геофизике. Масштабные проекты 3/4D – 4C сейсморазведки с задействованием тысяч ДС уже не воспринимаются чем-то невероятным, а наоборот – успешно решают поставленные геологические задачи.

Проведение подобных работ требует, помимо высокой надежности используемых ДС, внимательной проработки всего спектра технологического обеспечения – максимальной автоматизации процессов настройки, обслуживания станций, запуска их на регистрацию и формирования итоговых массивов сейсмической информации. В конечном счете это означает, что для эффективной работы с ДС необходим полноценный аппаратно-программный комплекс, решающий все эти задачи.

ООО «Морской Технический Центр» является ведущим отечественным производителем сейсмических донных станций и выпускает комплексы, основанные на ДС Коралл, Катран, Калкан и Краб (Рисунок 1). Широта номенклатуры обусловлена, прежде всего, существенным разнообразием таких характеристик ДС, как размеры, масса, автономность и максимальная рабочая глубина, что позволяет заказчику гибко сконфигури-

Рис. 1. Донные станции Калкан, Коралл, Катран и Краб (слева-направо).



ровать оборудование под конкретные условия полевых работ.

Отдельные компоненты комплексов максимально унифицированы, что, прежде всего, касается используемого программного обеспечения – программного комплекса UP.

UP.QC в составе программного комплекса UP

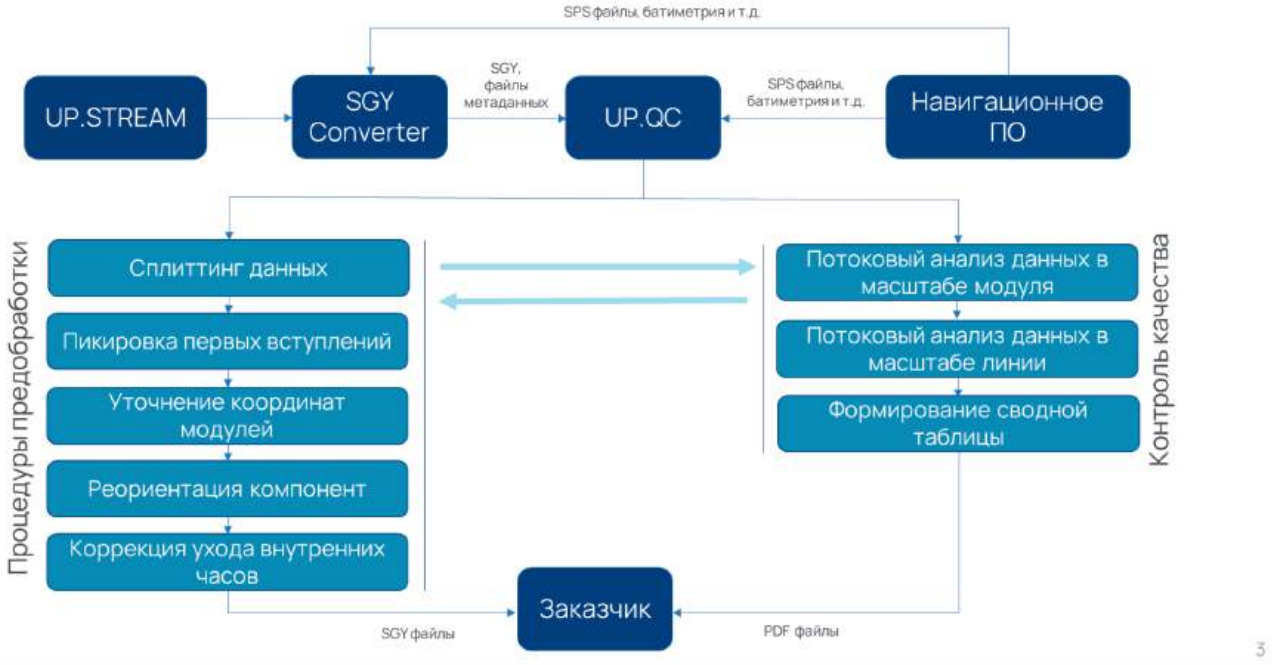
Пакет программ UP предназначен для решения всего комплекса задач, связанных с управлением ДС, их настройкой, тестированием, запуском и остановкой регистрации, скачиванием, анализом и предварительной обработкой зарегистрированных данных. И если первые (технические) этапы лежат ближе к непосредственной работе с оборудованием, то задачи анализа и предварительной обработки относятся в большей степени к ведению геофизиков.

После подъема ДС с расстановки и их подключения к контейнеру-лаборатории или мобильному блоку управления (при этом выполняется остановка регистрации, сверка внутреннего генератора, выгрузка сейсмических данных в сыром формате) и последующей нарезки (конвертации) данных в стандартный формат SEG-Y, сейсмограммы могут сразу быть переданы в обработку.

На первом этапе, перед непосредственно обработкой, необходимо максимально быстро выполнить контроль качества зарегистрированных сейсмограмм – прежде всего, для принятия решения о переходе на следующие приемные линии, а также для выявления возможных неисправностей оборудования и его исключения из последующей работы. Анализ данных должен производиться оперативно, в пакетном режиме и с минимумом ручных операций.

Задача следующего этапа (предварительной обработки) – коррекция неточностей в данных, специфичных именно для донных станций и определяющихся методикой работы с ними. Речь идет о неточностях, связанных с позиционированием ДС на дне во время регистрации, ориентацией векторных приемных компонент, погрешностях привязки временной шкалы регистратора (уходе внутренних часов) и т.д. [Степанов и др., 2020, Зиборов и др., 2024].

Рис. 2. Последовательность работы с сейсмическими данными.



Перечисленные задачи решаются, в той или иной мере, всеми сервисными компаниями, использующими ДС. Однако в большинстве случаев для их решения задействуется широкий спектр разрозненных средств, включающий, с одной стороны, дорогие и тяжеловесные пакеты обработки сейсмических данных (ProMAX SeisSpace, Echos), с другой – программное обеспечение (ПО) решающее задачи визуализации и работы с численными атрибутами (Surfer, MS Excel), дополненные специализированными скриптами и макросами. Все это усложняет рабочий процесс, увеличивает вероятность совершения ошибок и требует постоянного контроля со стороны высококвалифицированного оператора.

Компания «МТЦ» пошла по пути создания узкоспециализированного программного пакета UP.QC, интегрированного в линейку остальных программных продуктов семейства UP (рисунок 2).

Работа с программной частью сейсмического комплекса строится следующим образом:

1. После остановки регистрации поднятых с расстановки ДС и итоговой сверки времени, данные за весь период копируются на дисковые массивы управляющих серверов (ПО UP.Stream);

2. В соответствии с навигационными файлами и отметками точного времени срабатывания сейсмического источника, производится нарезка сейсмических трасс в стандартном формате SGY с параллельным формированием файлов метаданных, содержащих в себе различную сервисную информацию о работе ДС (логи, значения температуры, давления, влажности внутри станции и т.д.);

3. Сконвертированные сейсмические файлы вместе с файлами метаданных загружаются в ПО UP.QC. Последующая обработка файлов ведётся в потоковом режиме;

4. При первоначальной настройке программы производится формирование всех шаблонов (сохраняемых настроек), касающихся процедур пикировок первых вступлений, их обработки и фильтрации, предобработки сейсмических данных, состава, последовательности и параметров модулей формирование отчетов контроля качества. Шаблоны тестируются на небольшом объеме данных (результаты ОМР, первые постановки ДС);

5. Последующая работа с данными основана на потоковом запуске процедур в соответствии со сформированными шаблонами для каждой приемной линии в отдельности.

6. В результате формируется массив выходных файлов – SGY после процедур предобработки, отчеты контроля качества по каждой ДС, сводные отчеты контроля качества по приемной линии и табличные файлы со всеми рассчитанными численными атрибутами (координаты, значения азимутов и углов крена/дифферента, соотношения сигнал/шум и т.д.).

Задачи подготовки данных

Все процедуры предварительной обработки выполняются независимо друг от друга и могут быть задействованы в любом составе. Назначение процедур – исправление неточностей в исходных данных, связанное с отсутствием достоверной информации о положении (уточнение координат), ориентации (определение ориентации ДС и реориентация компонент), временной привязке зарегистрированных событий (выявление нескомпенсированного ухода внутренних часов и его компенсация), причем на

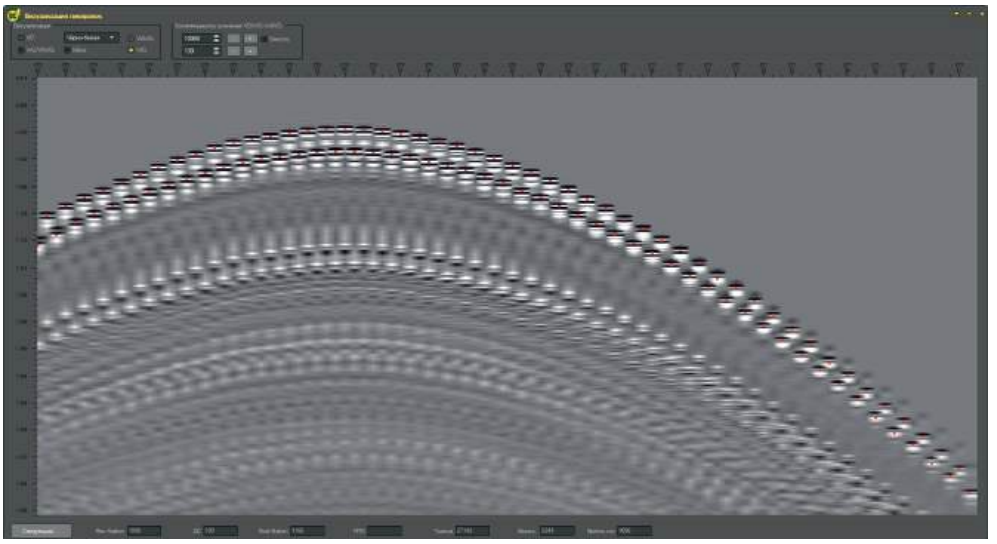


Рис. 3. Сейсмограмма с нанесенной пикировкой первых вступлений.

протяжении всего времени регистрации (сплиттинг данных – выявление моментов перемещения ДС).

Пикировка первых вступлений сейсмограмм. Это сервисная операция, необходимая для работы большого числа процедур обработки и анализа данных. Существует множество подходов к пикировке данных, часть из которых использует сложные алгоритмы машинного обучения и распознавания образов, другая же часть опирается на значительно более простые одноканальные процедуры поиска пороговых значений амплитуд, энергий и т.д. В UP.QC реализовано 4 быстрых и простых в настройке одноканальных алгоритма автоматической пикировки, дополненных мощным инструментом фильтрации и отбраковки ошибочных значений: с ручной отбраковкой на общем кроссплоте, автоматической фильтрацией в скользящих окнах по линии и азимуту и финальным сглаживанием с интерполяцией значений. При этом, инструмент автопикировки сделан таким образом, чтобы его было удобно использовать в итеративном режиме – с последующим этапом уточняющей пикировки в окне относительно сглаженного закона, полученного на предыдущем этапе. В результате корректного выполнения процедуры автопикировки формируется пара наборов времен первых вступлений – фильтрованный (для процедур уточнения позиции, ориентации и коррекции ухода внутренних часов. Рисунок 3) и сглаженный (для процедур анализа и контроля качества в области первых вступлений).

Сплиттинг сейсмических данных на основании анализа показаний компаса-инклинометра. Суть метода заключается в поиске и валидации моментов возможного ступенчатого перемещения ДС в результате сноса во время отстрела расстановки. Алгоритм фиксирует ступенчатые изменения ориентации ДС, при этом в случае нахождения такого события, последующий анализ позиции и ориентации станции происходит независимо для всех периодов ее неподвижности. При настройке процедуры оператор имеет возможность задать число каналов данных, на которых синхронно должно быть зафиксировано событие, а также итоговое количество периодов неподвижности и их минимальную длительность.

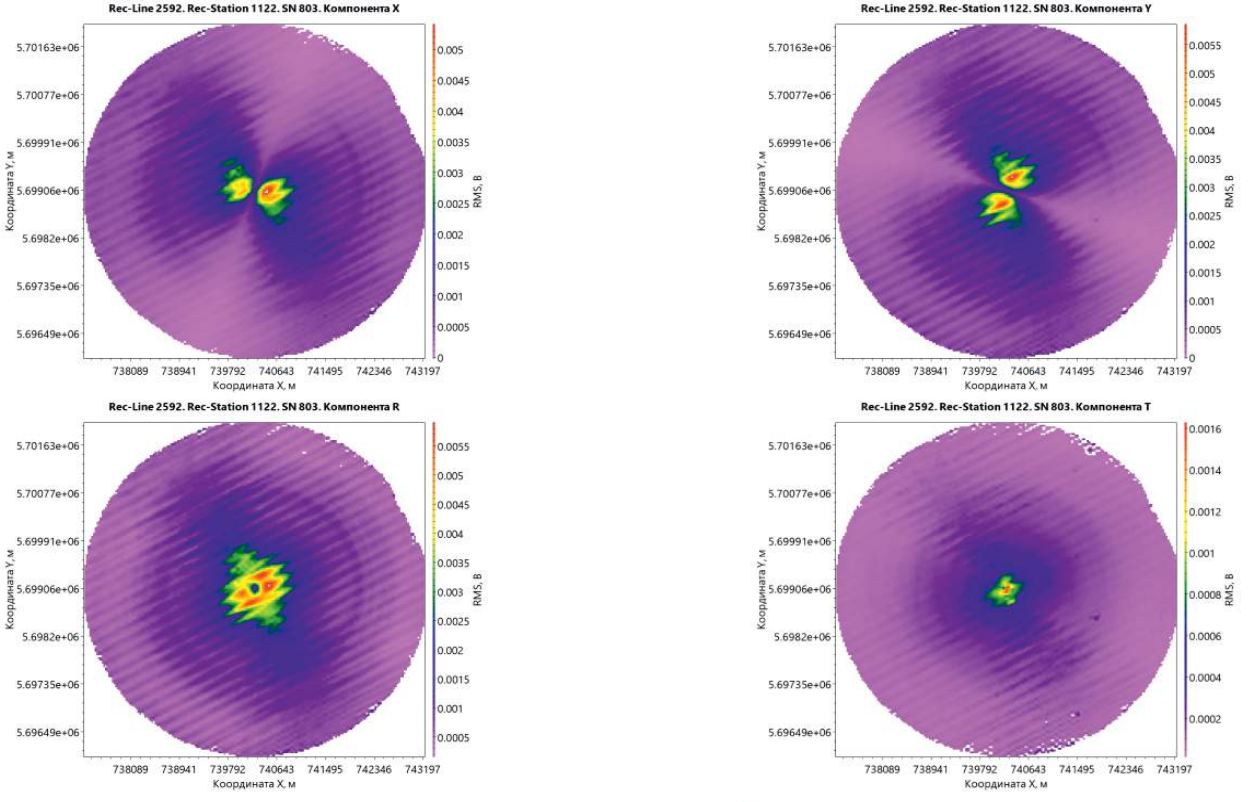
Уточнение координат ДС по первым вступлениям. Используется несколько подходов, основанных как на использовании времен первых вступлений прямой волны (с уточняемым значением скорости

и заданием скоростного распределения в воде), так и последовательности головных/рефрагированных волн, с гибкими настройками алгоритмов (с уточнением глубин, либо без; расчетами в нескольких азимутальных окнах).

Реориентация компонент геофонов ДС. Определение фактической ориентации происходит с использованием нескольких методов – анализа данных компаса-инклинометра, годограмм всех трех геофонных компонент (метод годограмм), RMS амплитуд прямой волны (квадрантный метод). При этом для каждого из подходов делается оценка достоверности (устойчивости) с последующим выбором итоговых значений на основании этой оценки. Наибольший приоритет имеют результаты анализа годограмм, затем следует квадрантный метод; только при низких значениях устойчивости решения для этих двух методов, принимаются значения углов встроенного в ДС компаса-инклино-метра. После определения итоговых значений углов азимута, крена и дифферента производится реориентация компонент (рисунок 4).

Выявление нескомпенсированного ухода внутренних часов на основе статистической обработки данных с нескольких ДС. Данный подход позволяет выявить остаточную нелинейную компоненту ухода внутренних часов ДС на основании различий во временах первых вступлений с соседними станциями. Путем корреляции различий во временах первых вступлений каждой ДС с несколькими соседними станциями появляется возможность выявления нескомпенсированной составляющей ухода ее встроенного генератора с последующей коррекцией. Метод позволяет корректировать данные в том числе для тех ДС, для которых, по каким-либо причинам, не была произведена итоговая сверка времени при остановке регистрации (например,

Рис. 4. Карты RMS амплитуд горизонтальных компонент до и после реориентации.



при критическом разряде аккумуляторных батарей).

Задачи контроля качества

После настройки шаблонов анализа и выбора необходимого числа выполняемых процедур, для каждой загруженной приемной линии в пакетном режиме выполняется формирование ряда различных отчетов контроля качества.

Индивидуальные отчеты по каждой ДС. Реализовано более 80 модулей анализа, каждый из которых в результате своей работы формирует одну и более страницу в итоговом файле отчета (рисунки 5 и 6). Это модули оценки различных метаданных (температуры, давления внутри ДС, показаний компаса-инклинометра), визуализации сейсмической информации в различных масштабах и сортировках, расчета RMS амплитуд, их соотношений, частотных характеристик записей, построения карт распределения уровней шумов, определения позиций и ориентации ДС и т.д.

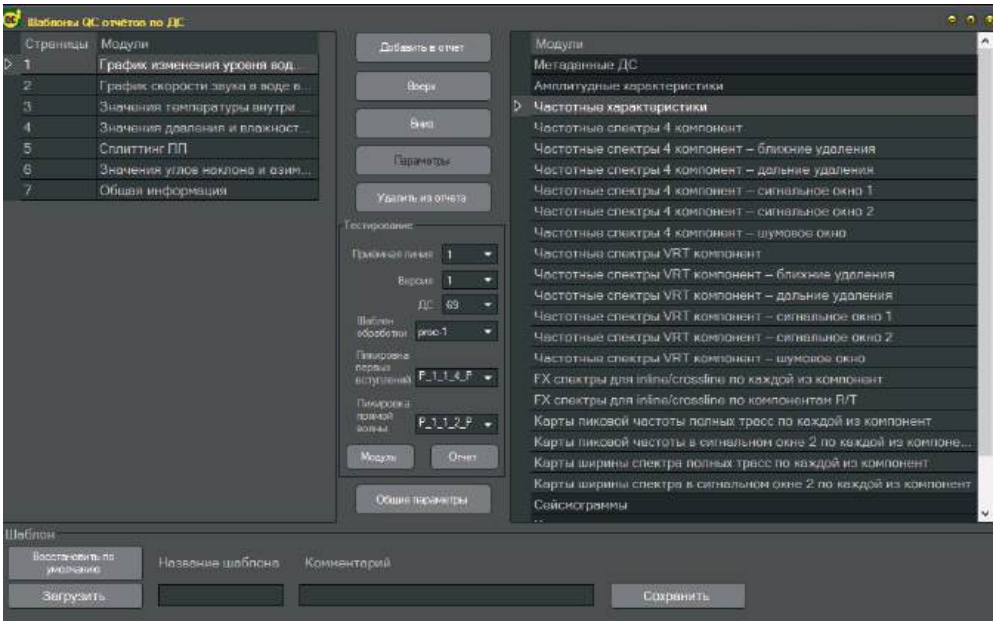


Рис. 5. Окно формирования шаблона отчета по ДС.

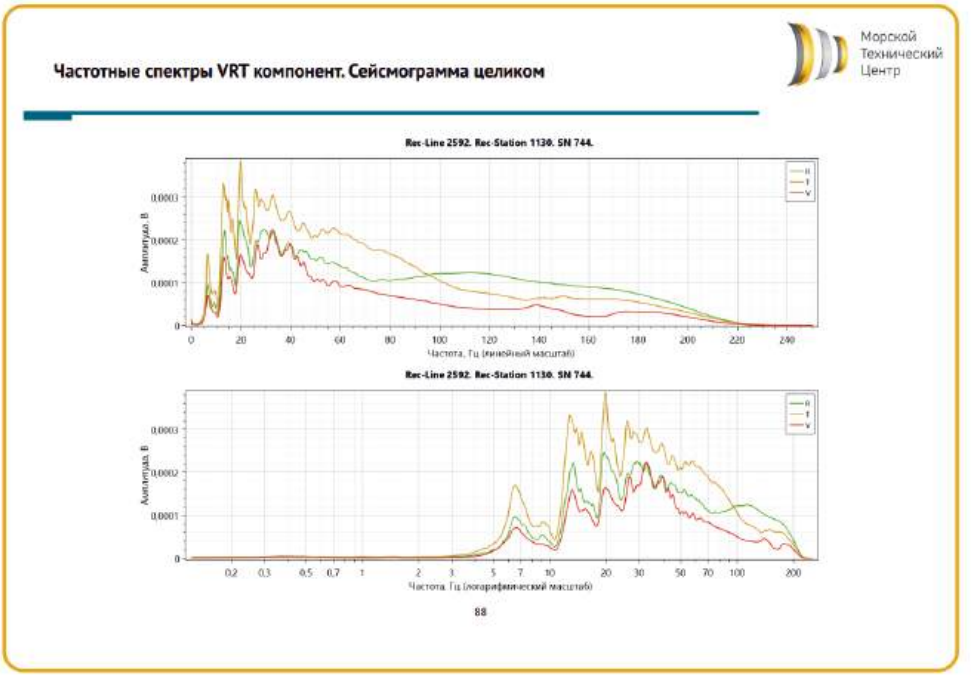


Рис. 6. Пример страницы отчета по ДС.

Сводные отчеты по приемной линии. Реализовано более 25 модулей анализа, часть из которых строит сводные графики/карты на основании результатов оценки в масштабе каждой ДС, а часть (например модули построения одноканальных разрезов) работает непосредственно с исходной сейсмической информацией. Эти отчеты удобны для комплексной оценки материалов по всей приемной линии целиком.

Табличные сводные файлы с информацией по приемной линии. В таблицы заносится основная рассчитанная численная информация, что делает более удобным ее последующий анализ в масштабах всего объекта. По выполнению процедуры анализа, формируется таблица в формате MS Excel со значениями координат (исходных и уточненных), углов азимута, крена и дифферента, соотношения сигнал/шум и т.д.

Заключение

Программный пакет UP.QC является важной и неотъемлемой частью аппаратно-программных комплексов морской сейсморазведки производства компании «МТЦ». Программный пакет решает широкий спектр задач, крайне актуальных для сейсморазведки с донными автономными станциями, увеличивая скорость и производительность работы

Литература

1. Зиборов А.В. и др. Комплекс морской сейсморазведки «Коралл». Технологии повышения качества материала // Геоевразия – 2024: сборник материалов конференции – Москва, 2024. – находится в процессе публикации

2. Степанов Н.А. и др. Особенности контроля качества сейсморазведки с использованием донных станций при работах 3D4C // Геоевразия – 2020: сборник материалов конференции – Москва, 2020. – С. 153-156.

Подробнее об авторах



Попов
Дмитрий Андреевич

Главный геофизик
ООО «МТЦ»



Кошелев
Евгений Александрович

Начальник отдела отдела разработки радиоэлектронной аппаратуры
ООО «МТЦ»



Зиборов
Андрей Владимирович

Главный конструктор
ООО «МТЦ»



Павлов
Дмитрий Алексеевич

Генеральный директор
ООО «Энтрофорс»

Морской
Технический
Центр

МОБИЛЬНЫЕ КОМПЛЕКСЫ МОРСКОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Морской Технический Центр осуществляет разработку, производство и поставку мобильных комплексов морской сейсморазведки КРАБ, КОРАЛЛ, КАТРАН и КАЛКАН, а также наземного бескабельного комплекса.

Выпускаемое оборудование для морской сейсморазведки и мониторинга в транзитных зонах и на шельфе основано на 4С автономных донных станциях. Обслуживание комплексов осуществляется в лабораториях, выполненных на базе морских контейнеров, а также с использованием устройств автоматизированного спуска и подъема донного оборудования.

С 2016 года компанией МТЦ было произведено более 7000 единиц оборудования, что подтверждает наш богатый опыт и надежные решения для эффективного изучения земных недр.

Среди успешно реализованных проектов:
— морские сейсморазведочные работы в акватории Охотского моря (2019г., 2021-2025гг.);
— региональные исследования в акватории среднего течения реки Лена (2021г.);
— морские инженерно-геофизические исследования в акватории Обской губы (2023г.).

mtcgeo.com / +7 812 339 94 84 / info@mtcgeo.com

198035, Санкт-Петербург, ул. Двинская, 14а



Программный комплекс для сопровождения и планирования морских работ ГСК-море

Фролов А.С., ЗАО НПЦ «Геосейсконтроль»

Аннотация. *В статье описывается комплекс программ для сопровождения и планирования морских работ ГСК-Море. Основным его предназначением является формирование базы данных с информацией о ходе морских сейсморазведочных работ с целью облегчения процесса формирования ежедневной отчетности. Дополнительно описывается модуль и алгоритмы комплекса планирования и оценки времени производства морских работ.*

При производстве морских сейсморазведочных работ одним из обязательных требований является подготовка и отправка ежедневной и ежемесячной отчетности. Данные сводки могут включать крайне большое количество информации, такой как:

- Основные параметры работ;
- Хронология работ за день;
- Списки отработанных профилей;
- Отчетность по контролю качества отработанных объемов;
- Показатели ПБОТОС;
- Запасы топлива и воды на судне;
- Встреченные морские млекопитающие.

Ввиду всего вышеперечисленного ручное составление отчетов может отнимать достаточно большое количество времени у супервайзера. Отдельной трудностью при этом может стать хранение и актуализация подобного массива информации.

Именно с этой целью был разработан комплекс программ ГСК-море, состоящий из модуля сопровождения полевых работ и модуля планирования.

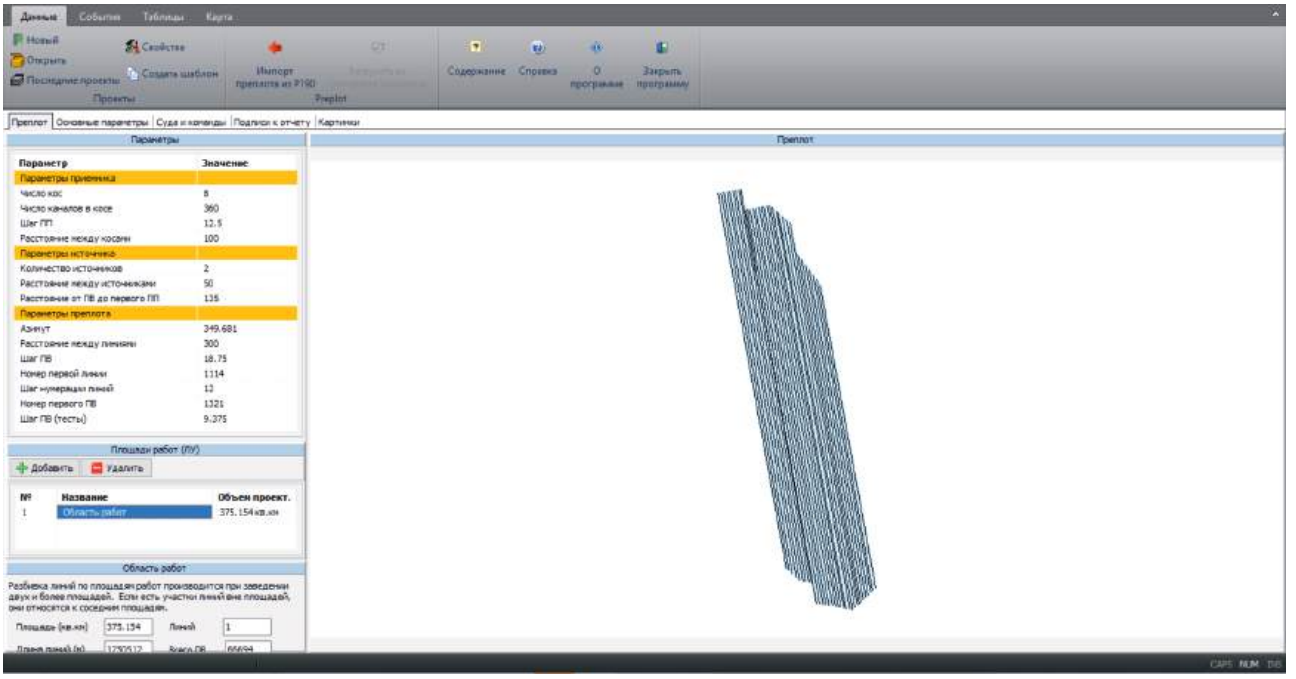
Модуль сопровождения полевых работ представляет из себя программную оболочку для работы с базой данных, в которой хранится вся информация о ходе полевых работ, которая может быть необходима для формирования отчета. Сама база данных состоит из нескольких подбаз:

- Проектная схема работ;
- Параметры работ;
- Временные затраты за каждый день;
- Судовая команда;
- ПБОТОС;
- СТОП-карты;
- Встреченные морские млекопитающие;
- Отработанные объемы.
-

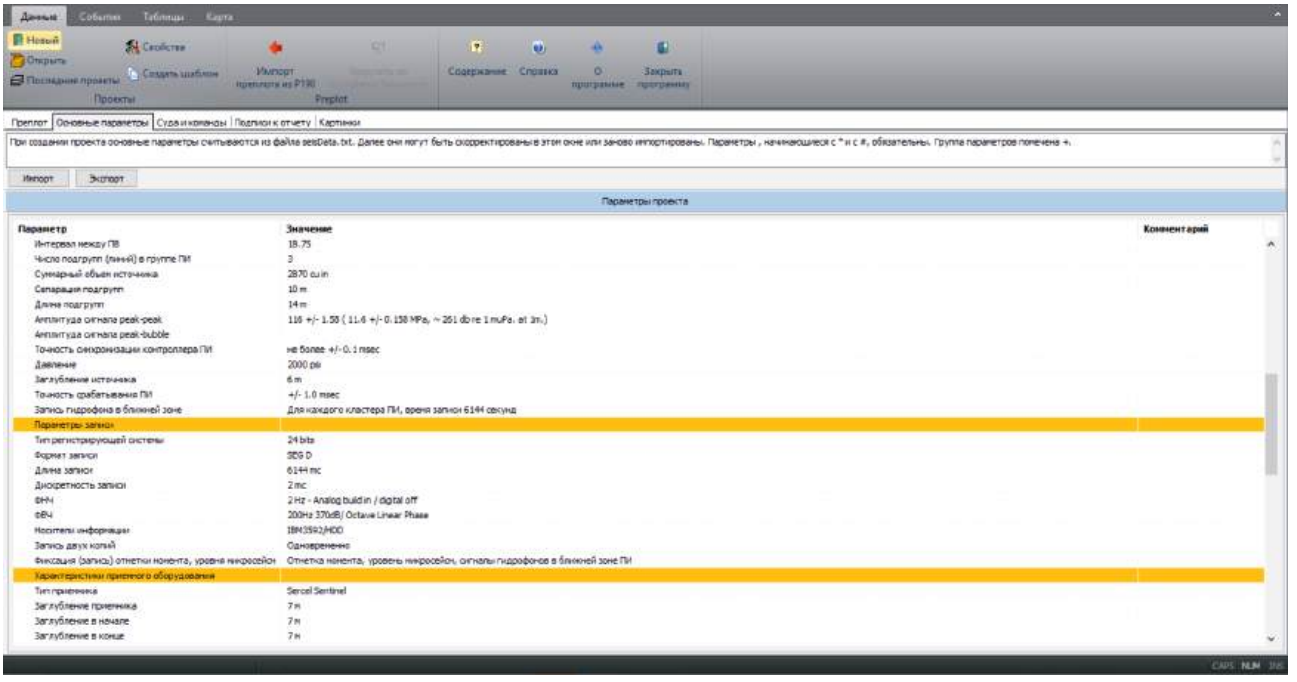
Имея всю вышеперечисленную информацию, программа уже сама формирует отчет за нужный день или период, автоматически рассчитывая статистику и строя необходимые карты и графики.

В первую очередь в программу вводятся параметры расстановки и подгружается преплот. По этим данным в дальнейшем будет отслеживаться ход отработки, рассчитываться выполненный объем и т.д. (Рис. 1).

Следующим шагом является ввод всей дополнительной информации о работах, которая должна включаться в ежедневную сводку по требованию заказчика. К такой информации могут относиться список ответственных исполнителей, название судна, марки используемого оборудования и параметры его работы. При необходимости, данные таблицы могут быть настроены оператором. Для удобства реализован импорт из текстового файла (Рис. 2).



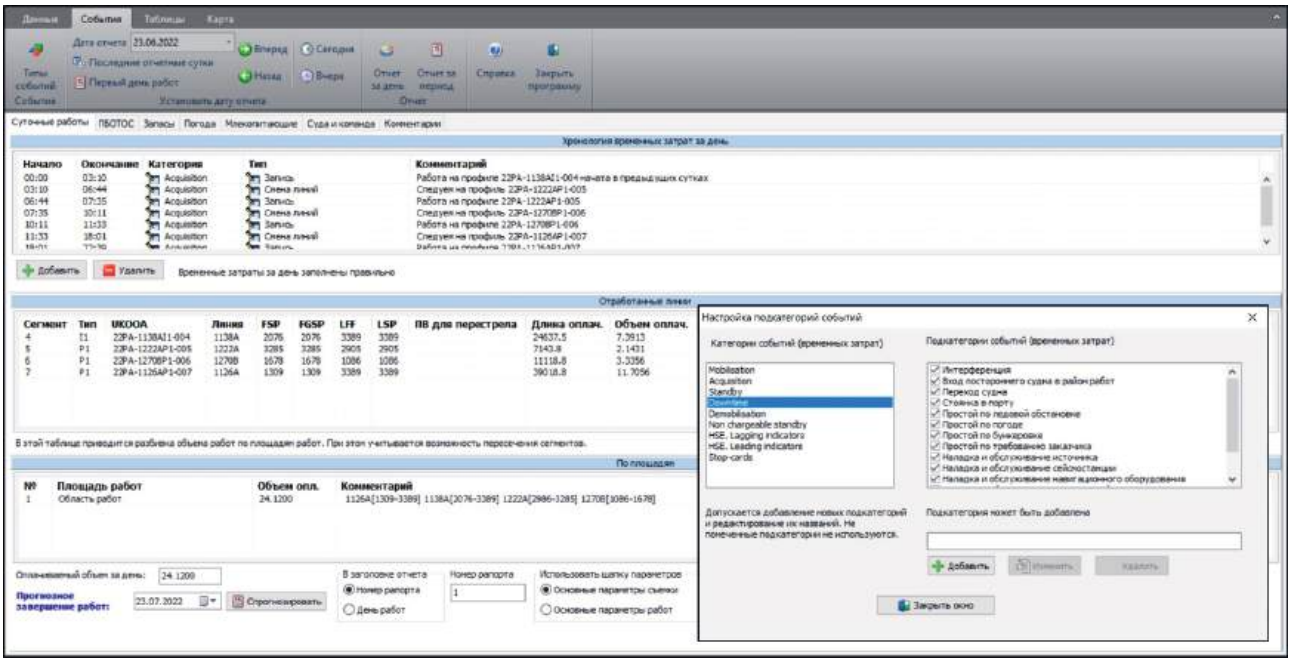
▲ *Рис. 1. Окно подгрузки преплота.*



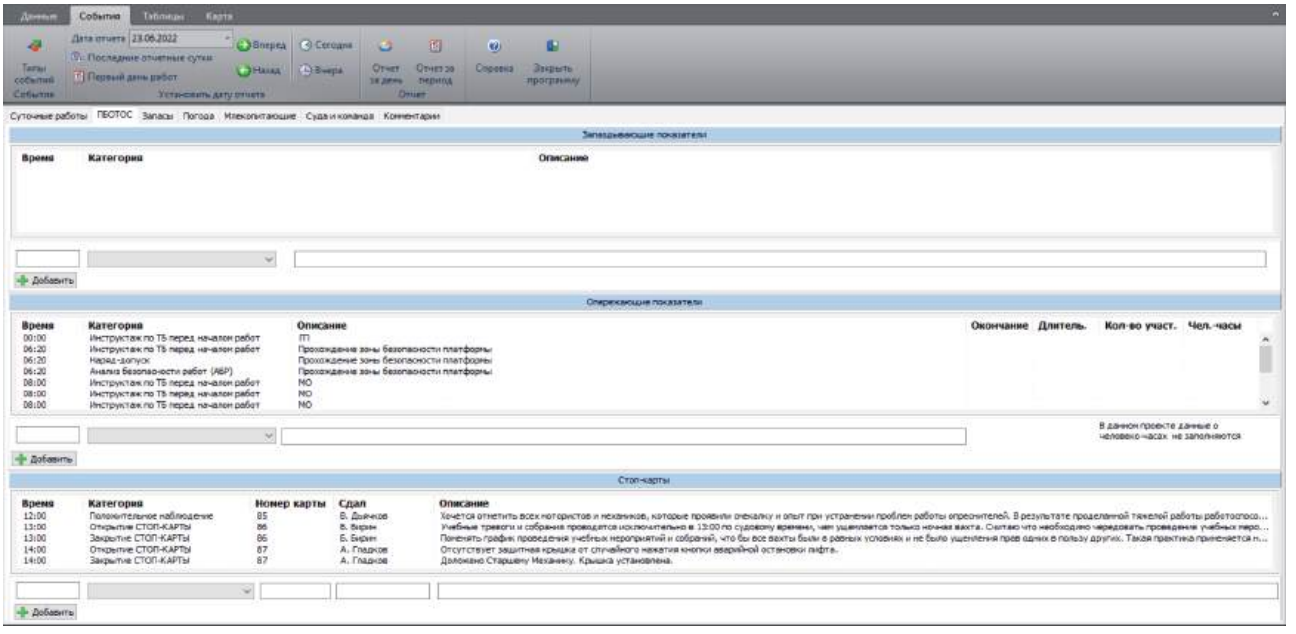
▲ *Рис. 2. Таблица параметров работ.*

После ввода всех необходимых данных основным окном работы пользователя является вкладка «События». В нее заносится полная хронология работ за сутки. Все события поделены на отдельные категории, по которым в дальнейшем будет рассчитываться статистика по хронологии работ. С учетом того, что список возможных событий сложно предусмотреть заранее – в программе предусмотрена возможность гибкой настройки категорий и подкатегорий временных затрат (Рис. 3).

Так же в данной вкладке заносятся все события по ПБОТОС с разделением на опережающие и запаздывающие показатели. К опережающим показателям относятся инструктажи по ТБ, учения и тренировки. К запаздывающим – возникновение потенциально опасных ситуа-



▲ *Рис. 3. Журнал суточных событий.*



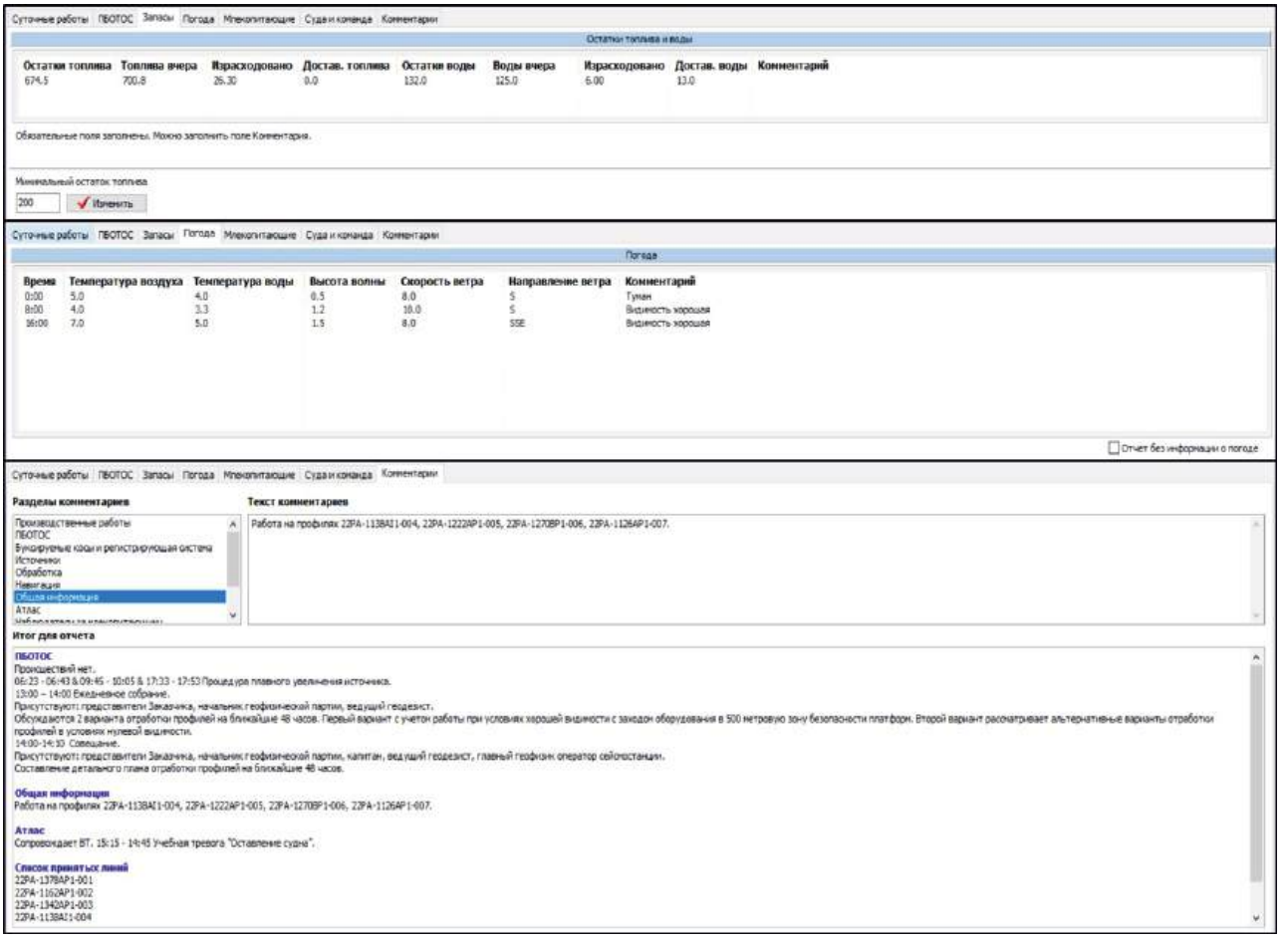
▲ *Рис. 4. Вкладка ПБОТОС.*

ций, оказание медицинской помощи, нанесение вреда окружающей среде и тд. Впоследствии данная информация будет использоваться для сбора статистики по ПБОТОС.

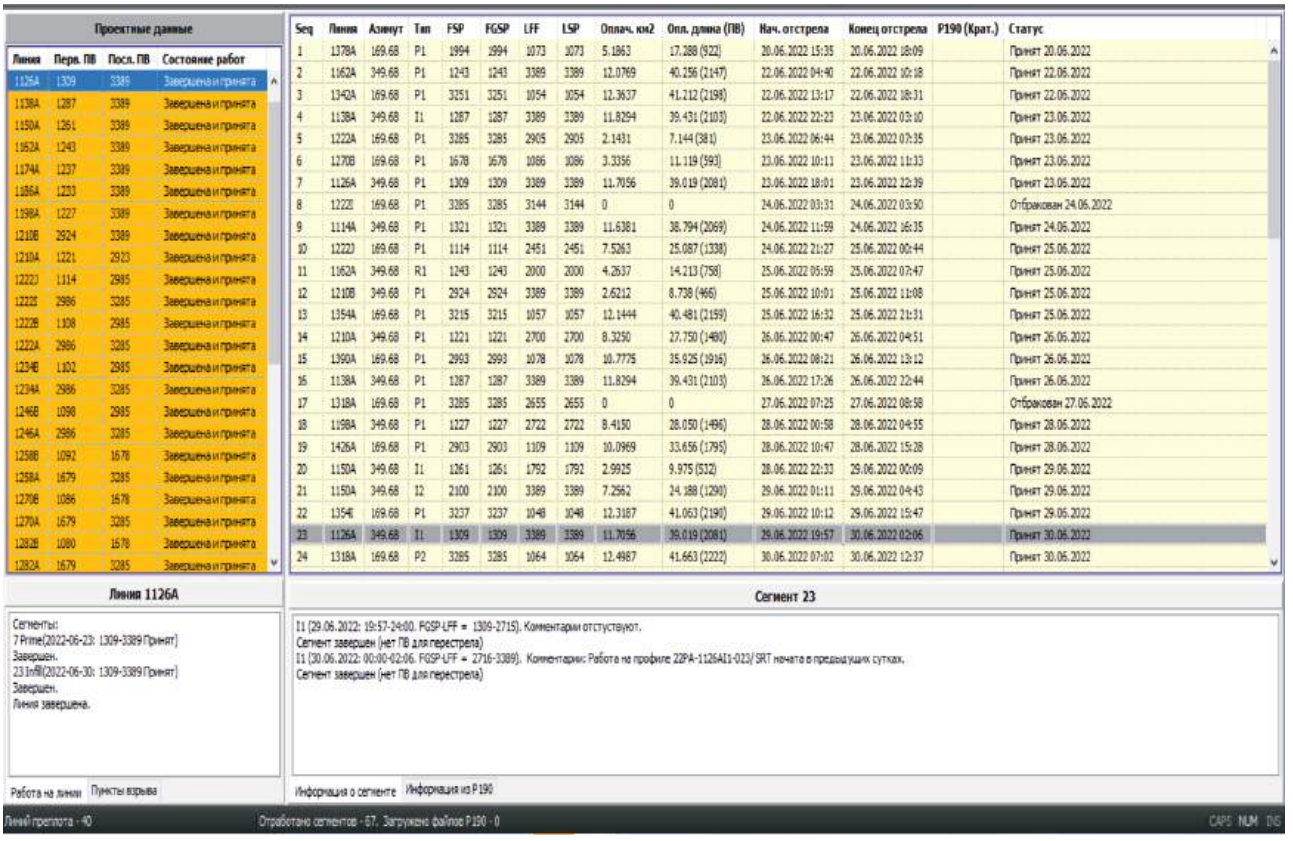
Отдельно заносится информация по открытию и закрытию СТОП-карт, которая также должна включаться в отчет (Рис. 4).

Дополнительно может быть занесена информация по текущим запасам топлива и воды, погоде, морским млекопитающим и развернутый комментарий (Рис. 5).

Отдельной вкладкой реализована таблица со списком всех проектных линий. На ней можно внести информацию по отработанным линиям, добавить информацию по Infill и ввести информацию по результатам приемки данных. Информация отсюда используется для подсчета отработанных и принятых объемов. Для удобства оператора информацию об отработанных объемах можно импортировать из P190 (Рис. 6).



▲ *Рис. 5. Дополнительная информация.*



▲ *Рис. 6. Информация по отработанным профилям.*

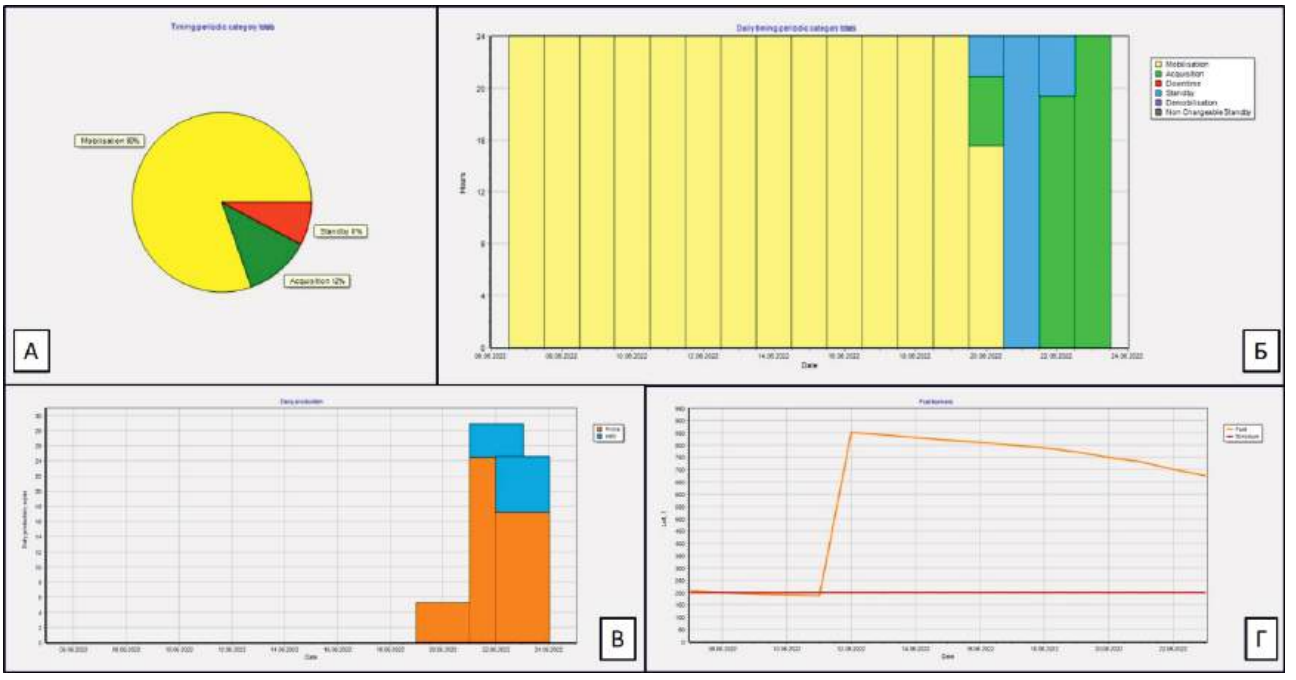


Рис. 7. Графики со статистикой по работам.
А – суммарные временные затраты. Б – суточные временные затраты.
В – суточная статистика по отработанным объемам. Г – запасы топлива.

Вся занесенная информация сохраняется в базе данных и перед формированием отчета может быть визуализирована в виде графиков (Рис. 7).

Сам отчет может быть сформирован за сутки, месяц или выбранный период времени. Программа формирует все необходимые таблицы, рассчитывает статистические показатели, строит графики и карту отработанных объемов, после чего формирует отчет в формате PDF.

Отдельно стоит отметить, что программа позволяет гибко настраивать и конфигурировать структуру отчета под требования конкретного заказчика (Рис. 8).

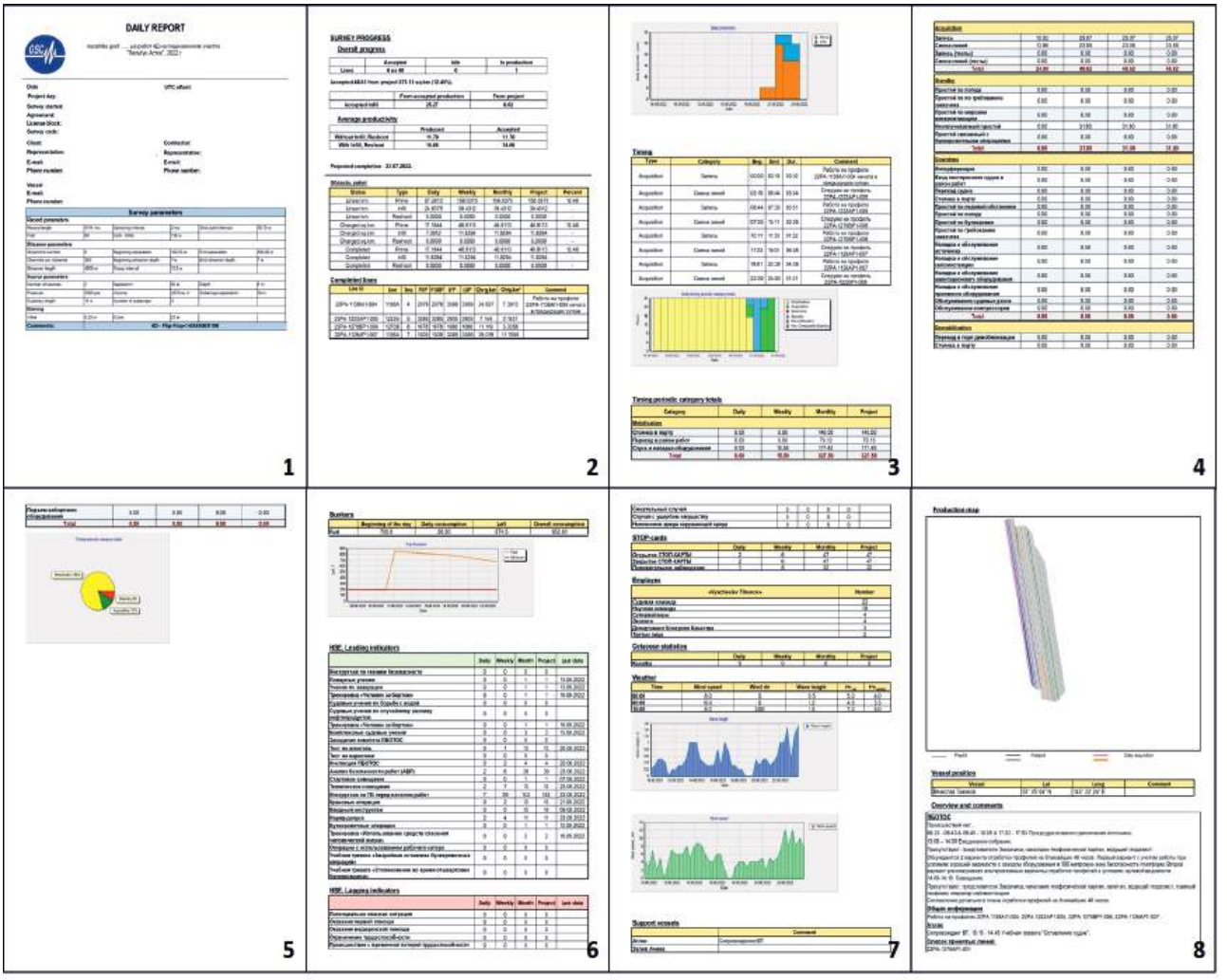
Модуль планирования работ представляет из себя удобный инструмент построения преплота и расчета минимального времени отработки. Сам преплот задается либо вручную многоугольником, либо импортом в виде угловых координат. Далее, на основании указанных параметров работ (азимут линий прохода судна, параметры приемной расстановки и т.д.) программа заполняет контур необходимым количеством линий (Рис. 9).

Полученный преплот может быть автоматически выгружен в формате P190 для дальнейшей работы.

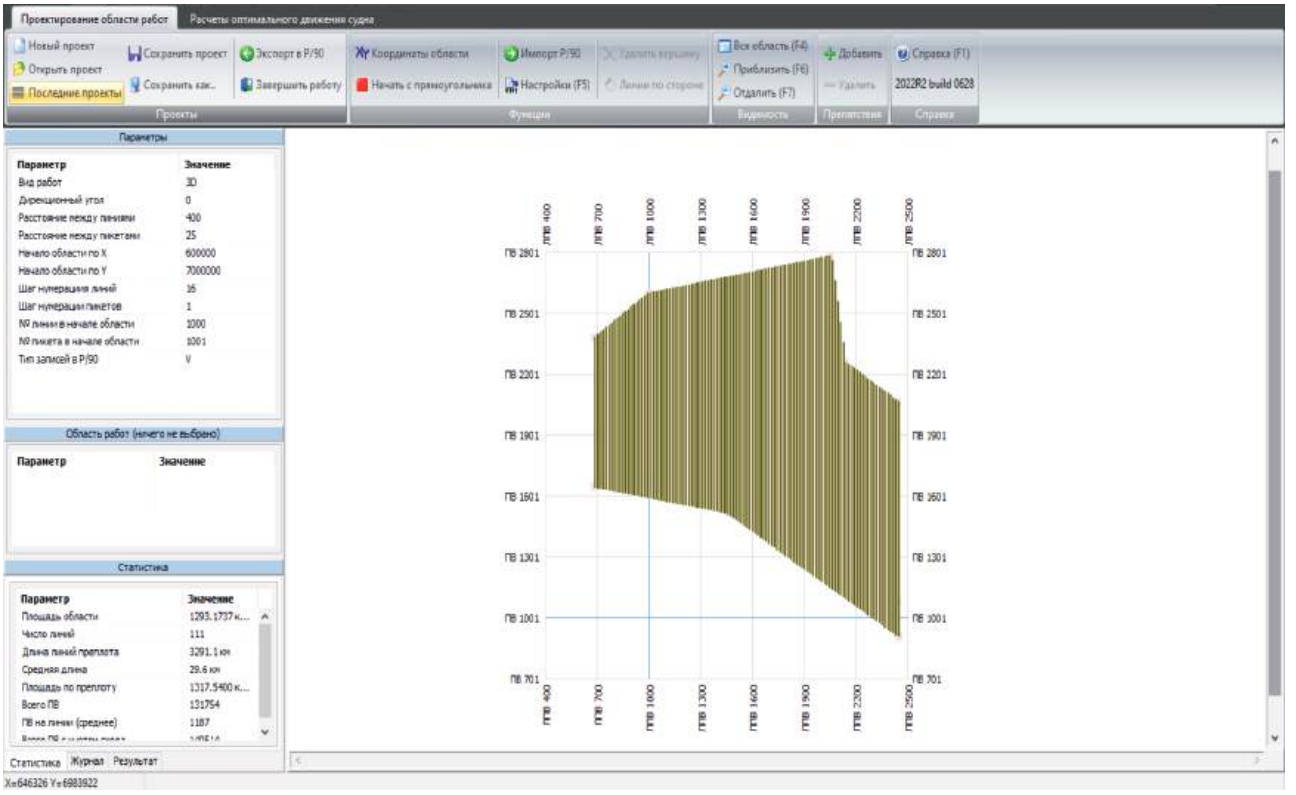
Для расчета оптимального времени отработки программа рассчитывает суммарную длину прохода судна. Для этого программой используется математическое описание движения машины на плоскости с ограничением на поворот руля (машина Дубинса).

В рамках данной математической модели кратчайший путь между двумя точками на плоскости заданными направлениями может быть построен путем соединения дуг окружностей максимальной кривизны и прямых линий.

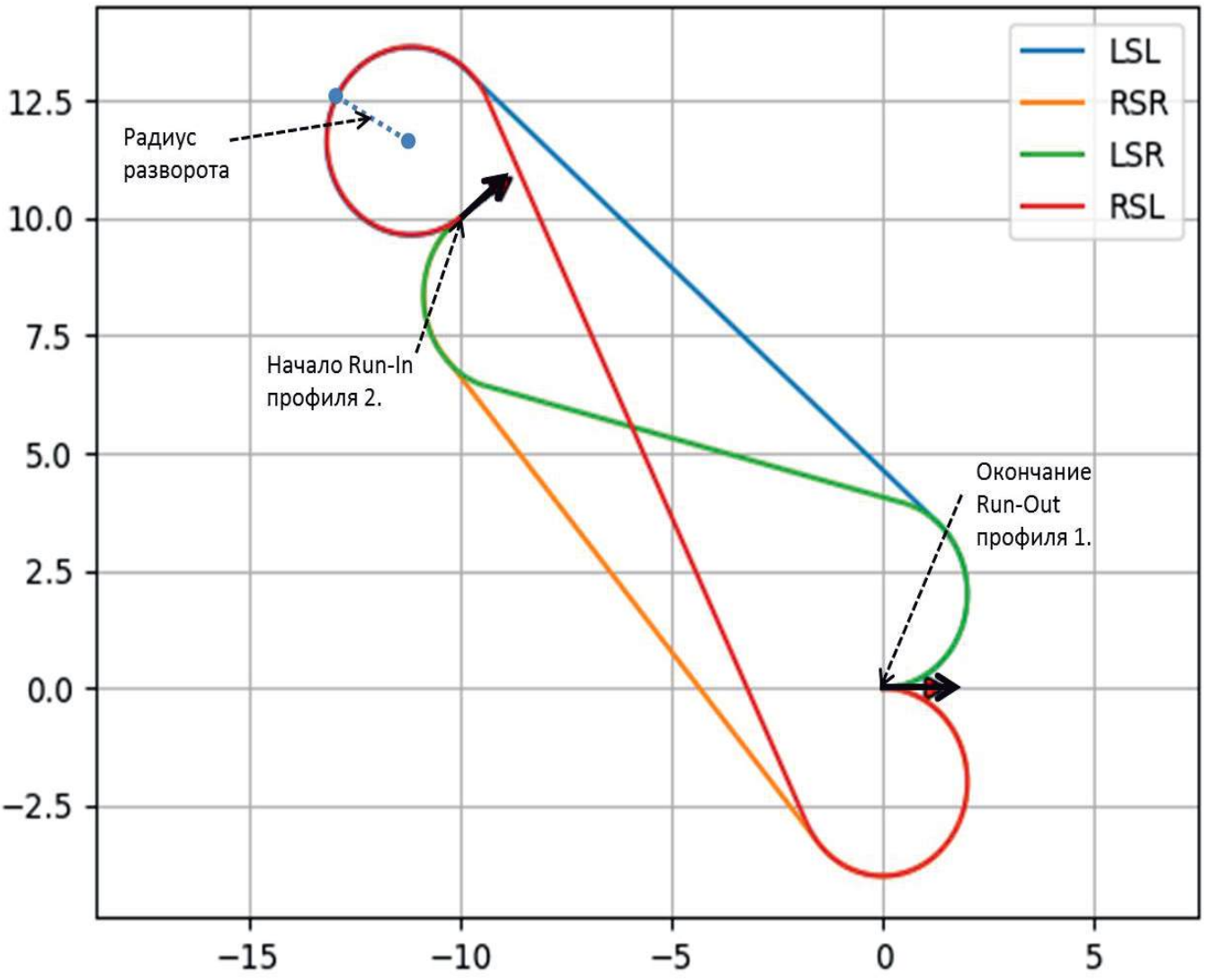
В случае судового маневра радиусом окружности поворота будет являться задаваемый пользователем радиус разворота судна (как правило – половина длины косы).



▲ *Рис. 8. Пример сформированного суточного отчета.*



▲ *Рис. 9. Формирование преплота.*



▲ *Рис. 10. Пример модели судового маневра. Кодировка названий – R-правый поворот, S- прямолинейное движение, L левый поворот.*

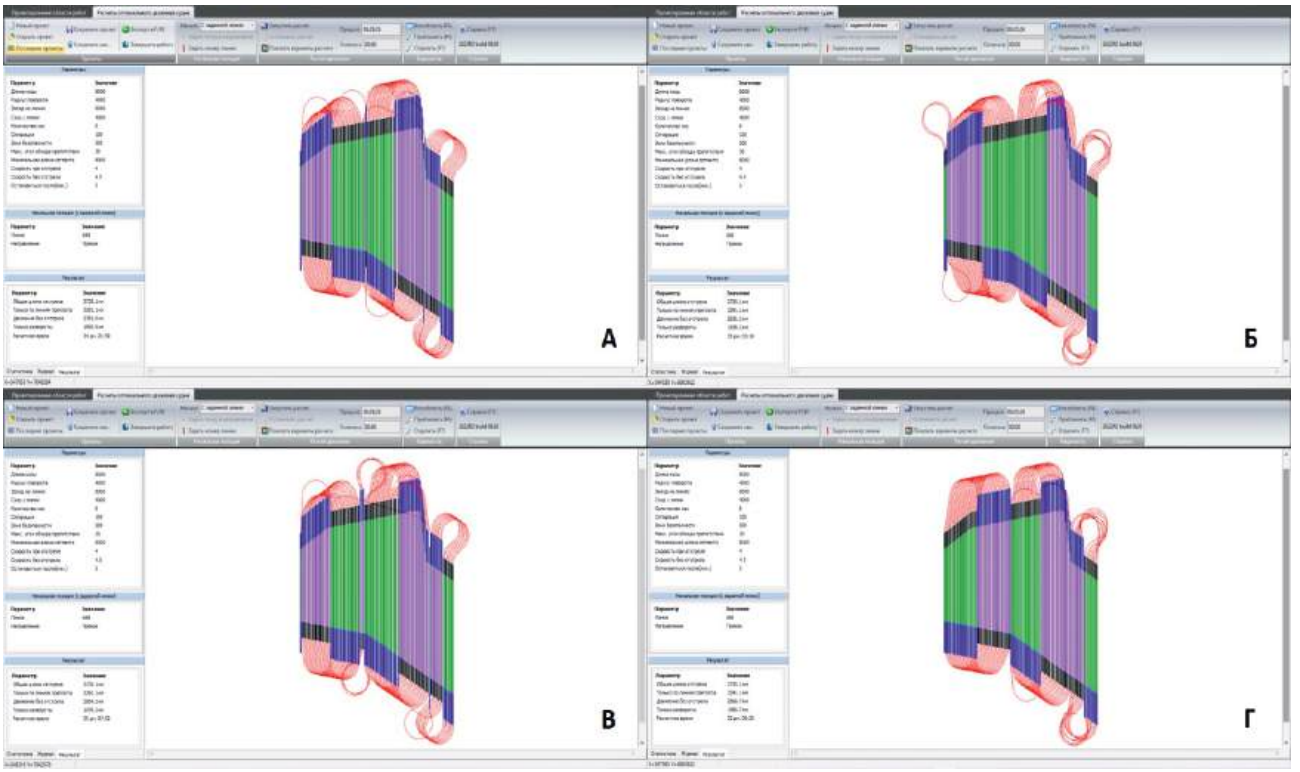
Пример вариантов судового маневра представлен на (Рис. 10).

Таким образом программа строит множество траекторий движения судна с учетом прямого и траверсного направления отработки профилей. Дальнейшее определение кратчайшего из них сводится к решению так называемой задачи коммивояжёра.

Из-за большого количества возможных вариантов движения судна решение данной задачи прямым перебором может потребовать чрезвычайно большого количества времени, поэтому используется один из алгоритмов поиска квазиоптимального решения (так называемый муравьиный алгоритм). Преплот представляется в виде графа, где точки соответствуют началам и концам профилей, а рёбра – переходам между ними.

Каждое ребро характеризуется длительностью перехода и количеством совершенных по нему переходов (рассчитывается в ходе работы алгоритма). В каждую из точек графа помещается по одному судну. Далее запускается цикл, одна итерация которого равна одному переходу каждого судна между двух точек.

Выбор маршрута перехода определяется его длиной и количеством ранее совершенных по нему переходов други-



▲ *Рис. 11. Варианты порядка отработки. А – наиболее оптимальный.*

ми судами. Если каждое из судов побывало на каждом из профилей, цикл сбрасывается с сохранением количества переходов для каждого маневра и процесс начинается заново. Таким образом неоптимальные переходы постепенно отсеиваются. Когда сработает условие выхода (отсутствие уменьшения суммарного времени отработки на протяжении заданного пользователем количества времени), цикл завершится, а программа сохранит оптимальный маршрут (Рис. 11).

,

Работы АО «ГЕОТЕК» на Каспии в 2025 г.

В настоящее время сейсморазведочная партия №652 Производственного управления (ПУ) АО «ГЕОТЕК» в г. Астрахань завершает второй сезон морских сейсморазведочных работ МОГТ-3D в средней части Каспийского моря в рамках трехлетнего контракта с 2024 по 2026 гг. Проводимые компанией геофизические исследования помогут детально изучить геологическое строение участка и оценить перспективы нефтегазоносности осадочного чехла. Полевой сейсмический материал, полученный в ходе работ, будет подвергнут дальнейшей обработке и интерпретации для решения поставленных геологических задач. Площадь работ находится неподалёку от побережья Республики Дагестан.

Район исследования характеризуется высокой сложностью и уникальной геологией разреза: глубина моря изменяется с запада на восток в сторону увеличения, строение недр осложнено густой сетью дизъюнктивных дислокаций (разломов), в числе которых нескольких крупных протяжённых и множество мелких оперяющих. Это ведёт к усложнению волновой картины и появлению интенсивных помех обратно-рассеянного типа, а также большого числа осей дифракции. Специфика геологического строения, глубины акватории и акустических свойств дна в районе работ приводят к образованию чрезвычайно интенсивных помех кратной природы – реверберации. В прошлом сезоне геофизической службой ПУ в г. Астрахань был разработан особый граф специальной обработки, позволивший подавить данные помехи, повысить динамику и разрешённость записи, что сделало возможным не только оценку качества, но и выполнение оперативной интерпретации по полученному объёму данных. Сотрудникам партии также приходится преодолевать интенсивные разнонаправленные течения, сильные ветра и учитывать районы особого режима плавания с ограниченным доступом.

Рис. 1. Суда базирования партии «Икрянинский» и «Камызякский».



На данном объекте сейсмическая съёмка проводится методике ОВС (расстановка с донными косами) с применением телеметрической системы сбора сейсмической информации «Aram Aries II» в сочетании с донными приемными устройствами «Dual Sensor GH203» (двойной датчик: геофон + гидрофон) (МОГТ-3D-2С), а также группы из 16 пневматических излучателей «Sleeve Gun». Также ГЕОТЕК активно внедряет российские разработки в области отраслевых электронных и программных комплексов, оборудования, выполняя роль платформы для опытно-промышленного испытания и совершенствования новых отечественных разработок.

Общий объём работ по объекту составляет 900 кв. км, из которых в сезо-



▲ *Рис. 2. Судно-источник «Салгир».*



▲ *Рис. 3. Маломерное судно для размотки-смотки донного регистрирующего оборудования.*

не 2024 г. было отработано около 400 кв. км, а оставшаяся часть предусмотрена к выполнению в сезоне 2025 г. Съёмка по характеру распределения азимутов и удалений относится к широкоазимутальным. Шаг линий приёма 300 м, пунктов приёма – 25 м. Шаг линий возбуждения в полосе – 300 м, а с учётом перекрытия – 150 м, шаг пунктов возбуждения – 50 м. Активная расстановка состоит из 8 линий по 240 каналов (всего – 1920). Максимальное удаление – 4545 м.

В 2025 г. серьёзным вызовом для коллектива сейсмопартии и руководства ПУ АО «ГЕОТЕК» в г. Астрахань стала нестабильность GPS-сигнала, приводящая к постоянным протяжённым по времени периодам простоя при производстве работ. Потеря связи со спутниками парализует работу навигационной системы судна-источника и делает невозможной отработку площади. Для преодоления данной проблемы, относящейся к категории форс-мажорных условий, СП-652 вела постоянный непрерывный мониторинг статуса сигнала GPS и при малейшем улучшении связи со спутниками выполняла отработку физических наблюдений в доступных «окнах». Кроме того, коллектив навигаторов СП-652 непрерывно работал над возможными техническими решениями для улучшения приёма GPS-сигнала и реализации альтернативных способов определениях координат, выполняя их тестирование сразу же по готовности. В результате большой и напряжённой работы усилиями специалистов партии, а также путём закупки дополнительного оборудования (помехозащищенных антенн и приемников GNSS+), проблему удалось решить в кратчайшие сроки.

Стоит отметить, что Астраханское подразделение компании АО «ГЕОТЕК» обладает уникальным опытом (более 20 лет) проведения подобных транзитных съёмок и имеет высокие компетенции в планировании и выполнении соответствующих работ в России и за рубежом. Слияние воедино высоких компетенций и уникальных инноваций компании «ГЕОТЕК» поддерживает высокий уровень технологичности и культуры производства при обеспечении максимально возможного темпа и объёмов сейсморазведочных работ.

Возбуждение упругих волн в условиях мелководья и транзитной зоны суша-море

Гуленко В.И., Захарченко Е.И., Кафедра геологии и геофизики КубГУ, г. Краснодар.
Бадиков А.Н., ООО «ПУЛЬС», г. Геленджик.

Аннотация. *В работе рассмотрены различные факторы, влияющие на процесс возбуждения упругих волн и на технологию работ при сейсморазведке на предельном мелководье и в переходной зоне суша-море. В качестве основных из них рассмотрены такие, как интерференция волн в водном слое, близость отражающих границ «вода-воздух» и дно и их влияние на процесс пульсации газовой полости, потери энергии на неупругие деформации при распространении интенсивных колебаний в придонных отложениях, а также влияние их неоднородности на характеристики стабильности возбуждаемых упругих волн и др.*

Сформулированы основные требования, предъявляемые к источникам для сейсморазведки в условиях мелководья.

Мелководье – как особый тип сейсмогеологических условий – характеризуется наличием "сверхтонкого" водного слоя с характерным параметром $H\lambda \leq 0.2$, влиянием которого и обусловлены особые сложности, как в приеме, так и в возбуждении упругих волн при проведении сейсморазведочных работ [3, 10, 11 и др.].

Диапазон глубин моря, соответствующих понятию "мелководье", в настоящее время однозначно не определен, так как при монотонном уменьшении глубины моря вдоль профиля условия приема и возбуждения упругих волн и, соответственно, характеристики сейсмической записи также изменяются монотонно. Тем не менее, на практике к мелководным акваториям обычно принято относить районы работ с глубиной моря менее 20 м (по разным источникам от 10 м до 30 м), при этом переходные участки "суша-море" с глубиной воды от 0.5 до 2-3 м и от 0 до 0.5 м, характеризующиеся наиболее сложными условиями, называют "предельным мелководьем" и "транзитной зоной".

К зоне предельного мелководья относятся береговые топи, плавни, лиманы, заливные части суши, отмели, дельты рек, открытые мелководные рифы, широкие приливные зоны, литоральные зоны и близкие к побережью мелководные участки, характеризующиеся особой сложностью в проведении сейсморазведочных работ, так как в этой зоне неприменимы ни чисто морская технология, ни наземная. В этой зоне запрещено в качестве источника упругих колебаний использовать взрывчатые вещества; традиционно применяемые при морской сейсморазведке пневматические источники на предельном мелководье, как правило, теряют свою эффективность, вибрационные же источники здесь неприменимы из-за слабости грунтов. Использование буксируемых пьезокос в этой зоне невозможно из-за малых глубин, применению наземных сейсмоприемников препятствует наличие водного слоя. При этом использование любых технических средств ограничено, как правило, недостаточной грузоподъемностью, энерговооруженностью и проходимостью применяемых транспортных средств.

Площади мелководных участков акваторий достаточно велики. Так, например, согласно [4], общая площадь Российского шельфа с глубинами моря

до 20 м составляет свыше 700 тыс. км^2, при этом свыше 130 тыс. км^2 занимает предельное мелководье. Значительная часть из этих площадей относится к районам с высокими перспективами нефтегазоносности, где проведение разведочных работ представляет практический интерес.

С геологической точки зрения верхняя часть разреза в зонах мелководья обычно характеризуется переслаивающимися континентальными и морскими осадками, сравнительно быстро изменяющейся морфологией, наличием погребенных речных долин, палеорусел рек, песчаных баров и др., что в сочетании с изменчивостью упругих свойств донных осадков и толщины водного слоя представляет собой один из самых сложных типов сейсмогеологических условий.

Рассмотрим подробнее влияние основных факторов, определяющих особенности возбуждения упругих волн в условиях мелкого моря.

1. Влияние интерференционных процессов в водном слое

При сейсморазведочных работах на мелководье источник упругих волн обычно располагается в водном слое глубиной H на расстоянии h от поверхности моря ($H \geq h$). Вследствие многократных отражений в водном слое от границы "вода-воздух" с коэффициентом отражения –1 и от границы дна с коэффициентом отражения равным $k_{отр}$ волна, излучаемая в нижнее полупространство, является интерференционной. При этом выражение, описывающее профиль интерференционной волны, излучаемой в любом направлении α_2 нижнего полупространства (угол α_2 отсчитывается от вертикальной оси: $\pi/2 \leq \alpha_2 \leq \pi/2$), полученное в приближении плоских волн в дальней зоне (без учета расхождения) может быть записано в виде суммы волн, излучаемых в направлении α_2 действительным излучателем и бесконечной цепочкой "мнимых" излучателей, расположенных в верхнем полупространстве [3,13]:

$$F(t) = k_{пр} \cdot \sum_{l=0}^{\infty} (-k_{отр})^l \cdot [f(t - l\tau_1) - f(t - l\tau_1 - \tau_2)], \quad (1)$$

где $\tau_1 = 2H/(C \cdot \cos\alpha_1)$; $\tau_2 = 2h/(C \cdot \cos\alpha_1)$; $l = 0; 1; 2; \ldots$,

$C = 1500$ м/с – скорость звука в воде;

$f(t)$ – профиль волны давления, излучаемой источником в безграничном пространстве (функция источника);

α_1 – угол выхода луча из источника (отсчитывается от вертикали);

$k_{пр}$ – коэффициент преломления луча при переходе в нижнее полупространство.

Комплексный спектр этой функции имеет следующий вид:

$$S_F(j\varpi) = k_{пр} \cdot S_f(j\varpi) \cdot \sum_{l=0}^{\infty} (-k_{отр})^l \cdot e^{-j\varpi l\tau_1} \cdot (1 - e^{-j\varpi\tau_2}), \quad (2)$$

где $S_f(j\varpi)$ – комплексный спектр функции $f(t)$.

Отсюда обобщенная комплексная интерференционная характеристика водного слоя может быть получена в виде:

$$K(j\omega, \alpha, h, H) = S_F(j\omega) / S_f(j\omega) = k_{пр} \cdot (1 - e^{-j\omega\tau_2}) \cdot \sum_{l=0}^{\infty} (-k_{отр})^l \cdot e^{-j\omega l\tau_1}. \quad (3)$$

Модуль этого выражения после преобразований может быть представлен в виде произведения двух функций:

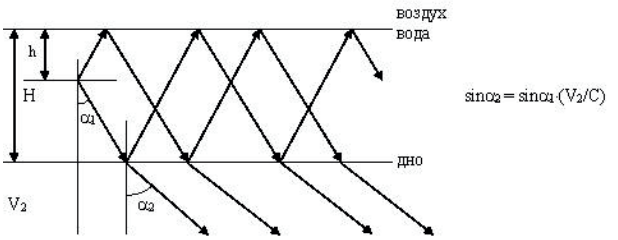
$$K(\omega, \alpha_1, h, H) = K_1(\omega, \alpha_1, h) \cdot K_2(\omega, \alpha_1, H), \quad (4)$$

одна из которых, $K_1(\omega, \alpha 1, h) = 2 \cdot |\sin(\omega\tau_2/2)|$ – модуль частотной харак-

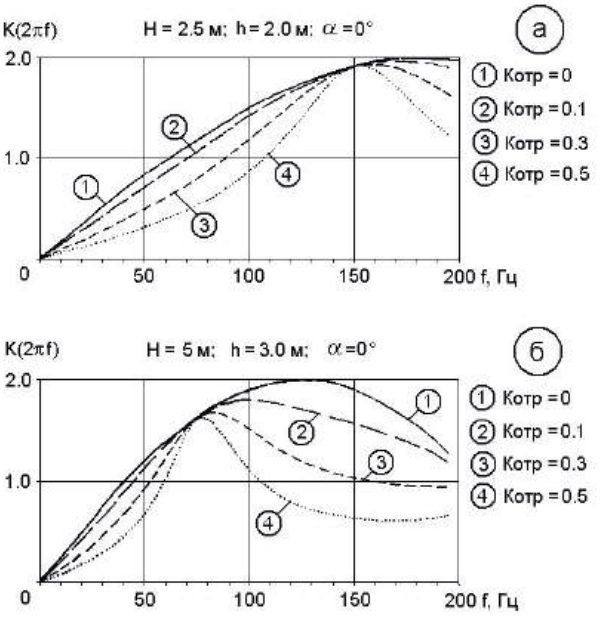
теристики, учитывающей влияние границы "вода-воздух", другая функция – $K_2(\omega,\alpha_1,H) = k_{пр}\cdot[1+2\cdot k_{отр}\cos(\omega\tau_1)+k_{отр}^2]^{-1/2}$ – модуль частотной характеристики, учитывающей влияние границы дна. При фиксированных параметрах α, h и H, т.е. в функции частоты все выражение (4) представляет собой модуль частотной характеристики точечного излучателя в водном слое; в функции угла α это выражение описывает диаграмму направленности точечного гармонического излучателя с частотой ω, расположенного в водном слое глубиной H на удалении h от поверхности воды – см. рис.1.

В качестве примера на рис.2 приведены модули частотных характеристик, рассчитанные по формуле (4) при $\alpha_1 = 0$ (нормальное падение) и разных значениях коэффициента отражения для двух значений глубины моря: а) $H = 2.5$ м, глубина источника $h = 2.0$ м и б) $H = 5.0$ м, глубина источника $h = 3.0$ м. Кривые, полученные при $k_{отр} = 0$, соответствуют случаю, когда граница дна отсутствует – источник находится в жидком полупространстве на глубине h от поверхности "вода-воздух" – и иллюстрируют лишь влияние глубины его погружения, (т.е. влияние поверхности "вода-воздух"). Приведенные на рис.3 частотные характеристики, также полученные при $\alpha_1 = 0$, показывают влияние расположения источника относительно границ водного слоя при тех же значениях его глубины ($H = 2.5$м – (а) и $H = 5.0$ м – (б)), но при фиксированном значении коэффициента отражения от дна равном 0.3. При этом кривые, полученные при $h = H$ соответствуют случаю, когда источник находится на дне моря.

Кроме того, рассматривались и частотные характеристики, иллюстрирующие влияние удаления источника от дна при фиксированных удалениях его от поверхности "вода-воздух" $h = 2.5$ м и $h = 5$ м, и полученные при тех же значениях $\alpha_1 = 0$ и $k_{отр} = 0.3$, но при разных значениях глубины моря.

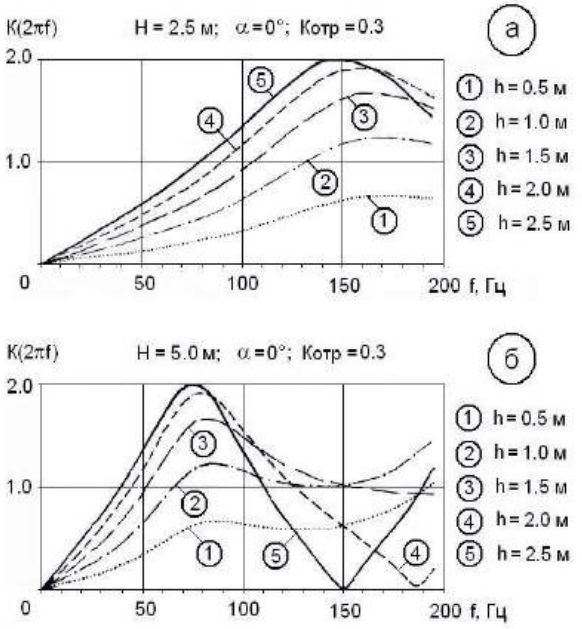


▲ *Рис. 1. К выводу интерференционной частотной характеристики точечного излучателя в водном слое.*



▲ *Рис. 2. Модули частотных характеристик водного слоя при $\alpha = 0$ (нормальное падение) и разных коэффициентах отражения от дна: а) глубина моря $H = 2.5$ м, глубина источника $h = 2.0$ м; б) глубина моря $H = 5.0$ м, глубина источника $h = 3.0$ м.*

Как видно из рис. 2 – 3, частотные характеристики излучателя в водном слое представляют собой осциллирующие периодические функции, в колебаниях которых явно проявляются два периода. Первый – основной период частотных характеристик – обусловлен влиянием поверхности "вода-воздух" и равен периоду модуля синуса в функции $K_1(\omega, \alpha_1, h)$. При этом максимумы огибаю-



▲ *Рис. 3. Модули частотных характеристик водного слоя при α=0 (нормальное падение), $k_{отр}$= 0.3 и разных глубинах погружения источника: а) глубина моря H = 2.5 м; б) глубина моря H =5.0 м.*

щих лепестков характеристик пропорциональны kпр и соответствуют частотам: $f_{n\ max} = (n\text{-}0.5)\cdot C/(2h\cos\alpha_1)$; минимумы характеристик, равные нулю, достигаются в точках: $f_{n\,min} = (n\text{-}1)\cdot C/(2h\cos\alpha_1)$, где $n = 1,2,3,\ldots$ Ниже, в табл.1, приведены граничные частоты (определяемые по уровню 0.707 от максимума) первого лепестка интерференционной характеристики заглубления источника $K_1(\omega, \alpha_1, h)$. полученные при $\alpha_1 = 0$ и разных глубинах погружения.

Более высокочастотные осцилляции кривых $K(\omega, \alpha_1, h, H)$ обусловлены влиянием дна моря, при этом они связаны с периодичностью косинуса в функции $K_2(\omega, \alpha_1, H)$ и имеют период равный $C/(2H\cos\alpha_1)$, тем меньший, чем больше глубина моря. Величина коэффициента отражения от дна моря, так же, как и на глубокой воде определяет характер перераспределения упругой энергии на границе: с увеличением жесткости дна (т.е. $k_{отр}$) амплитуда проходящих волн в дальней зоне падает, в той же степени возрастает интенсивность реверберации, т.е. уровень донно-кратных волнпомех в водном слое.

Как видно из приведенных в табл.1 и на рис.2–3 данных, общим отрицательным свойством частотных характеристик $K(\omega, \alpha_1, h, H)$ на мелководье является то, что полоса их пропускания смещена в область высоких частот и при малых глубинах погружения источника выходит за пределы сейсмического диапазона частот. При этом низкочастотные компоненты спектра излучения источников всех типов – от первых герц до 40–60 Гц, где обычно содержится основная энергия собственного излучения источника – оказывается в полосе гашения. В качестве иллюстрации этого эффекта на рис.4 приведены зависимости энергии прямой волны, распространяющейся вдоль приемной расстановки и зарегистрированной на удалении в несколько десятков метров от пункта взрыва (X_{min} = 27 м, X_{max} = 74 м), от глубины погружения источника. Указанные зависимости получены по результатам обработки материалов полевых экспериментов, проведенных на полигоне в опытном бассейне (H = 4.5 м) с пневматическими источниками ряда

▼ *Табл. 1. Граничные частоты интерференционной характеристики заглубления источника $K_1(\omega, \alpha_1, h)$ при $\alpha_1 = 0$*

Глубина источника, h	0.5 м	1 м	2 м	3 м	4 м	5 м	6 м
Нижняя граничная частота, Гц	375	187.5	93.8	62.5	46.9	37.5	31.3
Верхняя граничная частота, Гц	1125	562.5	281	187.5	140.6	112.5	93.8

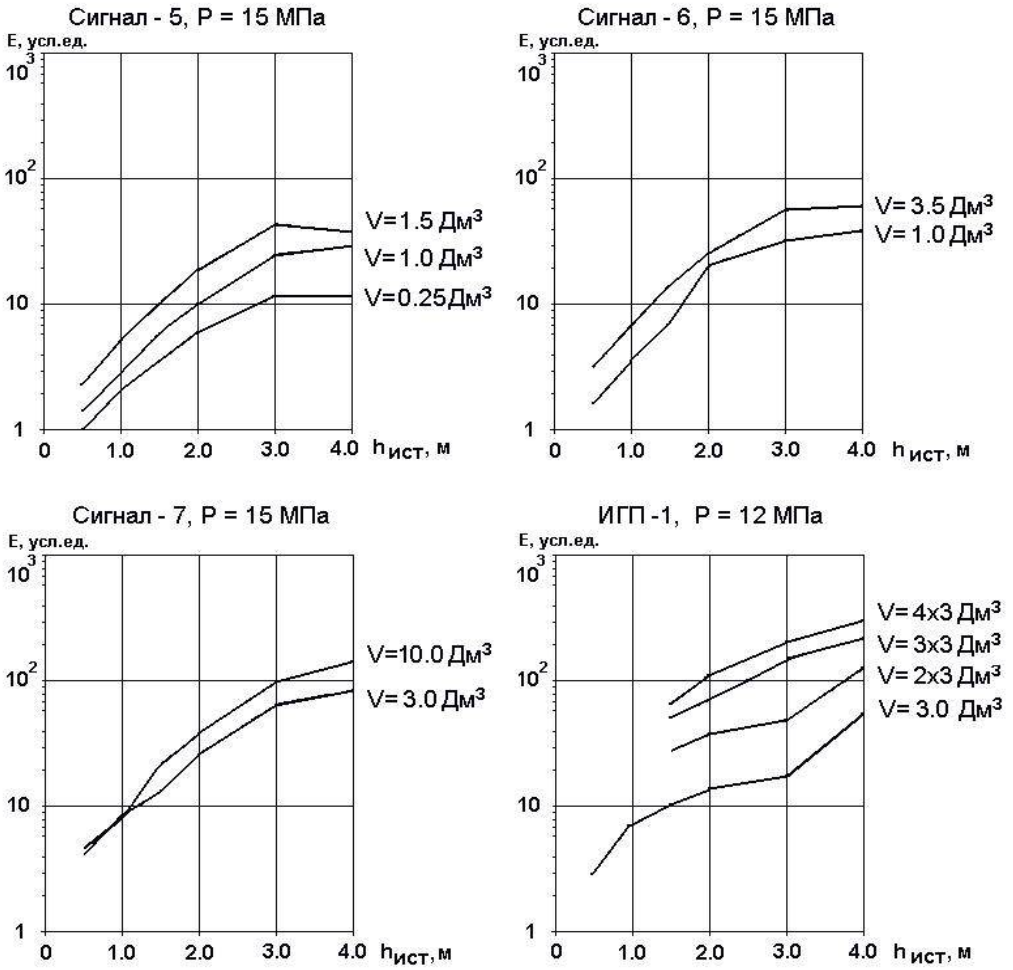


Рис. 4. Зависимости энергии прямой волны от глубины погружения источников разных типов. Глубина бассейна 4.5 м.

"Сигнал" с объемами рабочих камер от 0.25 дм^3 до 10.0 дм^3 при рабочем давлении воздуха 15 МПа и разных параметрах группирования [17].

2. Влияние границ на динамику пульсации полости

Для всех источников типа "пульсирующая полость" – пневматических, газовых, электроискровых и др. – характерна зависимость периода пульсации полости T (и, соответственно, преобладающей частоты возбуждаемых колебаний) от гидростатического давления P_0 вида $T \sim P_0^{-5/6}$ [2, 6, 9]. При пульсации полости вблизи жестких границ водного слоя эта зависимость нарушается, так как давление в окрестности полости, кроме постоянной составляющей, равной весу столба жидкости на данной глубине, будет иметь и переменную составляющую, в любой момент времени равную мгновенному значению собственного реверберационного фона, т.е. сумме волн давления, излучаемых бесконечной цепочкой "мнимых" источников, координаты которых могут быть получены последовательными зеркальными отображениями реального излучателя в границах водного слоя. Так же, как и в предыдущем разделе, принимая коэффициенты отражения от границы "вода-воздух" равными –1, а от границы дна равным $k_{отр}$, выражение, описывающее внешнее давление в окрестности источника, получим в виде [7, 8, 9]:

$$P_0(t) = P_0 + \sum_{l=1}^{\infty} (-k_{отр})^l \cdot \frac{f(t - r_{l1}/C)}{r_{l1}} + \\ + \sum_{l=0}^{\infty} (-k_{отр})^l \cdot [\frac{-f(t - r_{l2}/C)}{r_{l2}} + k_{отр} \cdot \\ \cdot \frac{f(t - r_{l3}/C)}{r_{l3}} - k_{отр} \cdot \frac{f(t - r_{l4}/C)}{r_{l4}}], \quad (5)$$

где $r_{l1} = 2 \cdot l \cdot H$; $r_{l2} = 2 \cdot l \cdot H + 2h$; $r_{l3} = 2 \cdot (l+1) \cdot H - 2h$; $r_{l4} = 2 \cdot (l+1) \cdot H$; $l = 0, 1, 2, \ldots$;

h – глубина погружения источника;

$f(t)$ – профиль волны давления, возбуждаемой источником в "безграничной" среде.

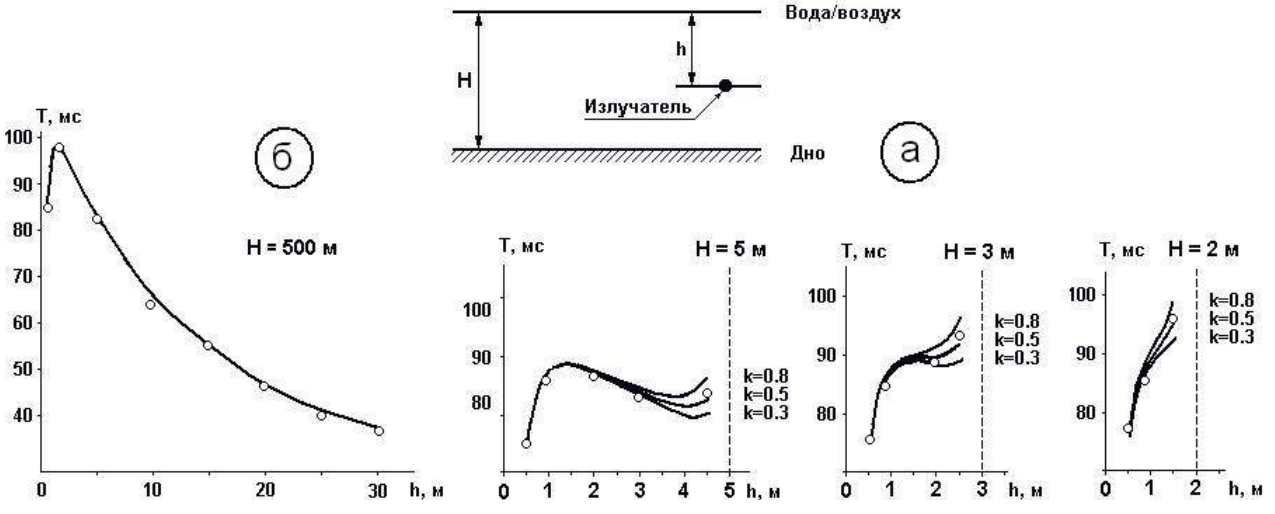
Анализируя выражение (5) можно показать, что вклад реверберационного фона в функцию $P_0(t)$ тем больше, чем меньше глубина водного слоя и чем ближе реальный источник к его границам, при этом полное давление $P_0(t)$ в окрестности источника при $H = 2 \div 5$ м и удалении его от границ на 0.5–1.0 м может отличаться от величины гидростатического давления P_0 на 20-30%, приводя к заметному изменению периода пульсации полости и, соответственно, частотного состава возбуждаемых колебаний.

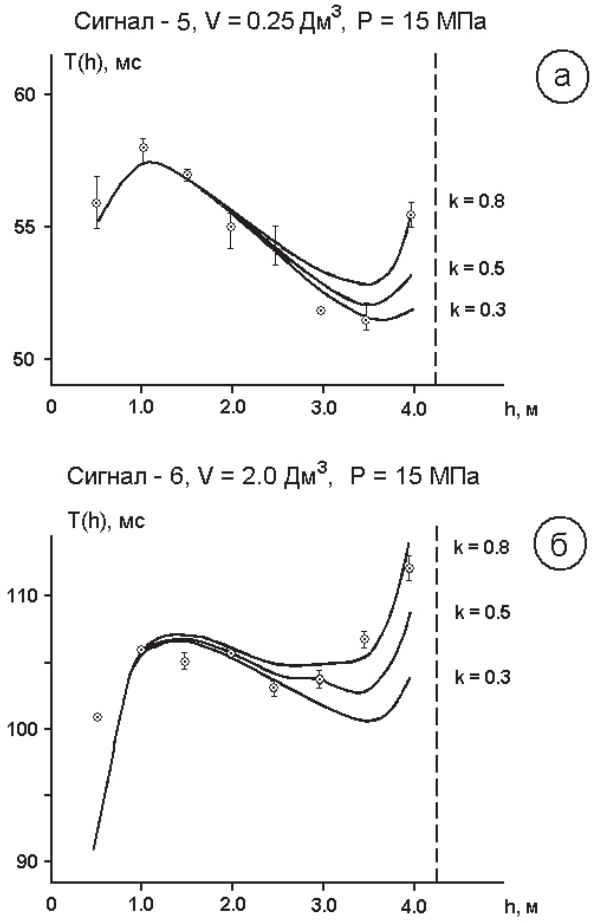
Численное решение этой задачи применительно к пневматическому излучателю было рассмотрено в работах [7–9], где получена система дифференциальных уравнений, позволяющая рассчитать акустические характеристики источника типа "пульсирующая полость" с учетом влияния границ водного слоя. В качестве примера на рис.5 (а) приведены расчетные и экспериментальные зависимости, иллюстрирующие влияние глубины погружения пневматического излучателя ИГП-1 на период пульсации полости при разных глубинах моря (H = 2.0; 3.0; 5.0м) и разных коэффициентах отражения от дна ($k_{отр}$ = 0.3; 0.5; 0.8). Для сравнения на рис.5 (б) приведены расчетная и экспериментальная зависимости $T(h)$, полученные при H = 500 м, т.е. на глубокой воде, когда влиянием донных отражений можно пренебречь (результаты экспериментальных измерений на рис.5 показаны кружочками).

Аналогичные расчетные зависимости $T(h)$ для слоя, а также результаты эксперимента, выполненного в опытном бассейне глубиной $H = 4.3$ м с излучателями "Сигнал-5" объемом 0.25 дм^3 – (а) и "Сигнал-6" объемом 2.0 дм^3 при рабочем давлении 15 МПа, представлены на рис.6.

Как видно из этих данных, вблизи границ водного слоя зависимость $T(h)$ заметно отличается от вида $P_0^{-5/6}$: приближение источника к границе "вода-воздух" сопровождается резким уменьшением периода пульсации, в то время как вблизи дна наблюдается увеличение периода, и тем большее, чем выше коэффициент отражения от дна моря.

▼ *Рис. 5. Влияние глубины погружения пневматического излучателя ИГП-1 (V = 3 дм^3, P = 12 МПа), на период пульсации полости при разных глубинах моря: а) H = 2.0 м; H = 3.0 м; H = 5.0 м; б) H = 500 м (кружочками показаны экспериментальные значения).*





▲ *Рис. 6. Влияние глубины погружения пневматических излучателей "Сигнал" на период пульсации полости при разных глубинах погружения (теория и эксперимент): а) излучатель "Сигнал-5", V = 0.25 дм³, P = 15 МПа; б) излучатель "Сигнал-6", V = 2.0 дм³, P = 15 МПа.*

3. Влияние близости дна

Близость к источнику дна при возбуждении упругих волн на мелководье рассматривалась выше с точки зрения его влияния на интерференционные процессы и на динамику пульсации полости, как одной из границ, участвующих в формировании многократно-отраженных (донно-кратных) волн, возникающих в водном слое. Вместе с тем, с близостью дна могут быть связаны и другие эффекты, роль которых на мелководье заметно возрастает.

1). Так, верхняя часть разреза на мелководье, особенно придонные отложения, часто характеризуется значительной неоднородностью физических свойств по горизонтали, связанной как с изменчивостью литологического состава отложений, наличием литологических разностей, например, в виде загазованных илов, имеющих пониженные скорости распространения упругих волн, так и с вариациями мощностей слоев, значительной распространенностью рыхлых отложений, залегающих в виде линзовидных тел, зон выклинивания реликтовых многолетне-мерзлых пород и т.п. [4, 19]. В этой связи, при возбуждении упругих волн в непосредственной близости от дна, отмеченные неоднородности, даже при сравнительно небольших размерах, из-за близости к источнику, становятся сопоставимыми с размерами первой зоны Френеля и оказывают существенное влияние на характеристики волны в дальней зоне, значительно ухудшая стабильность ее параметров.

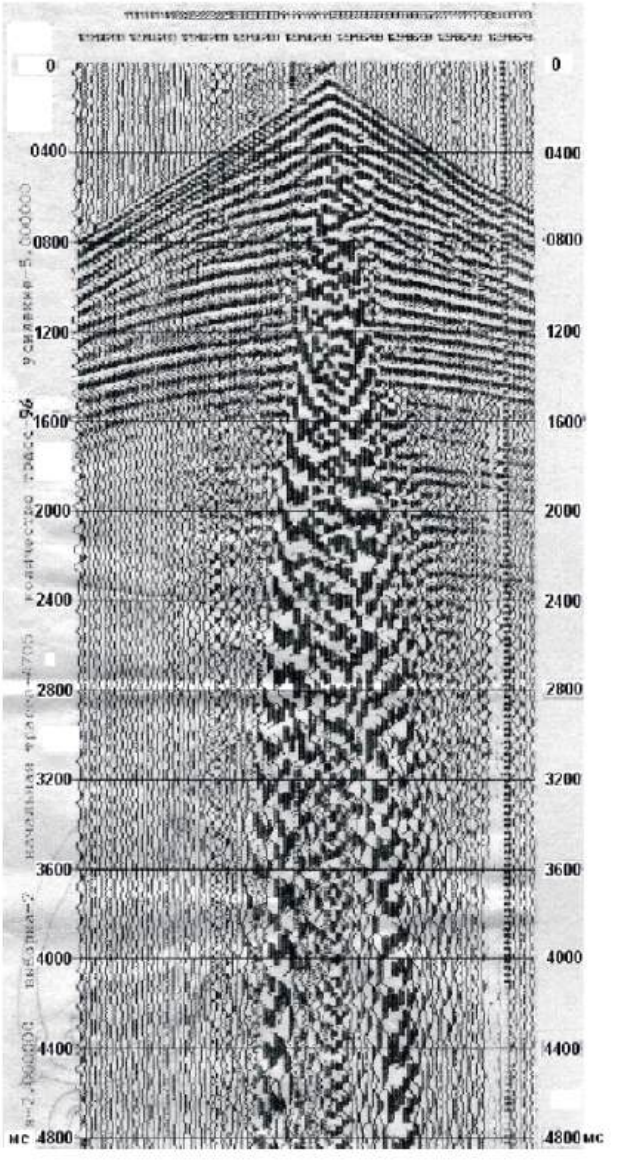
2). Другим источником нестабильности параметров возбуждаемых сигналов вдоль мелководного профиля является характерная для этих условий изменчивость рельефа дна моря, что вследствие причин, изложенных выше в разделах 1 – 2, может приводить к соответствующим вариациям характеристик, зависящих от величины *H*.

3). Процесс распространения волн сравнительно большой амплитуды в слабо консолидированных рыхлых грунтах в ближней зоне излучателя является уже существенно нелинейным, вследствие чего потери энергии на неупругие деформации среды в окрестности излучателя на мелководье, особенно предельном, значительно возрастают. Вероятно, именно этим фактором и объясняется, например, характер экспериментальных зависимостей на рис. 4, где по мере приближения источника к границе дна, кривые *E(h)*, полученные

для излучателей ряда "Сигнал", заметно выполаживаются.

При размещении излучателя вблизи дна практически всегда наблюдается появление более или менее интенсивных (в зависимости от строения верхней части разреза) низкочастотных и низкоскоростных волн-помех поверхностного типа. Для сосредоточенных низкочастотных источников это приводит к тому, что волны-помехи на ближних каналах приемного устройства нередко доминируют почти во всем интервале записи и подавление их известными средствами часто оказывается недостаточно эффективным.

В качестве примера на рис.7 приведена типичная сейсмограмма, полученная в ОАО "Южморгеология" на предельном мелководье Курчанского лимана с пневматическими источниками "ПУЛЬС". Как видно из этой сейсмограммы самыми интенсивными волнами являются связанные с верхней частью разреза низкочастотные (основная энергия в полосе частот до 10–12 Гц) и низкоскоростные (V~240÷260 м/с) волны-помехи, доминирующие на ближних к пункту возбуждения каналах во всем интервале записи (до 6 с).



▲ *Рис. 7. Типичная сейсмограмма, полученная на предельном мелководье Курчанского лимана с пневматическими источниками "ПУЛЬС".*

4. Влияние других факторов

К дополнительным факторам, осложняющим проведение на мелководье морских сейсморазведочных работ, в том числе и возбуждение сейсмических сигналов, можно отнести следующее:

1). Небольшая глубина моря, особенно в районах предельного мелководья, налагает существенное ограничение на осадку и водоизмещение геофизического судна (или др. плавсредства), что, в свою очередь, ограничивает численность обслуживающего персонала, габариты и вес устанавливаемого на борту геофизического и др. оборудования, а также максимальную мощность судовой энергоустановки и, соответственно, мощность, потребляемую источником. В этой связи использование на предельном мелководье громоздких и мощных излучающих систем, требующих применения, например, мощных компрессорных станций, тяжелого спускоподъемного и др. оборудования, является весьма проблематичным.

2). Другое ограничение на мощность источника связано с известным риском вредного воздействия упругих колеба-

ний на флору и фауну акваторий, особенно в зоне предельного мелководья. Так, для газовых и пневматических источников с рабочим давлением 10–15 МПа предел по суммарному объему рабочих камер одиночных и групповых источников, установленный "Межведомственной комиссией по вопросам проведения сейсморазве-дочных работ на рыбохозяйственных водоемах" составляет до 30 дм^3, что соответствует максимальной допустимой энергии возбуждения не более 1.13 МДж на одно воздействие. При этом в каждом конкретном случае сроки проведения любых геофизических работ на мелководных акваториях требуют обязательного согласования в региональных управлениях охраны водных биологических ресурсов и могут быть изменены или ограничены в связи с нерестом или сезонной миграцией рыб и др. гидробионтов [1].

3). Проведение работ с буксируемыми забортными устройствами сопряжено с особыми сложностями для судовождения, так как на всем мелководье имеют место значительные колебания уровня моря вследствие приливно-отливных и сгонно-нагонных течений, скорость которых достигает 3–4 узлов, при этом на большей части мелководных акваторий отсутствует детальный промер глубин. Еще более сложным по условиям мореплавания является обширное мелководье арктического бассейна, где сроки навигации не превышают 3–4 месяцев, а проведение работ даже в летнее время может сдерживаться неблагоприятной ледовой обстановкой [4].

4). Важным фактором, нередко предъявляющим особые требования как к конструкции буксируемых забортных устройств, так и к технологии работ, особенно на предельном мелководье, является характер дна: наличие на дне скальных обломков, коралловых рифов, остатков металлоконструкций, обломков затонувших кораблей, тросов и т.п., при отсутствии специальных средств защиты может привести к серьезному повреждению или даже потере буксируемых устройств.

5). Еще большими сложностями характеризуются условия работ в плавнях, где нередко в пределах одного объекта, или даже профиля, имеет место чередование открытых мелководных водоемов и участков, покрытых труднопроходимой болотной растительностью. Такое разнообразие поверхностных условий требует применения и различных технических средств для возбуждения и приема упругих колебаний, при этом для проведения работ в таких условиях необходимо применение транспортных средств амфибийного класса, имеющих повышенную проходимость: плавающие транспортеры, вездеходы-амфибии и т.п.

5. Основные требования, предъявляемые к источникам для сейсморазведки в условиях мелководья

Анализ рассмотренных выше факторов, определяющих особенности возбуждения упругих волн в условиях мелкого моря, позволяет, в принципе, сформулировать и основные требования к источнику. При этом наряду с общими требованиями, предъявляемыми ко всем источникам для морской сейсморазведки [6], есть и ряд дополнительных, определяемых как спецификой сейсмогеологических условий, так и особенностями применяемой на мелководье технологии работ. Основными из этих требований являются следующие.

1). Источник должен быть безвредным для окружающей среды и безопасным для обслуживающего персонала и судна (или др. носителя). При этом для газовых

и пневматических источников с рабочим давлением до 15 МПа суммарный объем рабочих камер должен быть ограничен пределом до 30 дм^3 [1]. Установленные на судне арматура высокого давления, электрические кабельные линии и установки, спускоподъемные устройства и другое оборудование, входящее в состав системы возбуждения и предназначенное для эксплуатации источника, должно удовлетворять требованиям Госгортехнадзора и Морского Регистра РФ.

2). Источник должен иметь достаточно широкополосный сигнал, спектр которого должен быть оптимально согласован как с характеристикой среды, так и с частотной характеристикой водного слоя. Так как при этом основная энергия зондирующего сигнала в дальней зоне должна оставаться в сейсмическом диапазоне частот, энергия собственного акустического излучения источника в полосе частот 2080 Гц, с учетом фактора подавления его низкочастотных компонент характеристикой водного слоя, для достижения той же эффективности на мелководье должна быть выше, чем для источников, работающих на глубокой воде.

3). Для снижения влияния латеральной неоднородности свойств придонного грунта на характеристики стабильности сигнала в дальней зоне, а также для снижения потерь энергии на неупругие деформации при работах на мелководье предпочтительнее применять площадные группы с большим количеством излучателей (от 20 до 60 и более), имеющих сравнительно небольшие амплитуды возбуждаемых сигналов [до (1÷3)·10^5 Па·м] и группируемых на достаточно большой площади с размерами, например, около (20÷50)х(50÷100) м2.

В том случае, когда источник создается на основе группирования сравнительно компактных излучающих модулей (подгрупп), количество их должно быть четным, а расстояние между ними вдоль линии наблюдения следует выбирать с шагом, равным половине длины волны наиболее интенсивных составляющих из цуга волн поверхностного типа, что позволит обеспечить относительное их ослабление.

При использовании на мелководье линейных источников, располагаемых вдоль линии наблюдения, при шаге группирования излучателей не более 2–4 м, общую базу линейной группы следует выбирать равной целому числу длин наиболее интенсивных волн-помех поверхностного типа. Заметному ослаблению этих волн способствует также и применение на мелководье более высокочастотных излучателей с максимумами спектральной плотности собственного излучения на частотах свыше 50 Гц.

В любом случае выбор конкретной геометрии площадной или линейной группы должен производиться по результатам опытно-методических работ, в зависимости от конкретных сейсмогеологических условий изучаемого района. В этой связи конструкция источника для мелководья должна обеспечивать возможность гибкой перестройки его конфигурации: изменение в достаточно широких пределах геометрии взаимного расположения излучающих модулей (подгрупп) и расстояний между ними, шага группирования излучателей и их объемов, временных диаграмм запуска излучателей и т.п.

В работе [5] приведено сопоставление сейсмограмм, полученных на мелководье залива Сиваш (H = 2–2.5 м) в одних и тех же точках профиля и при одинаковых параметрах регистрации с двумя разными источниками, отличающимися геометрией и спектральным составом

возбуждаемых колебаний: с высокочастотным линейным газовым источником ИГЛ (длина эластичной взрывной камеры 60 м, объем около 90 дм^3, запасаемая энергия газовой смеси водород-кислород около 450 кДж на одно воздействие, h = 2 м), имеющим максимум спектральной плотности на частоте 50–70 Гц, и с низкочастотным пневматическим источником "Импульс-1" (суммарный объем группы 4×3 дм^3, $P_{раб}$ = 12 МПа, запасаемая энергия около 360 кДж, база группирования 3×3 м, h = 2 м), с максимумом спектра собственного излучения на частоте 10–12 Гц.

Из сопоставления этих сейсмограмм можно было видеть, что записи, полученные практически сосредоточенным источником "Импульс-1", на первых 6–8 каналах даже после фильтрации были осложнены интенсивными низкочастотными поверхностными волнами со скоростью 220–240 м/с. В то же время на записях, полученных с более высокочастотным и распределенным в пространстве линейным источником ИГЛ, на фоне более интенсивных отражений поверхностные волны практически не наблюдались.

4). Глубину погружения источника при работах на мелководье следует выбирать в зависимости от глубины моря: при глубине моря менее 2–3 м предпочтительнее буксировать источник по дну; в диапазоне глубин моря H от 2–3 м до 5–7 м глубина погружения источника должна составлять приблизительно $(2/3)\cdot H$; при больших глубинах моря глубина погружения источника выбирается в соответствии с известными критериями [2, 5, 9, 10 и др.]. При этом выбор конкретной глубины погружения для той или иной излучающей системы в условиях мелководья также уточняется по результатам опытно-методических работ, в зависимости от конкретных сейсмогеологических условий изучаемого района.

С учетом приведенных выше требований конструкция излучающей системы должна обеспечивать возможность сравнительно быстрого изменения глубины ее погружения и быть работоспособной при длительной эксплуатации источника в условиях буксировки его по дну, при этом все излучатели группы должны быть конструктивно защищены от попадания внутрь грязи и абразивных частиц грунта.

5). Источник для мелководья по своим весогабаритным характеристикам, энергопотреблению, трудоемкости обслуживания и ремонта, используемому спускоподъем-ному и другому вспомогательному оборудованию должен "вписываться" в возможности применяемых на мелководье, обычно, малотоннажных плавсредств, имеющих слабую энерговооруженность, небольшую автономность плавания (до нескольких суток) и рассчитанных на размещение сравнительно небольшого обслуживающего персонала. При этом лучшие условия для размещения источника имеют место при работе в двухсудовом варианте, когда источник устанавливается на отдельном судне-взрывпункте, все свободные ресурсы которого могут быть использованы только для его обеспечения.

Учитывая то, что мелководье, и особенно предельное мелководье, является одним из самых сложных видов сейсмогеологических условий, требующим использования мощных излучающих систем с громоздким забортным оборудованием, его серьезное освоение возможно лишь при комплексном решении проблемы, предполагающем, в том числе, и проектирование специализированных геофизических судов и носителей

амфибийного класса, ориентированных на конкретный аппаратурно-методический комплекс и обеспечивающих его максимальную эффективность[1].

Из специализированных судов для мелководья в настоящее время имеется серия НИС типа "Искатель" (катамаран проекта 3870 постройки ПНР с осадкой около 1.5 м), предназначенных для работ на мелководье с глубиной не менее 2 м. В начале 90-х годов в ЦКБ "Нептун" разрабатывалось геофизическое судно на воздушной подушке (ГСВП) амфибийного класса, проект 15300, предназначенное для работ на предельном мелководье и в переходных зонах "суша-море", однако серийный выпуск его по известным причинам не состоялся [4, 14].

6). Источник для мелководья должен соответствовать применяемой технологии сейсморазведочных работ, не ограничивая их производительность. В первую очередь это касается такой характеристики источника, как "скорострельность" (т.е. минимальный интервал времени между двумя последовательными срабатываниями - $\tau_{сраб}$), которая определяется, в основном, мощностью энергетической установки источника и, соответственно, ее производительностью по рабочему телу. Наиболее жесткие требования по этому параметру ($\tau_{сраб}$ ~ 6÷10 с) предъявляются к источнику при работе в режиме свободной буксировки с плавающей косой (при глубине моря более 5-7 м), а также при работе на предельном мелководье с автономным взрывпунктом и донной косой в стационарном режиме (способ описан в [10]).

При работе в режиме "старт-стопной" технологии (называемой за рубежом "yo-yo") интервал между срабатываниями, по опыту ОАО "Севморнефтегеофизика" [4], составляет 15–30 с (хотя, согласно [18], может достигать также 810 с). При наименее производительной работе с буксируемой по дну косой и остановками в каждом пункте возбуждения (за рубежом такая технология называется "Drag Bottom") интервал между срабатываниями определяется темпом перемещения расстановки и может достигать 1–2 мин.

При работе в транзитной зоне "суша-море", в плавнях, или при необходимости возбуждать сейсмические сигналы вблизи береговой линии на суше нередко применяются так называемые "погружные" пневматические источники, работающие в мелких взрывных скважинах. Как правило, технология работ в таких условиях предполагает накапливание от первых единиц до первых десятков циклов, в результате чего время отработки на одном пункте взрыва, с учетом времени на перемещение взрывпункта и бурение скважины может составлять до 15÷20 минут, а иногда и более.

При этом в рамках той или иной технологии работ экономическая целесообразность применения источника на мелководье, так же, как и при работе на глубоком море, в значительной мере определяется его надежностью и общим ресурсом работы. По предварительным оценкам, наработка на отказ источника должна составлять не менее 10 тысяч срабатываний при общем ресурсе до 150 тысяч срабатываний.

Как следует из приведенных выше п.п.1–6, задача создания эффективного источника для сейсморазведки на мелководье имеет особую сложность, так как предъявляемые к нему основные требования в совокупности своей противоречивы и вряд ли могут быть в полной мере

[1] *В условиях болот и плавней могут представлять интерес и снегоболотоходные машины, например, снегоболотоходное шасси ШСГ-51 [14].*

реализованы в рамках одной конструкции. Так, например, требования, предъявляемые к конфигурации групп (по количеству излучателей, базе их группирования), к энергии излучения и "скорострельности" источника, находятся в противоречии с явно ограниченными возможностями как имеющихся, так и создаваемых в обозримой перспективе геофизических судов и амфибийных носителей, особенно для предельного мелководья. В этой связи совершенно очевидной становится и необходимость поиска в разработке разумных компромиссов, из которых модульный принцип построения излучающей системы представляется наиболее удачным, так как позволяет на основе идентичных излучающих модулей (подгрупп) создавать излучающие системы с разнообразными характеристиками: от наиболее простых, ориентированных на самые легкие суда и амфибийные носители (один-два модуля), до более сложных линейных и площадных групп (4–6 модулей с произвольной геометрией их взаимного расположения в пространстве), для размещения которых необходимы специализированные суда, оснащенные мощной энергетической установкой и соответствующим спускоподъемным и др. оборудованием.

С точки зрения рассматриваемых требований в последние десятилетия весьма эффективный аппаратурный комплекс был разработан, опробован и успешно применялся в практике сейсморазведочных работ на предельном мелководье и в транзитной зоне ОАО «ЮЖМОРГЕОЛОГИЯ».

Так, в условиях предельного мелководья для возбуждения упругих волн использовался мелкосидящий понтон-взрывпункт, оборудованный дизель-компрессором, пневмораспределительным пультом и контроллером, а также буксируемым за ним на цилиндрических пластмассовых поплавках плотом, с установленными на нем сварными металлическими траверсами, деревянным помостом, ручными лебедками и излучателями «ПУЛЬС-5» или «МАЛЫШ» [10, 11].

В условиях транзитной зоны наряду с наземными источниками (вибрационными, взрывными и др.), возбуждение сигналов осуществляется скважинными пневматическими источниками ПИК-3 или «ПУЛЬС-6С», обычно работающими в мелких, заполненных водой скважинах в режиме накапливания [11, 12]. Бурение скважин глубиной до 23 м при этом осуществляется шнековой буровой установкой, смонтированной в кузове вездехода или транспортера.

Сопоставление небольших линейных пневматических групп, буксируемых в водном слое, и погружных (скважинных) пневмоисточников более подробно рассмотрено в

Литература

1. Балашканд М.И., Векилов Э.Х. и др. Новые источники сейсморазведки, безопасные для ихтиофауны. – М.: Наука, 1980, 78 с.

2. Балашканд М.И., Ловля С.А. Источники возбуждения упругих волн при сейсморазведке на акваториях. – М.: Недра, 1977, 128 с.

3. Бяков Ю.А., Димза А.Я, Иванов Н.А. Особенности морской сейсморазведки в условиях мелководья на примере модельных исследований // Морская геофизика. Сборник научных трудов. – Рига: ВНИИМоргео, 1984, с.59-63.

4. Гагельганц А.А., Серебренников Г.П. и др. Отчет по теме 105-80Н.: Совершенствование методики сейсмических исследований на мелководном шельфе (в 2-х частях). – Мурманск, НИИМоргеофизика ВМНПО "Союзморгео", 1983.

5. Гуленко В.И. Теоретическое и экспериментальное исследование некоторых типов источников упругих волн на основе водородо-кислородной газовой смеси. Дисс. на соискание ученой степени канд. геол.-мин.

наук. – М.: МГУ, 1982, 218 с.

6. Гуленко В.И. и др. Невзрывные источники упругих волн для морской сейсморазведки. Обзорная информация, вып.4. Серия: Геология и разведка морских нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИЭГазпром, 1983, 44 с.

7. Гуленко В.И., Карпенко В.Д., Шлыков В.А. Влияние внешнего акустического поля и границ водного слоя на акустические характеристики пневматического излучателя // Сб. "Разведочная геофизика", вып.110. – М.: Недра, 1989, с.98-105.

8. Гуленко В.И., Карпенко В.Д., Шлыков В.А. Теоретическое и экспериментальное исследование пневматических излучателей для морской сейсморазведки // Изв. вузов. Сев.-Кавк. регион., Техн. науки. 2002. №3. с.50-58.

9. Гуленко В.И. Пневматические источники упругих волн для морской сейсморазведки: Монография. – Краснодар: КубГУ, 2003, – 313 с.

10. Гуленко В.И., Шумский Б.В. Технологии морской сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитной зоне: монография / Краснодар: КубГУ, 2007 – 111 с.

11. Гуленко В.И., Захарченко Е.И., Бадиков А.Н. Группирование пневматических источников для морской сейсморазведки: монография / Краснодар: КубГУ, 2022. – 143 с.

12. Земцова Д.П., Наконечная Л.В., Кравченко Н.И., Трофимов В.В. Способ морской сейсмической разведки мелководного шельфа. – А.с. № 1241877. Опубликовано в бюлл. № 24, 1986 г.

13. Пекерис К. Теория распространения звука в мелкой воде. – В кн.: Распространение звука в океане. – М.: ИЛ, 1967, с.48-157.

14. Романов Е.И., Вацман А.Д. Новые транспортные средства для геофизических работ: Геофизика, 1996, №4, с.56-57.

15. Рудаков А.В., Гуленко В.И. Эффективность морских источников сейсмических сейсмических сигналов в условиях предельно малых глубин // Приборы и системы разведочной геофизики. 2017. Т.59. №1. с. 42-49.

16. Тюхалов В.И., Гуленко В.И., Ежов В.А., Романенко Ю.Л., Шестаков С.Н. Отчет по теме 8-81: Опытно-методические работы по оценке эффективности применения групповых источников различной мощности в морской сейсморазведке (в 2-х томах). – г. Краснодар, НИИМоргеофизики ВМНПО "Союзморгео", 1983, 352 с.

17. Тюхалов В.И., Гуленко В.И., Ежов В.А., Якуш Е.Ю. Отчет по теме 58-84: Разработка системы возбуждения на базе излучателей нормального ряда "Сигнал" для морской нефтегазовой сейсморазведки. – г. Краснодар, КФНИИМоргеофизики, 1986, 286с.

18. Хофф Б.Д., Шмелик Ф.Б. Усовершенствованная система регистрации сейсмических данных на мелководье // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом, 1982, №6, с.58-60.

19. Щербаков В.В., Беляев Н.В., Карпова Т.В. Геологическая интерпретация зон аномальной сейсмической записи на морских акваториях // Геология, нефтегазоносность и геофизические методы изучения шельфа. Сборник научных трудов. – М.: ВНИИЭГазпром, 1981, с.17-30.

Подробнее об авторах



Гуленко
Владимир Иванович

профессор кафедры геологии и геофизики ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», доктор технических наук, профессор.



Захарченко
Евгения Ивановна

зав. кафедрой геологии и геофизики ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», кандидат технических наук, доцент.



Бадиков
Александр Николаевич

директор ООО «Пульс».

Пневматический источник упругих волн для сейсморазведки на мелком море и в транзитных зонах

Гуленко В.И., Захарченко Е.И., Кафедра геологии и геофизики КубГУ, г. Краснодар.
Бадиков А.Н., ООО «ПУЛЬС», г. Геленджик.

Проведение сейсморазведочных работ в транзитных зонах и зонах предельного мелководья является одной из наиболее сложных задач морской сейсморазведки. Основными трудностями, с которыми обычно сталкиваются сейсморазведочные партии при выполнении работ в этих условиях – это отсутствие необходимых транспортных и технических средств, которые позволяли бы обеспечивать высокую производительность работ и приемлемое качество материала.

Невозможность использования аппаратуры, разработанной именно для морских или сухопутных работ, также является одной из главных проблем при разработке эффективных технологий сейсморазведочных работ на предельном мелководье. Однако, несмотря на все трудности, сейсморазведочные работы в транзитных зонах в настоящее время проводятся весьма активно и объемы их постоянно растут. Причина этого роста обусловлена необходимостью увязки морских и сухопутных профилей, а также стратиграфической привязки отражающих горизонтов к скважинам на суше, которые в море часто отсутствуют.

Решение подобных геологических задач предполагает дальнейшее совершенствование всего аппаратурно-методического комплекса и создание новых, более эффективных технических средств и технологий, предназначенных для работы именно в специфических условиях предельного мелководья и транзитных зон.

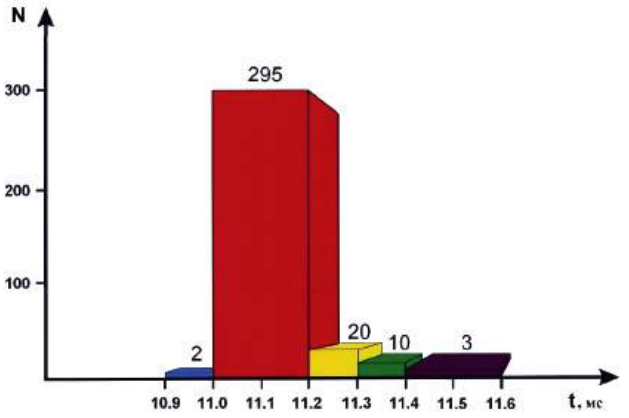
Наряду с использованием соответствующих приемно-регистрирующих устройств, дальнейшее повышение эффективности морской сейсморазведки в условиях мелкого моря требует и обязательного применения достаточно мощных источников, возбуждающих более высокочастотные и широкополосные сигналы, не осложненные пульсациями газового пузыря, что обычно достигается применением сложных линейных или площадных неоднородных пневматических групп, содержащих в своем составе десятки малообъемных пневматических излучателей, объединенных в ряд подгрупп (кластеров) [3].

Из российских источников, предназначенных для возбуждения сейсмических сигналов в условиях мелкого моря, наиболее известными являются источники «Малыш», разработанные в ООО «Пульс» (г. Геленджик) – рис.1.

Источник выпускается в двух модификациях со сменными рабочими объемами: 0.2; 0.4; 0.6; 0.8; 1.0 дм³ (соотве-

Рис. 1. Пневматические излучатели «Малыш» для сейсморазведки в условиях мелководья.



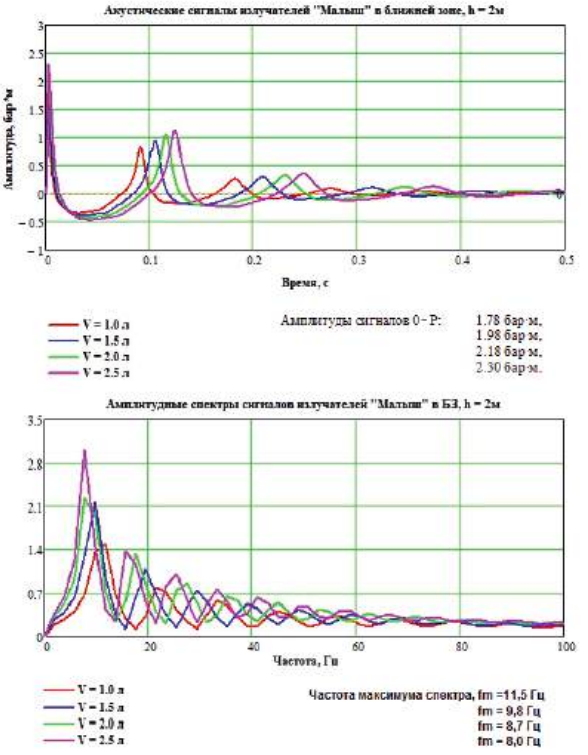


▲ *Рис. 2. Гистограмма времен срабатывания излучателя «Малыш» (Объем камеры 0.4 дм³, давление воздуха 14 МПа, общее количество циклов N = 330).*

тственно, 12; 24; 37; 49 и 61 in³) и 1.0; 1.2; 1.5; 2.0 и 2.5 дм³ (61; 73; 92; 122; 153 in³). Конструктивно источник «Малыш» защищен от попадания абразивных частиц внутрь камеры, при выхлопе сжатого воздуха полностью уравновешен, имеет обратную связь – датчик момента срабатывания и отличается высокой стабильностью в работе: разброс времен срабатывания не более ±0,15 мс – рис.2.

Источник прошел полный цикл лабораторных и полигонных испытаний, показал хорошие эксплуатационные и акустические характеристики, а также высокие показатели надежности. Так, при наработке на отказ в условиях обычной для мелководья взвеси песка и ила в количестве 11000 циклов отказов в работе источников не наблюдалось[1].

Регистрация акустических сигналов, возбуждаемых одиночными излучателями «Малыш», была выполнена на глубоком море с использованием регистрирующего комплекса «Импульс» [2]. При рабочем давлении сжатого воздуха



▲ *Рис. 3. Акустические сигналы в ближней зоне и амплитудные спектры сигналов излучателей «Малыш» объемом 1.0, 1.5, 2.0 и 2.5 дм³. Рабочее давление P = 14 МПа, глубина погружения h = 2.0 м.*

P=14.0 МПа глубина погружения излучателей составляла от 0.5 до 3.0 метров. Выполнены обработка зарегистрированных сигналов и их анализ. На рис.3 приведены зарегистрированные акустические сигналы в ближней зоне и их амплитудные спектры для излучателей объемом 1.0, 1.5, 2.0 и 2.5 дм³ при глубине погружения 2.0 м.

Как следует из рис.3, представленные выше сигналы осложнены значительными пульсациями воздушного пузыря, эффективное подавление которых может быть достигнуто с помощью группирования излучателей. С использованием полученной в эксперименте библиотеки сигналов отдельных излучателей «Ма-

[1] *На источник сейсмических сигналов «Малыш» получены патент на полезную модель за №51237 от 07.11.2005г. [4], а также сертификат соответствия № 07 007 00 30 от 17.07.07г.*
Пневмоисточник изготавливает ООО «Пульс»: 353461, г. Геленджик, Краснодарского края, ул. Красногвардейская, 38, офис 509, телефон/факс 8(86141) 5-41-73. Пример записи при заказе: Источники сейсмических сигналов пневматические «Малыш» СРТИ 306569001ТУ.

Количество излучателей в группе	Глубина погружения группы, м	Суммарный объем группы, дм³	Амплитуда сигнала (0 to pick), бар·м	Амплитуда сигнала (pick to pick), бар·м	Степень гашения пульсаций, P/B
8 (1 линия)	2.0	10.0	15,2	23,3	28.6
16 (2 линии)	2.0	2×10.0	30,5	49,4	29,2
7 (3+2+2)	1.0	4.4	9,8	12,7	36.7
7 (3+2+2	2.0	4.4	11,0	17,4	29,2
4 (2+2)	0.5	2.6	5,3	6,4	43.3
4 (2+2)	1.5	2.6	7,6	10,4	30,5

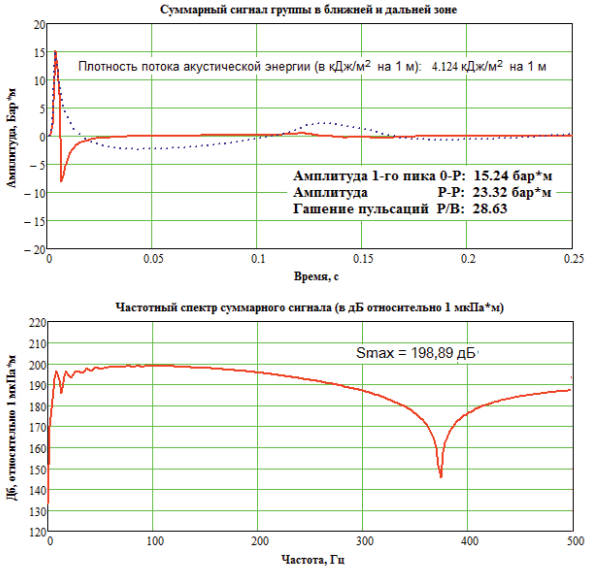
▲ *Табл. 1. Акустические характеристики групп на основе излучателей «Малыш».*

лыш» и кластеров, составленных на их основе, в соответствии с методикой, описанной в работе [3], были выполнены расчеты синтетических сигналов для разных вариантов линейных и площадных пневматических групп на основе излучателей этого типа. Основные результаты расчетов акустических характеристик некоторых групп приведены в табл. 1. и на рис. 4 и 5.

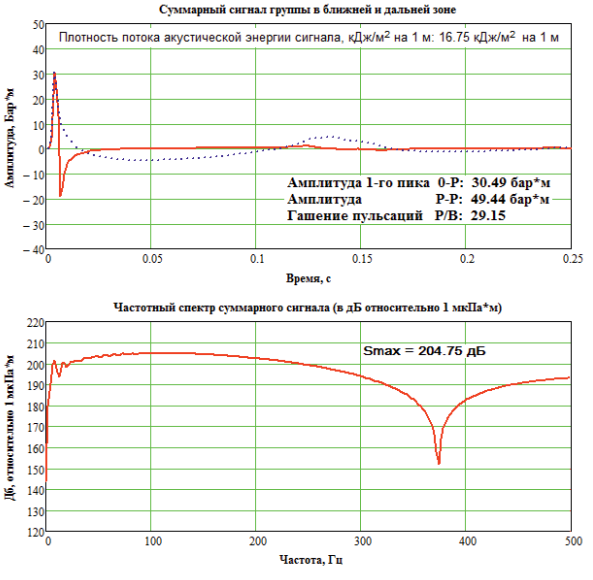
В зависимости от конкретных сейсмогеологических условий возбуждение упругих колебаний на мелководье может осуществляться разными вариантами источников:

1). В условиях мелкого моря с глубиной свыше 2.5 – 3.0 м в качестве взрывпункта может использоваться мелкосидящее судно (с осадкой до 2 м) с обычным размещением одной или двух линейных пневматических групп, буксируемых за кормой. На судне-взрывпункте кроме необходимой навигационной аппаратуры должны быть также установлены компрессор, ресиверные баллоны, пневмораспределительный пульт, а также ССВ, радиостанция и контроллер пневматических источников.

▼ *Рис. 4. Расчетные акустические характеристики линейной группы из 8 излучателей «Малыш» общим объемом 10.0 дм³ (три кластера: ((2×1.0+1.2) + (2×1.2 +2.0)+ + (2×1.2)) дм³) на базе 7.0 м. P = 14 МПа, h = 2.0 м.*



▼ *Рис. 5. Расчетные акустические характеристики площадной группы из 16 излучателей «Малыш» общим объемом 2×10.0 дм³ (шесть кластеров: 2×((2×1.0+1.2) + +(2×1.2 + 2.0) + (2×1.2)) дм³) на базе 7.0 м. P = 14 МПа, h = 2.0 м.*



В качестве примера на рис.4 и в табл.1 представлены расчетные акустические характеристики линейной группы из 8 излучателей «Малыш» общим объемом 10.0 дм^3 (в одной линии три кластера: ((2x1.0+1.2) + (2x1.2 +2.0) + (2x1.2)) дм^3 на базе около 7.0 м. Основные параметры сигналов площадной группы, содержащей две такие же линии (16 излучателей «Малыш» на базе 7.0×5.0 м общим объемом 20.0 дм^3 при глубине погружения 2.0 м), приведены на рис.5, а также в табл.1.

2). В условиях предельного мелководья в интервале глубин моря от 0.5 – 0.6 м до 2.5 – 3.0 м для возбуждения упругих волн могут быть использованы небольшие линейные или площадные группы из 5 – 7 пневматических излучателей «Малыш» с общим объемом рабочих камер 4 – 6 дм^3, при рабочем давлении до 14 МПа. При этом взрывпункт часто располагается на специально оборудованном понтоне с небольшой осадкой 0.3 – 0.4 м, на котором, кроме навигационного оборудования, устанавливают компрессор, ресиверные баллоны, пневмораспределительный пульт на 7 – 10 магистралей, а также рубка, в которой располагаются ССВ, радиостанция и контроллер пневматических источников. Такой понтон приводится в движение двумя мощными подвесными моторами и может буксировать носитель пневмоисточников плот-катамаран на глубинах до 0.5 – 0.7 м. Конструкция понтона обеспечивает линейное или площадное группирование излучателей «Малыш» (1 –2 линии) и с использованием установленных на нем ручных лебедок позволяет оперативно менять глубину их буксировки в зависимости от глубины моря и рельефа дна – рис.6.

Расчетные акустические характеристики линейной группы из 7 излучателей



▲ *Рис. 6. Подготовка подгруппы излучателей «Малыш» к работе на профиле.*

«Малыш» общим объемом 4.4 дм^3 (три кластера: 3x0.8 + 2x0.6 + 2x0.4 дм^3) на базе около 7.0 м при глубине погружения 1 м и 2 м также представлены в таблице.

3). В транзитных зонах с глубиной моря от 0.5 – 0.6 м и до уреза воды возбуждение упругих волн может осуществляться группой из 4 – 5 пневматических излучателей «Малыш» с общим объемом 2 – 3 дм^3 при рабочем давлении до 14 МПа, подвешенных на раме и опускаемых на дно водоема с помощью поворотной кран-балки, установленной на борту амфибийного транспортного средства (вездеход, плавающий гусеничный транспортер и т.п.). Там же могут находиться ресиверные баллоны с запасом сжатого воздуха, пневмораспределительный пульт, а также ССВ, радиостанция и контроллер. В этих условиях работа обычно производится в режиме накапливания.

Расчетные акустические характеристики компактной линейной группы из 4 излучателей «Малыш» общим объемом

2.6 дм^3 (два кластера: 2x0.8 + (0.6 +0.4) дм3) на базе около 3.0 м при глубине погружения 0.5 м и 1.5 м приведены также в табл.1.

Литература

1. Гуленко В.И. Пневматические источники упругих волн для морской сейсморазведки: Монография. Краснодар. КубГУ, 2003, 313 с.

2. Гуленко В.И., Бадиков Н.В., Шумский Б.В. Аппаратура и методика регистрации акустических сигналов морских сейсмических источников // Приборы и системы разведочной геофизики – Ежеквартальное официальное издание Саратовского отделения ЕАГО. 2006, № 3, с.40 – 42.

3. Гуленко В.И. Группирование пневматических источников для морской сейсморазведки: монография / В.И. Гуленко, Е.И. Захарченко, А.Н. Бадиков; Краснодар: Кубанский гос. университет, 2022 – 143 с.

4. Пневматический источник сейсмических сигналов «Малыш»: Патент на полезную модель № 51237. Приоритет от 07.11. 2005 г. Патентообладатель ООО «Пульс» (RU), авторы Бадиков Н.В., Москаленко Ю.А.

Подробнее об авторах



Гуленко
Владимир Иванович

профессор кафедры геологии и геофизики ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», доктор технических наук, профессор.



Захарченко
Евгения Ивановна

зав. кафедрой геологии и геофизики ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет», кандидат технических наук, доцент.



Бадиков
Александр Николаевич

директор
ООО «Пульс».

Эластичные системы наблюдения в сейсморазведке с использованием ПАК «Геотом»: как сократить затраты без потери качества съемки

- Нефедов Н.Е., ООО «Фирма «Геосейс», г. Москва.
- Анкушев В.В., ООО «Сейстех», г. Москва.

В современных условиях развития нефтегазовой отрасли особенно актуальным становится вопрос оптимизации затрат при проведении сейсморазведочных работ. Эластичные системы наблюдения представляют собой инновационный подход к организации сейсмических исследований, который позволяет существенно сократить расходы без потери качества получаемых данных. Термин «эластичный» более точно отражает суть подхода к принципам проектирования полевой системы наблюдения, чем «нерегулярные» системы.

Проблема экономической эффективности особенно остра на территориях с интенсивным земледелием, где компенсационные выплаты за потраву посевов могут достигать 20-25% от общей себестоимости проекта. В районах интенсивного землепользования при выполнении сейсморазведочных работ необходимо заключать компенсационные договора по каждому хозяйству, оплачивать движение техники при проезде через поля – как по линиям движения источников, так и линиям приемным. Что в итоге приводит к удорожанию работ. Это создает серьезные финансовые ограничения для компаний-заказчиков, увеличивая бюджеты проектов. При этом отсутствуют строгие юридические нормы, позволяющие заранее точно определить фактические потравы посевов. Сельскохозяйственная деятельность затрудняет сейсморазведку, в связи с неопределенными сроками проведения агротехнических мероприятий, отсутствию четких правил расчета компенсационных выплат, необходимости выполнения работы в сжатые сроки, сложностям обхода ирригационных систем.

Традиционные методы сейсморазведки с использованием кабельной аппаратуры демонстрируют ряд недостатков, требующих привлечения тяжелой техники, длительного времени на развертывание, многократных проездов по сельскохозяйственным участкам и увеличивающих выплаты за потраву. В то же время применение недорогих и простых в развертывании нодальных систем наблюдения казалось бы могло стать

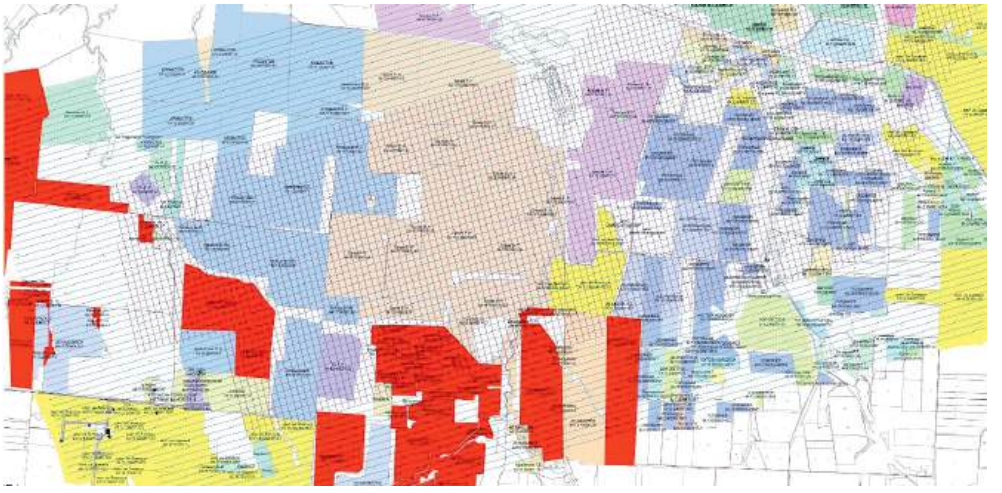


Рис. 1. В районах интенсивного землепользования практически нет свободных от посевов участков.

решением для повышения эффективности в районах с интенсивным земледелием, однако такие системы являются «слепыми» и не позволяют контролировать условия регистрации, а отсутствие удаленного контроля за состоянием каналов увеличивает риск потерь оборудования и данных.

Поэтому особую важность приобретает внедрение современного бескабельного оборудования с возможностью удаленного управления. К примеру, ПАК «Геотом» позволяет быстро разворачивать системы без кабельной инфраструктуры, осуществлять дистанционный контроль всех компонентов, автоматическую корректировку параметров регистрации в зависимости от условий, минимизировать воздействие на сельскохозяйственные угодья и сокращать время на подготовительные и полевые работы.

Благодаря этим возможностям использование бескабельных систем становится ключевым фактором для реализации концепции эластичных систем наблюдения, обеспечивая максимальную эффективность, минимальные затраты и минимальное воздействие на окружающую среду. В условиях растущей необходимости оптимизации сейсморазведочных работ внедрение эластичных систем наблюдения становится максимально актуальным, позволяя снизить себестоимость работ при сохранении высокого качества данных

Основные принципы создания эластичных систем наблюдения в сейсморазведке

В современном проектировании систем сейсморазведки существует множество методов, позволяющих адаптировать их под сложные поверхностные условия местности. Каждый проект предусматривает возможность смещения расположения пунктов приёма (ПП) и пунктов возбуждения (ПВ) при обходе препятствий или непроходимых зон. Однако такие подходы часто приводят к тому, что на одних участках пункты системы уплотняются, в то время как на других – их число снижается, что усложняет создание однородной и эффективной сети. Основная задача в этом случае — обеспечить сбор данных, которые можно преобразовать в регулярную сетку точек ОГТ. Но при нерегулярной геометрии расположения ПП и ПВ это сделать становится значительно сложнее, поскольку нужно учитывать не только зоны номинальной кратности, но и различные направления измерений, такие как азимутальные или смещённые измерения.

Процесс проектирования эластичной системы предполагает использование гибких настроек, что позволяет максимально адаптировать её под конкретные геологические условия и задачи исследования.

Основными элементами такой адаптации являются:

- Технологичность и удобство развертывания сейсморегистрирующих систем в короткие сроки;
- Минимизация наладки приемных линий;
- Возможность изменения плотности размещения приемных датчиков;
- Возможность изменения плотности размещения пунктов возбуждения;
- Максимальное использование существующих проездных путей и дорог для перевозки оборудования и прохода источников возбуждения;
- Оптимизация количества пунктов возбуждения для снижения затрат и повышения эффективности проекта.

Не менее важно учитывать особеннос-

ти рельефа местности, наличие зон, где размещение ПП и ПВ невозможно или нежелательно, и разрабатывать проект с учетом этих ограничений. Такой подход предполагает использование итерационного метода — постепенного построения системы с последующими корректировками по мере накопления новых данных и анализа условий работы.

В целом, проектирование эластичной системы наблюдения — это сложный и многоступенчатый процесс, требующий тщательного анализа геологических, географических и технологических особенностей района исследования. Он включает моделирование различных конфигураций, оценку риска получения недостаточного или нерегулярного набора данных, а также использование методов оптимизации для достижения максимально возможной эффективности. Такой подход обеспечивает возможность создания системы, способной адаптироваться к изменяющимся условиям, максимально полно охватывать исследуемую площадь и получать высококачественные данные для дальнейшего анализа.

Процесс создания эластичной системы наблюдения можно разделить на этапы:

1. Формирование номинальной (проектной) геометрии;
2. Выявление потенциальных мест для размещения ПП и ПВ;
3. Создание первичной сети пунктов системы наблюдения;
4. Оценка проекта с точки зрения равномерности и достаточности кратности, азимутального распределения отражающих площадок;
5. Оптимизация полевой системы наблюдения — удаление излишних узлов системы наблюдения;
6. При необходимости — добавление точек в местах недостаточной плотности.

*Этапы 4-6 являются итерационными, требующих нескольких циклов в формировании системы, возможно, дополнительной рекогносцировки на место проведения исследований.

Пример реализации эластичной системы наблюдения приведен в статье «Проектирование «оппортунистических» или разреженных наземных сейсмических исследований» (The design of 'opportunistic' or sparse onshore seismic surveys) [1] (Рис.2-4).

Рис. 2. Результаты рекогносцировки площади исследования, показывающая различные возможные линии съемки, к которым был доступ, и границу области изображения. [1]

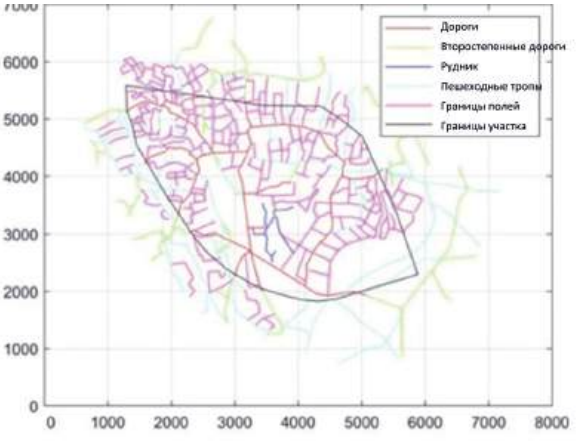
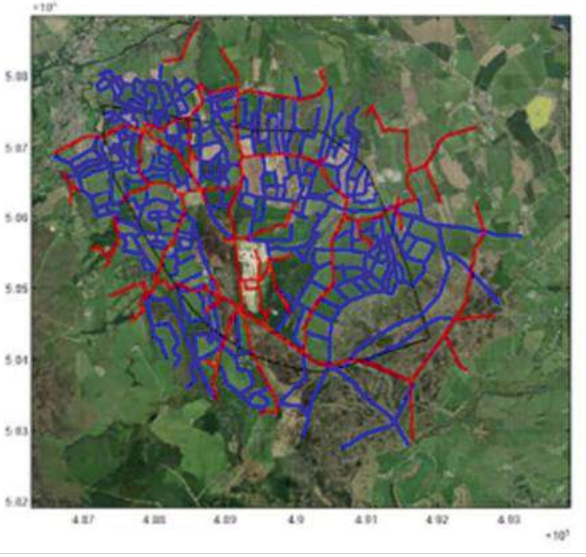
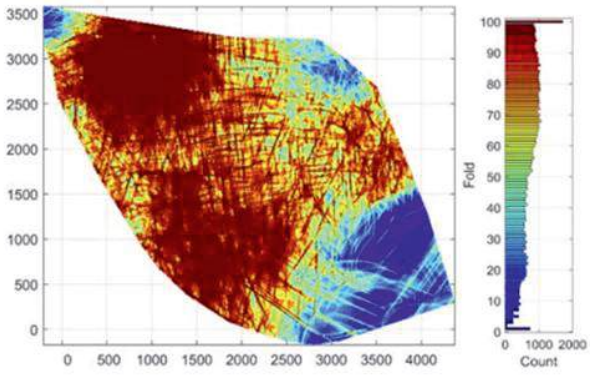


Рис. 3. Проектная система наблюдения (синие линии – размещение приемных пикетов, красные – размещение пунктов возбуждения) [1].





▲ *Рис. 4. Поле кратности проектируемой системы наблюдения. Первая итерация. [1]*

В данном примере на этапе проектирования выявлены все возможные линии размещения ПП или ПВ в пределах обследуемой зоны, к которым имелся доступ (Рис.2.):

- Общественные дороги (19,5 км): используются как линии источников и приемников;
- Частные дороги и тропы (24,5 км): применимы для обоих типов линий;
- Дороги в шахтной зоне (2,9 км): применимы для обоих типов линий;
- Пешеходные тропы (39 км) - только для линий приемников;
- Границы полей (72 км) - только для линий приемников.

Первый этап в процессе проектирования заключается в определении предпочтительных параметров сьемки с регулярной геометрией, т.е. создается идеальная система наблюдения, игнорирующая любые помехи размещения ПП и ПВ. Теоретическое проектирование также дает представление о вероятном общем количестве источников и приемников, что является ранним индикатором экономической оценки проекта.

На следующем этапе – создание возможной сети наблюдения, - необходимо максимально использовать априорные данные по поверхностным условиям съемки (карты, детальные аэрофотоснимки, рекогносцировку местности) (Рис.3.). После определения всех возможных линий размещения узлов съемки создается первая версия эластичной съемки, которая оценивается по потенциальному полю кратности (Рис.4).

Анализ кратности позволяет выявить места снижения кратности ниже допустимых значений, покажет избыточную плотность в местах чрезмерного сгущения узлов полевой системы наблюдения. Этап заполнения выявляет области, где требуются дополнительные точки для улучшения равномерности полевой системы наблюдения для получения кондиционных данных. Реализация этапа заполнения, показанная в примере выше, сосредоточена на эффектах добавления приемных точек, поскольку съемка формировалась под нодальную систему регистрации сейсмических данных. Трудозатраты по установке дополнительного бескабельного блока регистрирующей системы существенно ниже, чем реализация дополнительного пункта возбуждения.

По результатам нескольких итераций формируется эластичная система наблюдения с минимальным количеством узлов съемки, оптимальным соотношение количества ПП и ПВ, обеспечивающим равномерное покрытие площади с минимальными затратами.

ПАК «Геотом» – эффективное решение для формирования эластичных систем наблюдения в сейсморазведке

Одним из ключевых факторов успешной реализации эластичных систем наблюдения является использование современных технологий и программных решений, способных обеспечить гибкое и адаптивное управление процессами. В этом контексте ПАК «Геотом» выступает как передовое аппаратурное решение в части сейсморегистрирующей

системы, предлагающее широкий функционал для создания, настройки и мониторинга систем наблюдения, отвечающих принципу эластичности.

Программно-аппаратный комплекс (ПАК) «Геотом» является российской разработкой бескабельной телеметрической сейсморегистрирующей системой с удаленным контролем и управлением всей полевой расстановкой. Управление всей системой Геотом осуществляется с рабочего места оператора. Возможна организация нескольких рабочих мест наладки и контроля напольного оборудования на одном проекте (Рис.5.).

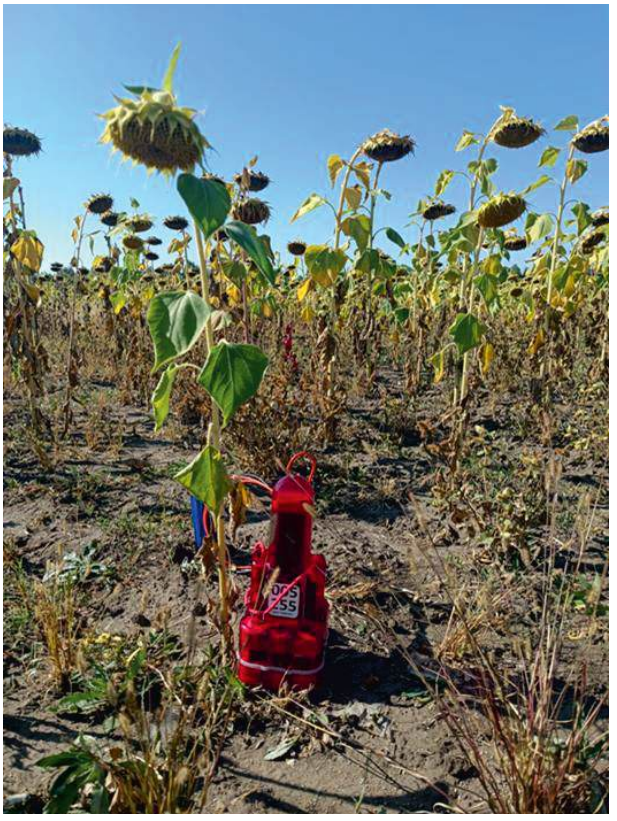
Рабочий диапазон радиочастот системы Геотом – 433 МГц (не требует лицензирования). Устойчивая связь между блоками достигается на расстояниях порядка 300–500 м. Система позволяет управлять всей расстановкой дистанционно, включать и выключать регистрацию, контролировать позиционирование каналов и устойчивость радиосигнала, тестировать всю расстановку и выбранные каналы, контролировать уровень заряда батарей и состояние памяти.

ПАК «Геотом» обеспечивает оперативное взаимодействие с каждым блоком полевой расстановки и автоматизацию ключевых операций, что позволяет оперативно реагировать на изменения условий работы, оперативно вносить корректировки в параметры систем наблюдения. Благодаря модульной архитектуре и возможности интеграции с разнообразными датчиками и оборудованием, дает возможность сформировать максимально адаптивную и масштабируемую систему, которая легко подстраивается под конкретные задачи и

Рис. 5. Управление и контроль ПАК «Геотом» может осуществляться с нескольких точек, непосредственно на профиле.



Рис. 6. Сейсморазведка с ПАК «Геотом» не наносит ущерб сельскому хозяйству.



особенности геологических условий. Использование данной системы позволяет реализовать концепцию эластичных систем наблюдения, которая подразумевает создание нерегулярной системы распределения ПП и ПВ по площади исследования, гибкое перераспределение ресурсов и оптимизацию технологического процесса в реальном времени.

Таким образом, ПАК «Геотом» является превосходным выбором для разработки и внедрения эластичных систем наблюдения в сейсморазведке, способствующим повышению точности, оперативности и экономической эффективности исследований.

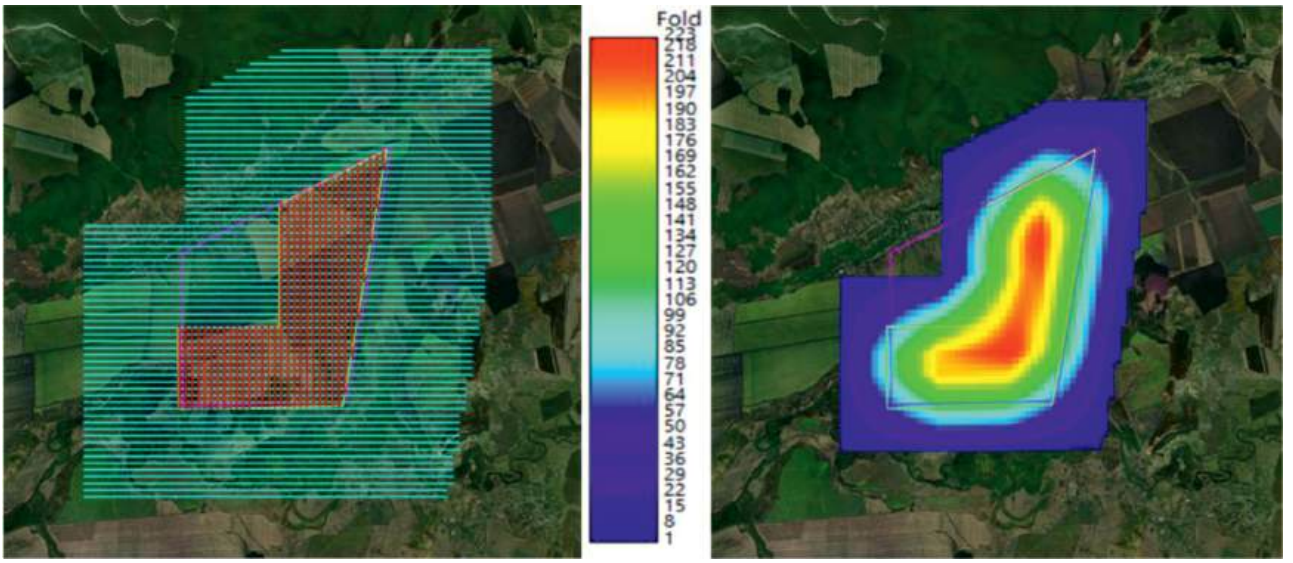
Эластичные системы наблюдений - оптимальный выбор для изучения небольших объектов в центральном и южном регионах.

Рассмотрим эффективность применения эластичных систем наблюдения на примере небольшой площади в центральном регионе России. Площадь лицензионного участка вместе с горным отводом – менее 20 кв.км. Трансформация регулярной системы наблюдения, определенной геологическим проектом исследования в эластичную представлена в табл.1.

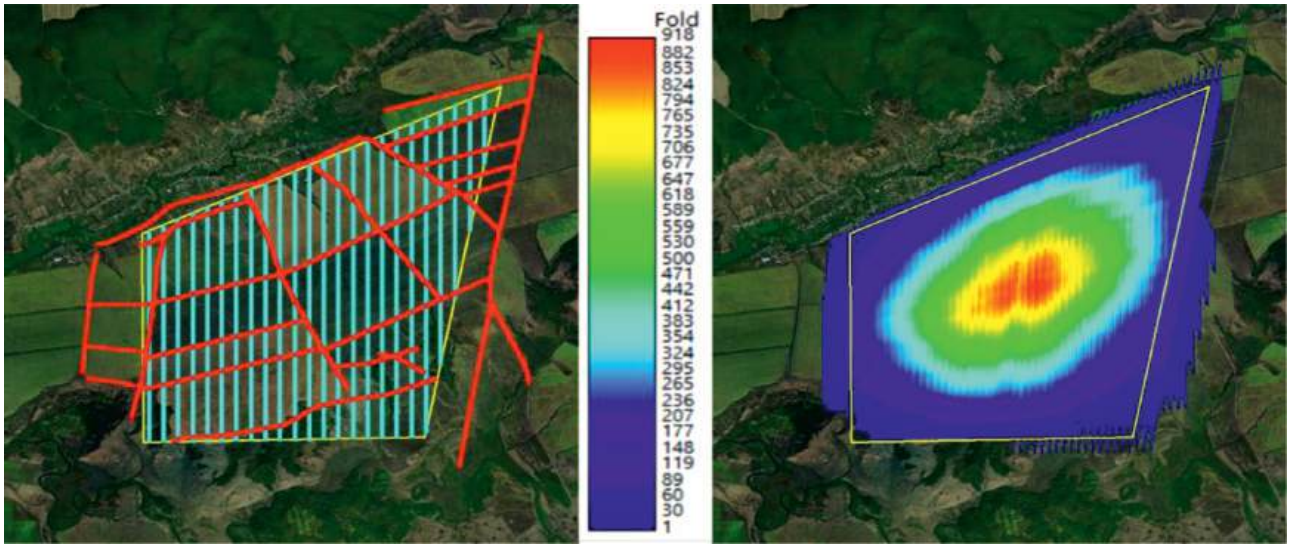
Табл. 1.

Параметры методики работ	Проектные параметры	Эластичная система
Вид съемки	МОГТ 3D, центральная, симметричная –«крест»	МОГТ 3D, регулярное расположение ПП, нерегулярное положение ПВ
Метод возбуждения колебаний	Вибрационный	Вибрационный
Количество с/приемников на канал	12	1
Способ группирования геофонов	Линейное, база 25м	Не применим
Тип сейсмоприемника	GS-20DX или аналог	Типа YF-Solo
Количество активных каналов на 1 ф.н.	4800	5000
Шаг ПП (м)	30	25
Количество активных каналов в одной линии	160	Съемка на всю приемную расстановку (full spread)
Способ перекрытия	По линиям приема	
Номера ближайших каналов к линии возбуждения	80,81	
Количество линий наблюдения в одном блоке	30	
Расстояние между линиями приема (м)	150	200
Кратность наблюдений (бин 25мх25м)	224	230
Минимальное удаление взрыв-прием (м)	21	1
Максимальное удаление взрыв-прием (м)	3269	7925
Максимальное удаление взрыв-прием вдоль ЛПП(м)	2385	-
Максимальное удаление взрыв-прием вдоль ЛПВ (м)	2235	-
Количество пунктов возбуждения на линии возбуждения при отработке одного блока	5	Съемка «full spread»
Расстояние между линиями возбуждения (м)	150	По нерегулярной сети дорог
Шаг ПВ (м)	30	25
Плотность ф.н./кв.км (шт.)	~230	
Объём работ по площади ПВ	14 кв. км	18 кв км

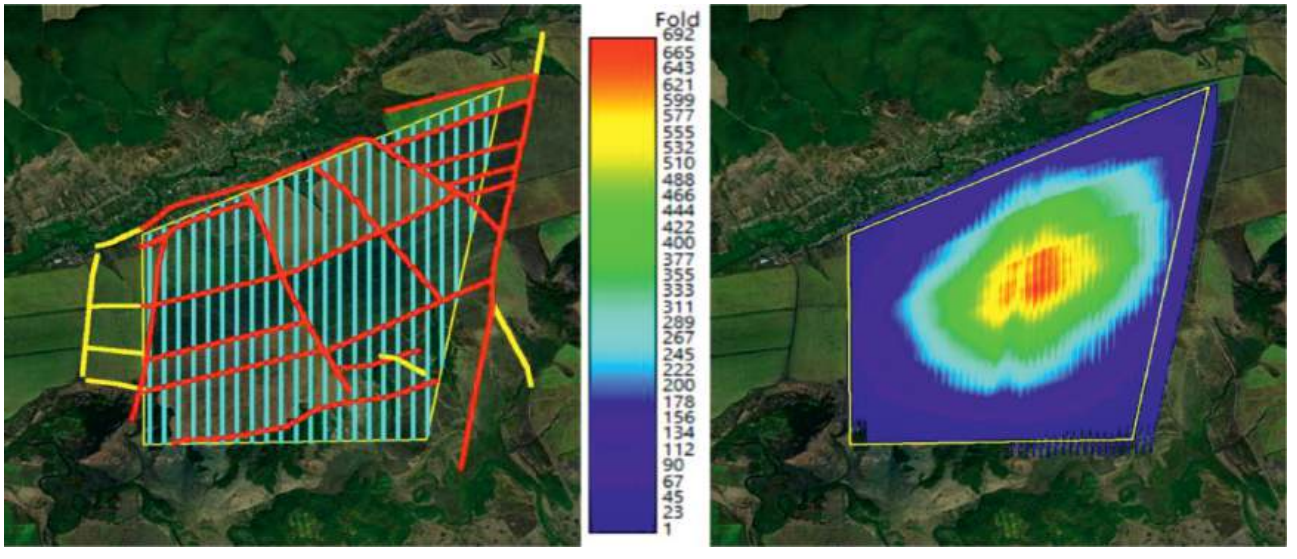
*Уточняются по результатам опытных работ.



▲ *Рис. 7. Методика работ и поле кратности согласно проектным параметрам съемки (Табл.1.)*



▲ *Рис. 8. Эластичная полевая система наблюдения и поле кратности к ней (Табл.1). Первая итерация.* Линии размещения ПВ Линии размещения ПП



▲ *Рис. 9. Эластичная полевая система наблюдения и поле кратности к ней. Итоговый вариант.* Линии размещения ПВ Линии размещения ПП Скорректированные линии ПВ

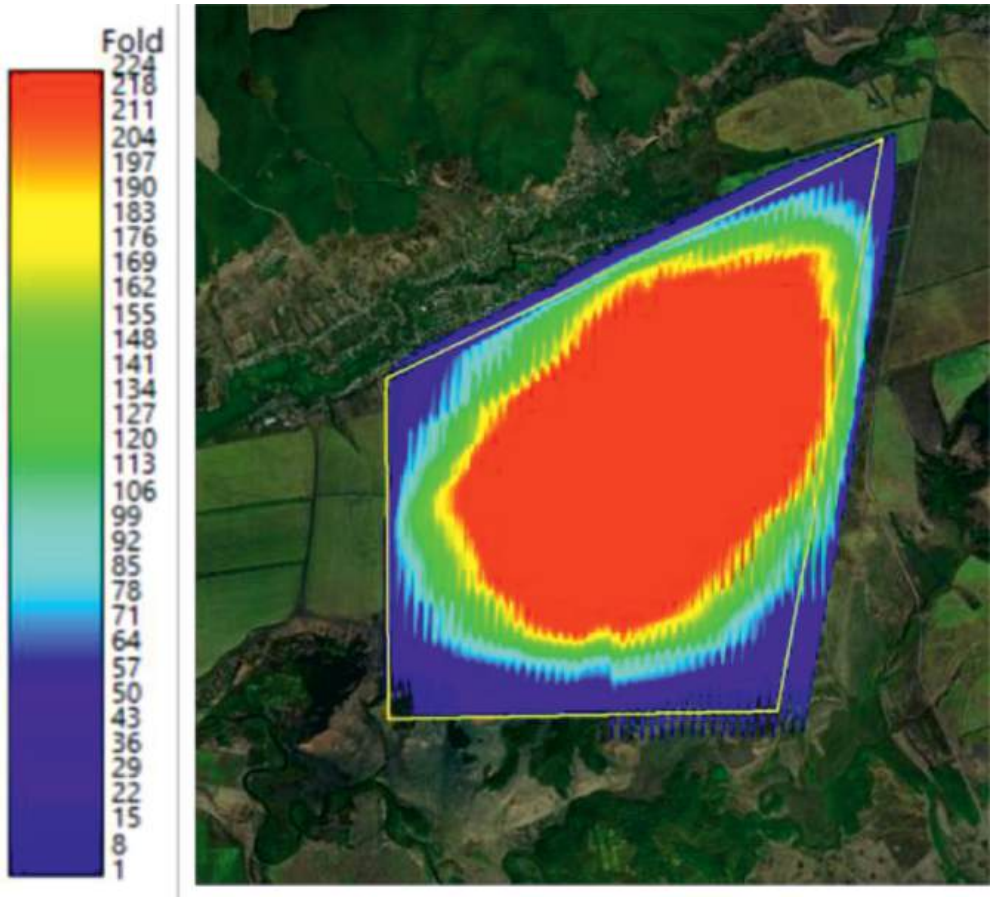


Рис. 10. Выравненное поле кратности эластичной полевой системы согласно ГТЗ.

После создания предварительной сетки профилей с использованием технологии FULL-SPREAD можно наблюдать, что центральная часть площади является зоной сверхповышенной кратности. Так как эластичная система предусматривает возможность изменения количественного параметра ПВ, с точки зрения экономической и производственной эффективности мы исключаем из исходного проектного варианта некоторые участки, расположенные далеко за пределами исследуемого контура. Как показали результаты, эти участки не оказывают существенного влияния на итоговый результат. В результате снижается общая кратность по всей территории исследования, однако после выравнивания покрытия по кратности, согласно указанным в ГТЗ параметрам, становится

Табл. 2. Оптимизация количества узлов полевой системы наблюдения.

	Проектная съемка	Элластичная система
Общая длина ЛПП	550.9 пог.км	95.7 пог.км
Общее кол-во ЛПП	67	24
Общее кол-во ПП	18430	3850
Общая длина ЛПВ	94.6	54.9 пог.км
Общее кол-во ЛПВ	33	23
Общее кол-во ПВ	3187	2220

очевидным, что требуемая кратность сохраняется и остается в допустимых пределах. Таким образом, мы достигаем сокращения как финансовых затрат, так и времени выполнения работ.

Минимизация потрав посевов на проекте обеспечивается:

• Использованием современного мобильного оборудования ПАК «Геотом» с расстановкой по полям в ручную;

• Использованием для проезда источников сейсмических колебаний преимущественно дорог;

• Кратным уменьшением общей длины линий сейсмических исследований – почти в 5 раз.

Общая экономическая эффективность проекта достигается за счет ряда мер. Во-первых, существенно снижаются трудозатраты при установке оборудования благодаря отказу от использования тяжелой техники для расстановки приемных пикетов. Во-вторых, уменьшаются затраты на компенсацию за повреждение посевов, поскольку правильная организация переговорного процесса с землепользователями позволяет свести эти выплаты практически к нулю. В-третьих, применяется бескабельное оборудование с возможностью удаленного контроля за процессом расстановки приемных пунктов, что делает работу более быстрой и удобной. Также проводится оценка баланса между трудозатратами на развертывание системы наблюдения и возможными затратами на компенсации за повреждение посевов.

Наконец, сокращение времени проведения технологических сейсморазведочных операций позволяет вписывать исследования в межсельскохозяйственные перерывы, что значительно повышает общую эффективность и экономию ресурсов.

Сохранение высокого качества проведения исследований обеспечивается за счет комплексного подхода, включающего точное моделирование мест проведения работ перед началом развертывания оборудования. Это позволяет заранее определить оптимальные параметры и снизить риск ошибок. Кроме того, применяется адаптивное размещение датчиков, что позволяет добиться необходимой кратности в каждом бине съемки, обеспечивая более точные и надежные результаты.

Важной составляющей является использование современных методов обработки данных, включающих инновационные алгоритмы регуляризации, которые позволяют повысить качество интерпретации и устранить возможные искажения. Также учитываются особенности геологического строения изучаемого объекта; в связи с этим осуществляется адаптация плотности наблюдений под конкретные задачи исследования на различных глубинах разреза, что способствует достижению максимальной точности и полноты получаемых данных. Все эти меры вместе позволяют иных геологических исследований.

Дальнейшее совершенствование метода связано с:

• Развитием технологий автоматического проектирования эластичных систем наблюдения, с использованием Искусственного Интеллекта

• Разработкой новых эффективных алгоритмов обработки нерегулярных систем наблюдения

• Разработкой новых возможностей сейсморегистрирующей аппаратуры, позволяющих обходиться без предварительной топопопривязки приемных пикетов.

Заключение

Внедрение эластичных систем наблюдения позволяет существенно сократить эксплуатационные затраты за счет минимизации потерь посевов, сокращения времени выполнения работ и снижения необходимости в тяжелой технике и большом штате персонала. Такой подход обеспечивает выполнение большинства операций с высокой гибкостью и без ущерба для качества получаемых данных, что особенно важно при работе в условиях сложных геологических особенностей. Использование таких систем открывает новые возможности для оптимизации сейсморазведочных мероприятий, повышая их эффективность и снижая затраты. Среди решений, способных реализовать эластичные системы наблюдения, ПАК Геотом является лучшим выбором благодаря своей технологической зрелости, надежности и широким возможностям адаптации под разные условия. В итоге, интеграция таких систем способствует более точному мониторингу, быстрому реагированию на изменения и повышению общей эффективности геологических исследований.

Литература:

1. Гурьев С В., Савин А.Н., Капустин Д.А., Адаптация ПАК «Геотом» к современным вызовам сейсморазведки. Год 2025, «Приборы и Системы разведочной геофизики», СПЕЦ, 2025;

2. Tim Dean https://doi.org/10.1190/tle43080506, The design of 'opportunistic' or sparse onshore seismic surveys, Special Section: Geophysics and sustainability August 2024 The Leading Edge

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

Подробнее об авторах



Нефедов
Никита Евгеньевич,

ООО «Фирма «Геосейс»,
г. Москва



Анкушев
Вадим Викторович

ООО "Сейстех"

Влияние шага приёма на результаты метода преломлённых волн в инженерной сейсморазведке

- Романов В.В., РГУНиГ (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва.
- Кауркин М.Д., Андреев Д.О., Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва.

Аннотация: *В статье описывается влияние выбора шага приёма на результаты выполнения метода преломлённых волн.*

Ключевые слова: *инженерная сейсморазведка, шаг приёма.*

Введение

Сейсмическое волновое поле, зарегистрированное в полевых условиях, дискретно по времени и в пространстве. Пространственная дискретность поля определяется ненулевым расстоянием между пунктами приёма $\Delta x_{пп}$ (шагом приёма). Так же, как и шаг дискретизации на трассах определяет корректно дискредитируемый частотный диапазон, выбор шага приёма задаёт свойства приёмной линии, как антенной решётки. Сейсмоприёмники, расставленные с заданным шагом по линии профиля, обладают диаграммой направленности и работают как пространственный фильтр [Романов и др., 2024].

В методе преломлённых волн (МПВ) [Богоявленский и др., 2023], где целевые волны выделяются в первых вступлениях, правильность решения обратной задачи зависит от точности определения точек излома и количества точек годографа между ними. Приёмная линия со слишком большим шагом приёма работает как смеситель, сглаживающий годограф первых вступлений, теоретически имеющий форму ломаной линии, до выпуклой кривой [Чернышев и др.,2022].

Результатом становится пропуск точек излома, искажение пластовых скоростей, выпадение слоёв разреза и переуглубение преломляющих границ.

Метод преломлённых волн в инженерной сейсморазведке применяется для определения структуры и сейсмических свойств разреза на глубину до 10–20 м [Ескин и др., 2016], в этом интервале выделяется 2-3 слоя мощностью от первых десятков сантиметров до 5–10 м. Учитывая размеры и глубины горизонтов верхней части разреза проблема точности восстановления элементов их залегания остаётся актуальной[Романов, 2012]. В статье показывается, что широко востребованный шаг приёма (2 м) зачастую оказывается недостаточно малым при прослеживании границ неглубоко залегающих слоёв малой мощности, например при картировании кровли скального или мёрзлого грунта на глубинах до 1,0-1,5 м.

Результаты исследования

Опыт применения систем наблюдений с различным шагом приёма на одном объекте показывает, что в сложных разрезах уменьшение шага приёма позволяет с большой детальностью разделить верхнюю часть разреза, а также предположить наличие слоёв сложной структуры, не описываемой простой горизонтально–слоистой моделью. На рисунке 1 представлены годографы первых вступлений, полученные при картировании неглубоко залегающей кровли многолетнемёрзлых грунтов. В структуре годографов наблюдаются как случайные, так и систематические различия. В частности, при наблюдениях с шагом приёма 0,25 м удалось выделить два слоя в толще талых грунтов с глубиной подошвы 0,38 и 1,42 м. При увеличении шага приёма на годографе первых вступлений количество и положение

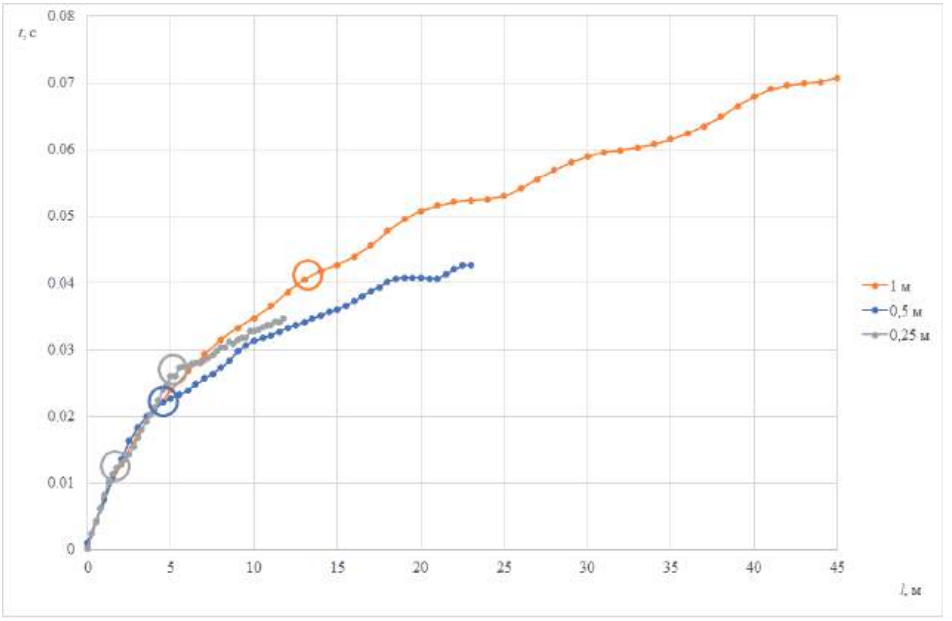


Рис. 1. Годографы первых вступлений, полученные на одном объекте с разным шагом приёма.

точек излома смещается, что приводит к искажению определяемого скоростного разреза.

На рисунке 2 показаны скоростные законы, найденные способом пластовых скоростей по годографами рисунка 1. Только с шагом приёма 0,25 м удалось выделить два слоя в толще талых грунтов мощностью 0,38 м и 1,04 м и скоростями поперечных волн 140 и 220 м/с, соответственно. Переход к шагу 1,0 м не позволил расчленить покрывающую толщу, а скорость в ней оказалась завышенной.

На рисунке 3 приведены годографы первых вступлений и разностные графики [Карапетов, Белоусов, 2015] [Крылов,1985] вычисленные по горизонтально-слоистой трёхслойной модели для шага приёма 4 и 1 м. При шаге приёма 4 м годограф первых вступлений соответствует градиентно-однородной двухслойной модели, первая точка излома не выражена, а слоисто-однородный тип модели проявляется только при переходе к шагу приёма 1 м.

На рисунке 4 приведены модели распределения пластовой скорости, применяемые для расчёта годографов на

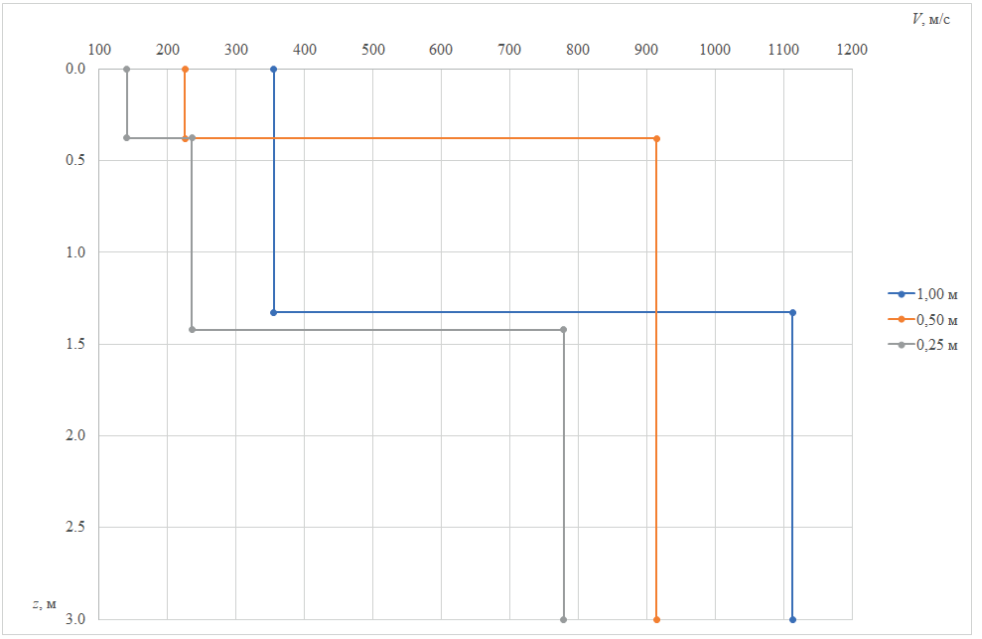
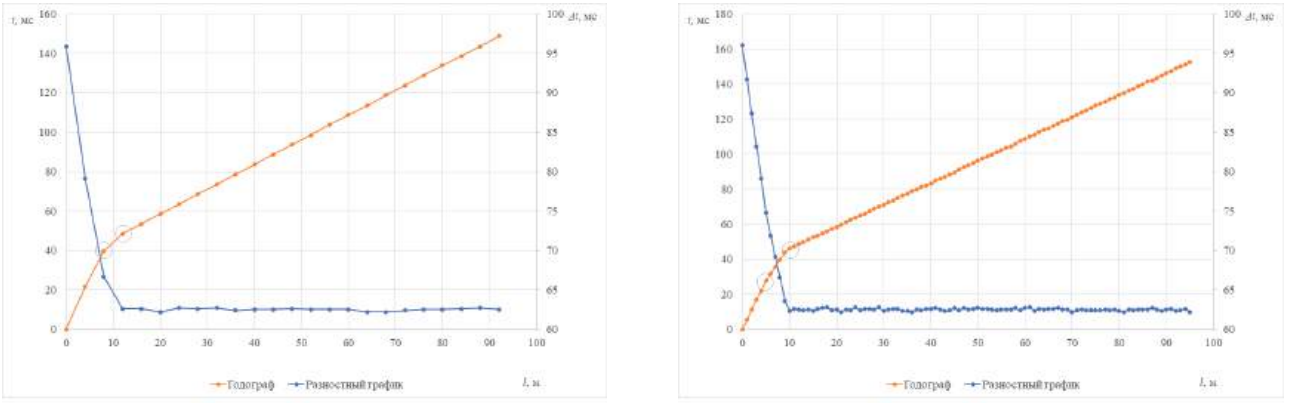


Рис. 2. Скоростные законы, полученные по годографам, приведённым на рисунке 1.



▲ *Рис. 3. Годографы первых вступлений и разностные графики, вычисленные по слоисто-однородной среде. Слева — шаг приёма 4 м, справа — шаг приёма 1 м.*

рисунке 3 и результаты восстановлении слоистой модели по ним. Удовлетворительный по точности результат был достигнут только при уменьшении шага приёма до 1 м.

Опыт практических и теоретических исследований показывает, что шаг приёма в методе преломлённых волн не должен превышать мощности самого тонкого слоя разреза, во избежание возникновения погрешностей при нахождении глубин и пластовых скоростей.

Также, учитывая необходимость ручной корреляции годографов в методе преломлённых волн и кинематической сейсмической томографии, шаг дискретизации следует выбирать исходя из применяемого шага приёма и максимальной скорости прослеживаемых волн.

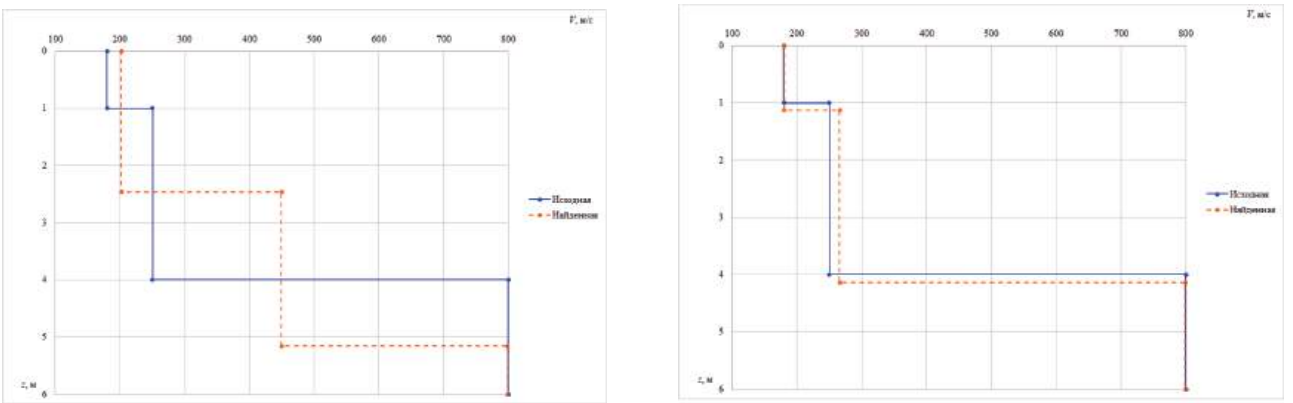
$$\Delta t \leq \frac{\Delta x_{\text{ПП}}}{v_{max}}$$

Приведённое выражение предполагает, что разница времён вступления на соседних пунктах приёма не окажется менее одного шага дискретизации. Например, для шага приёма 0,5 м рекомендуемый шаг дискретизации для волны со скоростью 2000 м/с составит 0,25 мс, для волн со скоростью 5000 м/с и выше потребуется уменьшение шага дискретизации до 0,1 мс.

Выводы

Результаты, рассмотренные в статье, указывают на необходимость уменьшения шага приёма до 0,2–0,5 м при прослеживании опорных неглубоких границ (1–5 м) и детального расчленения покрывающих их толщи. Уменьшение шага

▼ *Рис. 4. Результат применения способа пластовых скоростей к годографам первых вступлений (рисунок 3). Слева — шаг приёма 4 м, справа — шаг приёма 1 м*



приёма предполагает также пропорциональное сокращение шага дискретизации.

Литература

1. Богоявленский В. И., Кишанков А. В., Казанин А. Г. Распространение субаквальной мерзлоты в море Лаптевых по данным сейсморазведки методом преломленных волн //Арктика: экология и экономика. – 2023. – Т. 13. – №. 4. – С. 501-515.

2. Геофизические исследования участка оползня в районе поселка Харанцы на острове Ольхон / А. Ю. Ескин, В. И. Джурик, С. П. Серебренников [и др.] // Известия Сибирского отделения РАЕН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2016. – № 4(57). – С. 130-136. – DOI 10.21285/0130-108X-2016-57-4-130-136. – EDN XDYLHL.

3. Карапетов, Г. А. Практикум по геометрической сейсмике : Учебное пособие / Г. А. Карапетов, А. В. Белоусов. – Москва : Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2015. – 190 с. – ISBN 978-5-91961-171-4. – EDN YXFQUS.

4. Крылов, С. В. Свойства головных волн и новые возможности автоматизации их обработки / С. В. Крылов, В. Н. Сергеев // Геология и геофизика. – 1985. – Т. 26, № 4. – С. 92-102. – EDN VAQVCC.

5. Романов, В. В. Применение амплитудных графиков при обработке и интерпретации данных метода преломленных волн для решения задач инженерной геологии / В. В. Романов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2012. – № 4. – С. 56-60. – EDN PBPEWR.

6. Опыт выполнения многоволновой инженерной сейсморазведки со сверхмалым шагом приема / В. В. Романов, М. Д. Кауркин, И. В. Крячков, И. А. Бабуркин // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2024. – № 3(82). – С. 70-73. – EDN SRXOYI.

7. Подход к построению слоистой скоростной модели верхней части разреза по данным времен первых вступлений / Г. С. Чернышов, А. А. Дучков, Г. Н. Логинов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 1. – С. 26-31. – DOI 10.24887/0028-2448-2022-1-26-31. – EDN TIIDFX.

Подробнее об авторах



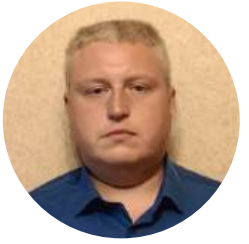
Романов
Виктор Валерьевич

доцент, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва



Кауркин
Михаил Дмитриевич

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



Андреев
Дмитрий Олегович

Ведущий инженер лаборатории инженерной геофизики и сейсмического микрорайонирования Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва

Формирование графика кратности заданной формы в инженерной сейсморазведке

- Романов В.В., РГУНиГ (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва.
- Кауркин М.Д., Андреев Д.О., Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва.

Аннотация: *В статье раскрываются способы приведения графика кратности к оптимальной форме.*

Ключевые слова: *инженерная сейсморазведка, кратность перекрытия*

Введение

Кратность(перекрытия), то есть число трасс, приходящихся на одну среднюю точку, относится к важнейшим параметрам как полевых работ, так и последующей обработки [Курашов, 2011]. Высокий уровень этой величины определяет качество динамических разрезов МОВ и МПВ, получаемых путём суммирования трасс. В инженерной сейсморазведке с помощью увеличения кратности перекрытия [Ладейщиков, 2013] добиваются прослеживания динамически невыраженных отражающих и преломляющих границ в условиях высокого уровня техногенного шума и снижения количества артефактов обработки на разрезах[Ермаков и др.,2016].

Разрезы, полученные системами наблюдений с небольшой кратностью, обычно имеют невысокое качество, полезные волны на них выделяются с трудом или вообще отсутствуют. С другой стороны, увеличение кратности предполагает уменьшение относительного шага возбуждения Δ, что снижает темпы выполнения полевых работ. Кроме обеспечения достаточной большой максимальной(номинальной) кратности, система наблюдений должна характеризоваться равномерностью распределения кратности по профилю. В инженерной сейсморазведке номинальная кратность в 2 раза больше, чем в “большой сейсмике” при том же количестве приёмников и относительном шаге возбуждения, так как источник перемещается вдоль неподвижной расстановки. Помимо этих параметров, максимальное значение и распределение кратности по профилю определяется выносными расстановками и перекрытием смежных расстановок (приёмных линий) [Романов и др., 2025]. При проектировании систем наблюдений в инженерной сейсморазведке следует учитывать её специфику и весь спектр технологических решений при выполнении полевых работ. В статье приводится опыт проектирования систем наблюдений с различным распределением кратности перекрытия, изображаемого в виде графика кратности.

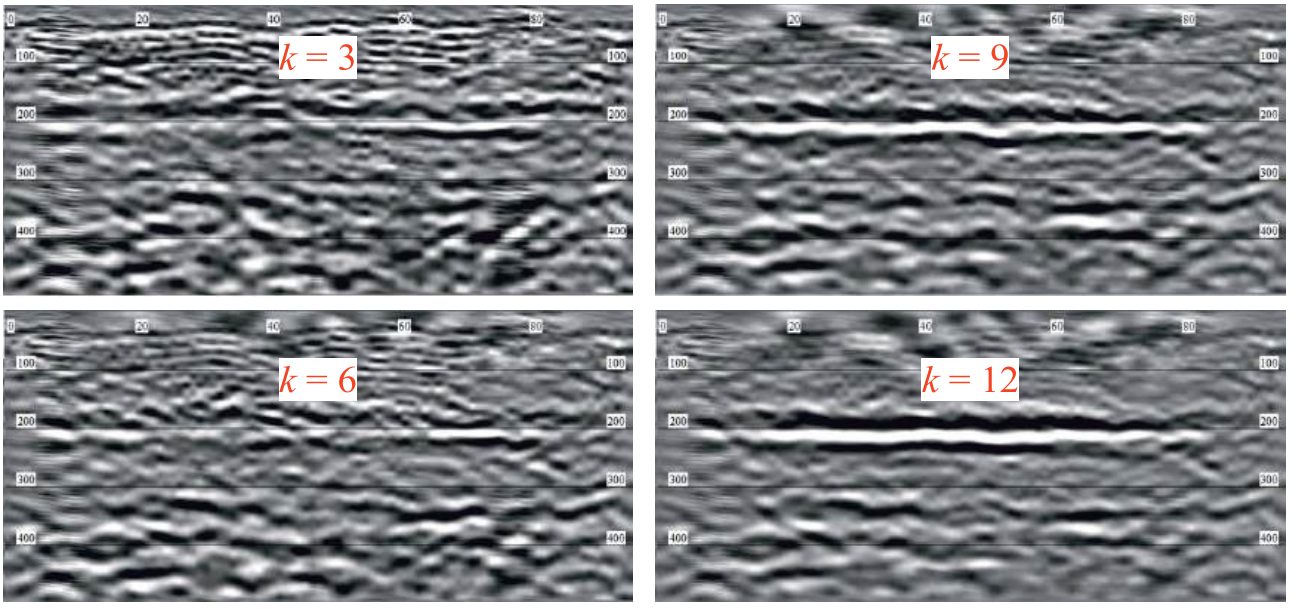
Результаты исследования

В процессе формирования системы наблюдений в первую очередь нужно определится с номинальной кратностью перекрытия k_{max}. Она зависит от порядка приёмной линии (количества ПП в расстановке) N и относительного шага возбуждения Δ. Предельная кратность задаётся порядком приёмной линии и достигается, когда $\Delta x_{ПВ} = \Delta x_{ПП}$.

$$k_{max} = \frac{N}{\Delta}$$

$$\Delta = \frac{\Delta x_{\text{ПВ}}}{\Delta x_{\text{ПП}}}$$

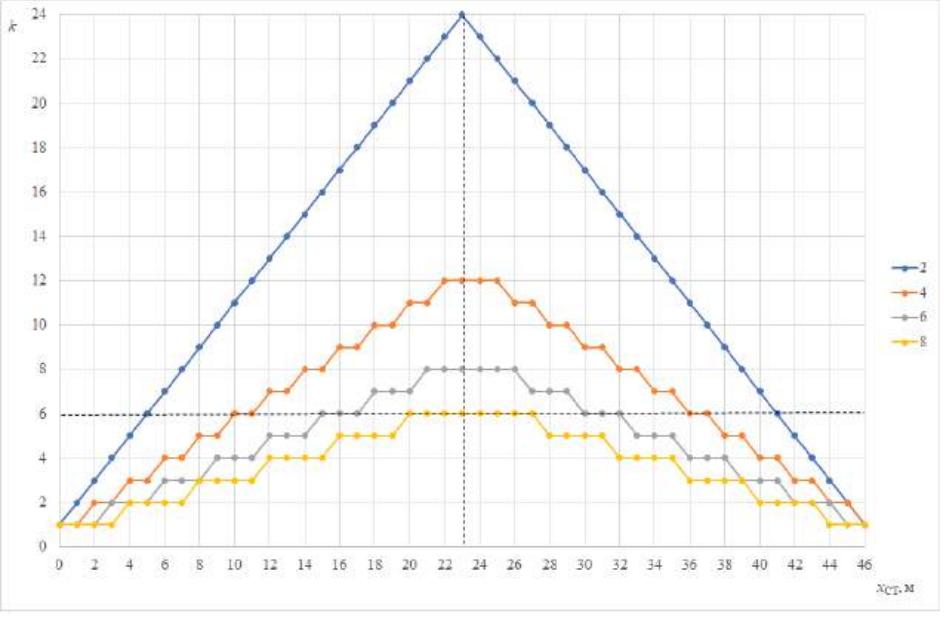
На рисунке 1 показан временной разрез, полученный с разной номинальной кратностью. При кратности 6 и менее отражение на времени 200 мс прослеживается с зонами потери и ухудшения корреляции, разрез в целом осложнён большим количеством артефактов обра-



▲ *Рис. 1. Влияние кратности перекрытия на содержание и показатели качества временного разреза МОВ-ОСТ.*

ботки — фрагментов волн, неподавленных при суммировании. Удовлетворительное качество прослеживания наблюдается при кратности не менее 12. Следовательно, при работе по распространённой методике «через канал» (Δ = 2) минимальный порядок приёмной линии N = 24 , а при N = 48 пункт возбуждения перемещается «через 3 канала» (Δ = 4, число ПВ на приёмную линию — 13) для достижения той же кратности. На площадках изысканий с высоким уровнем шума кратность увеличивается до 24–48.

От краёв к середине приёмной линии кратность увеличивается от 1 до k_{max} , что также сказывается на качестве временных разрезов. На концах приёмных линий образуются зоны низкой кратности, где кратность меньше 6 (Рисунок 2). Их размер определяется порядком приёмной линии и относительным шагом возбуждения[Романов и др., 2022]. К примеру, если работать методом МОВ–ОСТ 24-канальной станцией с шагом возбуждения 8 м (Δ = 4), то в зону низкой кратности войдёт вся приёмная



◀ *Рис. 2. Влияние шага возбуждения на форму графика кратности при перемещении источника относительно неподвижной приёмной линии (ΔxПП=2 м, N= 24).*

(По вертикали — кратность, по горизонтали — координата средних точек, шифр кривых — шаг возбуждения (м)).

линия, а с уменьшением шага возбуждения до 4 м (Δ = 2), общая длина зона низкой кратности будет равна 20 м. Только при минимальном относительном шаге возбуждения (Δ = 1) график кратности имеет форму симметричного треугольника, с увеличением этого параметра график становится трапецией с сторонами пилообразной формы(Рисунок 2).

График кратности в форме трапеции предпочтительнее, чем треугольный, так как в первом случае обеспечивается более равномерное распределение кратности, а общая длина зон низкой кратности меньше[Романов, 2023]. Приведение треугольного графика к трапецеидальному выполняется включением выносных расстановок и перекрытием смежных приёмных линий. Добавление к фланговым и центральным расстановкам шаблона [Романов, 2022] выносных выравнивает график кратности так, что зоны низкой кратности сокращаются, а при пяти выносных расстановках на каждом фланге вообще выходят за пределы приёмной линии[Романов и др., 2024]. В сочетании с перекрытием приёмных линий при отработке “длинного профиля” выносные расстановки позволяют получить график кратности в форме трапеции, такой что зоны низкой кратности будут выходить за пределы профиля, а на самом профиле кратность всюду будет равна номинальной (Рисунок 3).

Количество пунктов приёма δ, на которое нужно перекрыть приёмные линии для обеспечения номинальной кратности, приведено в выражении:

$$\delta = \frac{N}{2} - \Delta \cdot N_R$$

где N_R— количество выносов на одном фланге.

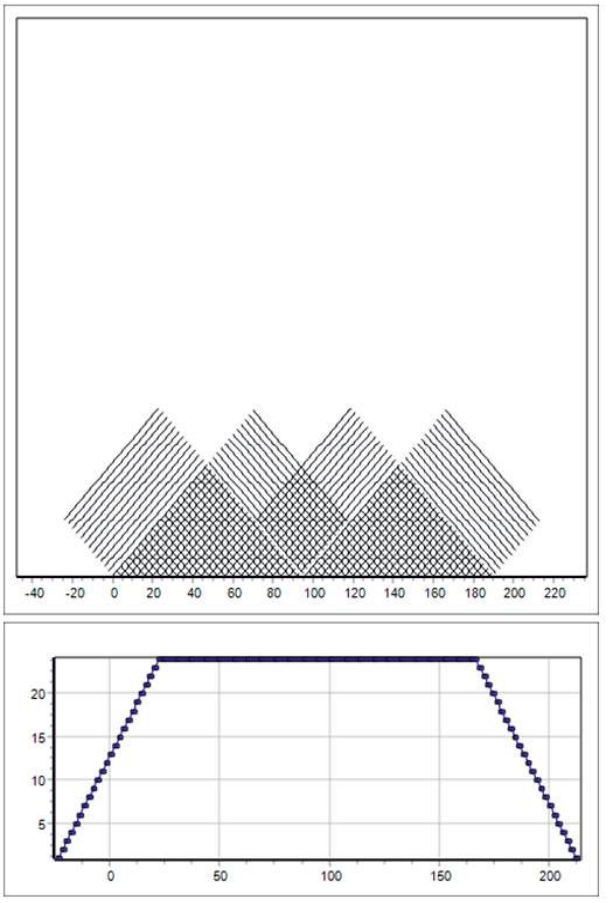


Рис. 3. Система наблюдений на обобщённой плоскости (сверху) и график кратности по ней (снизу).

К примеру, для приёмной линии порядка N=48, относительного шага возбуждения Δ = 2 и пяти выносов, количество перекрывающихся ПП составит 14. Без использования выносов приёмные линии для достижения равной кратности на большей части длинного профиля следует перекрывать ровно на N/2.

Выводы

Кратность перекрытия во многом определяет уровень полезной компоненты на разрезах МОВ–ОСТ и МПВ–ОГП. Основной проблемой при реализации этих методов в инженерной сейсморазведке является неравномерное распределение кратности из-за перемещения источника относительно неподвижной приёмной линии. Для уменьшения зон

низкой кратности (k<6) рекомендуется использовать меньшие относительные шаги возбуждения, выносные расстановки и перекрытие приёмных линий, а также сочетание всех изложенных подходов.

Литература

1. Ермаков, А. П. Опыт применения многоволновой сейсморазведки при оценке карстовой опасности / А. П. Ермаков, М. Л. Владов, Д. В. Шмурак // Инженерные изыскания. – 2016. – № 5-6. – С. 52-59. – EDN WGYEZD.

2. Курашов, И. А. Возможности повышения кратности сейсмических изображений при обработке данных / И. А. Курашов // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5, № 4. – С. 6-8. – EDN OJCOOB.

3. Ладейщиков, С. В. Оценка возможностей пространственных систем в малоглубинной сейсморазведке / С. В. Ладейщиков // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – № 4. – С. 223-228. – EDN RABXLR.

4. Романов, В. В. Анализ развития терминологической базы методики двумерной сейсморазведки и предложения по ее развитию и унификации / В. В. Романов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2022. – Т. 64, № 1. – С. 61-74. – DOI 10.32454/0016-7762-2022-64-1-61-74. – EDN DIEHWD.

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

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

7. Романов, В. В. Предложения рационализации систем наблюдений в инженерной сейсморазведке / В. В. Романов, К. С. Сергеев, В. И. Рыжков // Инженерная и рудная геофизика 2024. Инженерная и рудная геология 2024 : Материалы 20-й научно-практической конференции и выставки, Казань, 13–16 мая 2024 года. – Москва: ООО «Геомодель Развитие», 2024. – С. 202-205. – EDN ULGKOR.

8. Романов, В. В. Отличительные особенности реализации систем наблюдений с перекрытием в инженерной сейсморазведке / В. В. Романов, К. С. Сергеев, В. И. Рыжков // Инженерная и рудная геофизика 2025 : материалы научно-практической конференции и выставки, Екатеринбург, 21–25 апреля 2025 года. – Москва: ООО «Геомодель Развитие», 2025. – С. 300-303. – EDN TMRVLK.

Подробнее об авторах



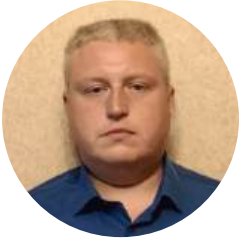
Романов
Виктор Валерьевич

доцент, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, г. Москва



Кауркин
Михаил Дмитриевич

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



Андреев
Дмитрий Олегович

Ведущий инженер лаборатории инженерной геофизики и сейсмического микрорайонирования Института геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН, г. Москва

4D синхронная инверсия как метод количественного анализа данных 4D сейсморазведки

Лекомцев А.В., Подбережный М.Ю.

Аннотация: *в статье раскрываются методика и результаты инверсии данных 4D сейсмомониторинга на одном из морских месторождений у северо-восточного побережья Норвегии. Основой послужили последовательные 3D съемки, выполненные в режиме 4D в период с 1994 по 2010 год за время его промышленной эксплуатации. Отмечается, что результаты чувствительны к насыщению CO_2 даже на уровне разности амплитуд. Однако авторы считает, что можно получить дополнительную информацию, посредством выполнения сейсмической инверсии.*

Ключевые слова: *4D сейсморазведка, 4D сейсмомониторинг, 4D инверсия.*

Введение

Проекты освоения морских месторождений углеводородов известны с конца XIX века. Их основной особенностью, является более высокая стоимость бурения скважин в сравнении со сходными наземными операциями. Современная сейсморазведка 3D впервые была применена в середине 70-х годов прошлого века в США [3]. По мере развития метода 3D сейсморазведки, компаниями нефтедобытчиками, было предложено использовать данный метод на морских месторождениях в режиме 4D, для контроля разработки залежи и экономии средств на бурении наблюдательных скважин. Широкое коммерческое использование методика 4D сейсмомониторинга получила в 90-х годах прошлого века и впервые была применена на шельфе Северного моря, компанией StatOil Hydro совместно с Exxon. Особо обсуждаемым в 2000-х годах стал пример месторождения Валхала в Северном море, где повторные съемки проводились ежеквартально [4, 12] со значимым результатом. К 2012 году в мире насчитывалось более 50 морских месторождений, где была использован 4D сейсмомониторинг разработки [10].

Помимо добычи углеводородов, породы коллекторы могут применяться и для утилизации различных бытовых отходов платформ и промышленных отходов производственных объектов, например, газа CO_2, побочного продукта, объектов металлургии и т.п.

К проектам где выполняется сейсмомониторинг относится и объект Sleipner, который является газовым месторождением, открытым в 1974 году в Норвежском секторе Северного Моря в 100 км от Ставангера (Рис. 1).

Добыча газа осуществляется из более древних и глубоких пород, исследуемая же формация Утсир (Utsira) приурочена к терригенным отложениям миоцена - плиоцена Североморского нефтегазоносного бассейна. По своему геологическому строению объект многопластовый, с наличием зон литологических замещений и значительной литофациальной изменчивостью как по площади, так и по разрезу, Закачка CO_2, была начата в 1996 г. а завершена в 2015 году. Общий объем закачки составил 15.5 млн тонн.

Объект исследования полностью покрыт сейсмической съёмкой 3D МОГТ объёмом в 300 км^2 в 1994 г. Эти данные получены до начала разработки и являются базовыми для последующих мониторинговых съёмок 4D, которые выполнялись в 1997, 2001, 2006, 2010 гг.

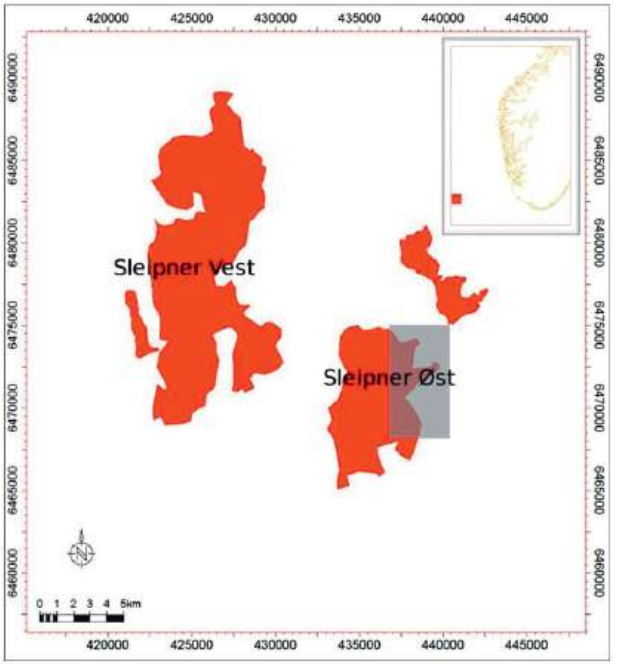


Рис. 1. Проект " Sleipner".

Разработка объекта выполняется с морской платформы в рамках проекта по утилизации CO_2 (см. Рис. 1). В 1996 году была начата закачка газа в пласты коллекторы, через единственную эксплуатационную скважину – 15/9 A16, которая, была завершена в 2015г. 4D сейсмомониторинг позволяет оценить, как целостность удерживающей покрышки, так и остаточную емкость пород коллекторов.

Методы исследований и результаты

Особенностью 3D и 4D сейсмических исследований является необходимость работы с данными в поле амплитуд, то есть, простым сейсмическим сигналом, свернутым с коэффициентами отражения через преобразование Фурье. Интерпретатор при этом вынужден иметь дело с относительно сложной волновой картиной. Сейсмическая инверсия, выполняет процедуру обратную свертке, что позволяет получать «более разрешенные» данные. Сама процедура инверсии при этом может быть различной, начиная от простой акустической и заканчивая различными вариантами стохастической инверсии [1, 2, 3, 6, 7, 8, 12, 13].

При процедуре синхронной инверсии, восстанавливаются разрезы или кубы P, S импеданса и куб плотностей [5]. В случае инверсии данных в 4D режиме синхронной инверсии, она выполняется минимум 2 раза, например, для базовой и съемки монитора. При этом в результате синхронной 4D инверсии, будут получены кубы P, S импеданса для базовой и съемки монитора, кубы плотностей для базовой съемки и съемки монитора.

Наибольшую сложность при этом представляет получение кубов плотностей. Как известно, изменения в плотностях, отражаются в амплитудах с угловым диапазоном более 30°. Угловой диапазон, при этом, как правило, ограничен 40° - 45°. Эта ограниченность неизбежно сказывается на качестве получаемых результатов. Данное обстоятельство налагает повышенные требования к качеству обработки сейсмических данных. В том случае, если породы не чувствительны к изменению давлений, задача упрощается и можно ограничиться расчетом акустической инверсии, качество которой, для 4D случая может быть выше, чем для 3D, в силу различных амплитудно-частотных характеристик разновременных наборов угловых сумм. Однако чувствительность пород к изменению в давлениях нужно тестировать при изучении керна, использовать региональные зависимости, или результаты предыдущих работ, если они существуют.

При этом, следует помнить, что в том случае, если соотношение сигнал помеха низкое и изменение давления в резервуаре, связанное с разработкой не отражается в сейсмическом отклике, то в таком случае можно применять кубы акустического импеданса. Они дадут схожую с кубом плотностей картину, но будут более устойчивы к остаточному фону помех.

В представленной к вниманию читателя, работе, выполнялась синхронная, инверсия по на основе съемки 4D по объекту Sleipner. Массивы данных были получены на основе съемки 1994 г. и 2010 г. Угловой диапазон, разделен на три части, диапазон угловых сумм достигает 45°.

В процессе обработки данных полученных в 2010 году выполнялась и переобработка данных 1994 года. Был выполнен широкий спектр процедур обработки, что позволило ослабить фон кратных волн. Целью данного исследования, является восстановление кубов плотностей и их увязка с данными по объему выполненной закачки в целевые пласты.

Химические процессы при закачке газа в пласты, подходы к петрофизическому моделированию

Закачка CO_2 производится в водоносный песчаный пласт формации Утсира залегающий на глубине 800-1000 м от поверхности морского дна. Толщина коллектора в среднем составляет 200 м. Средняя пористость составляет 40%, абсолютная проницаемость - 3 Дарси, минералогический состав песчаника и фотография полноразмерного керна в дневном свете представлены в табл. 1.

Закачка CO_2 в терригенные породы помимо растворения в пластовой воде и соответственно уменьшении плотности флюида и упругих модулей породы в целом, дополнительно вызывает нарушение химического равновесия и активирует различные химические реакции, приводящие как к растворению минералов (увеличению пористости, уменьшению упругих модулей скелета), так и к осаждению солей в виде вторичных карбонатных минералов (уменьшению пористости, увеличению упругих модулей скелета). Концентрации основных ионов в пластовой вода формации Утсира составляют: Na-0.5 моль/л, Cl-0.5 моль/л, C-0.02 моль/л, K-0.002 моль/л, Ca-0.0004 моль/л.

При растворении CO_2 в пластовой воде образуется углекислота:

$$CO_2+H_2O \leftrightarrow H_2CO_3 \leftrightarrow H^+ + HCO^-$$

Углекислота растворяет кальцит, содержащийся в скелете и цементе песчаника:

$$CaCO_3+CO_2+H_2O \leftrightarrow Ca_2^+ + 2HCO_3^- \ .$$

Например, при прокачке через песчаник 150 поровых объемов воды с растворенным CO_2 динамический модуль объемной упругости породы может уменьшиться на 25%, проницаемость выросли на 200%, а пористость увеличиться всего на 5%. Однако существует

Табл. 1. Минеральный состав песчаника Утсира.

Минерал	Хим. формула	Об. %	Фото ДС
Кварц	SiO_2	0.76	
Кальцит	$CaCO_3$	0.07	
Плагиоклаз	$NaAl_3Si_3O_8$	0.03	
Хлорит	$Fe_{2.5}Mg_{2.5}Al_2Si_3O_{10}(OH)_8$	0.02	
Мусковит	$KAl_3Si_3O_{10}(OH)_2$	0.05	
КПШ	$AlSi_3O_8$	0.07	

обратная реакция – осаждение растворенного кальцита, которая происходит при снижении pH на границах контакта песчаных и глинистых пропластков, увеличивая кажущуюся плотность глинистых перемычек.

Ниже представлены возможные реакции преобразования минералов исходя из минералогического состава песчаника Утсира.

$NaAl_3Si_3O_8 + CO_2 + H_2O \leftrightarrow NaAlCO_3(OH)_2 + 3SiO_2$ (плагиоклаз преобразуется в давсонит и халцедон).

$Fe_{2.5}Mg_{2.5}Al_2Si_3O_{10}(OH)_8 + 2.5CaCO_3 + +5CO_2 \leftrightarrow 2.5FeCO_3 + 2.5MgCa(CO_3)_2 + Al_2Si_2O_5(OH)_4 + SiO_2 + 2H_2O$ (хлорит и кальцит преобразуются в сидерит, доломит каолинит и халцедон) – данная реакция характеризует столб прорыва закачиваемого CO_2 вверх над точкой закачки, растворение флюидоупоров и осаждение минералов на границах глинистых перемычек и пластов коллекторов, что приводит к увеличению кажущейся плотности и акустической контрастности глинистых перемычек).

Дополнительным ключевым эффектом изменения фильтрационно-емкостных и упругих характеристик формации является уменьшение эффективного давления при замещении воды на закачиваемый CO_2. Лабораторные исследования продемонстрировали высокие значения поровой сжимаемости песчаника Утсира $1 \cdot 10^{-10}$-$4 \cdot 10^{-10}$ 1/Па, поэтому механическая нагрузка создаваемая вышележащей толщей в большей степени будет приводить к уменьшению пористости при уменьшении порового давления нежели процессы растворение твердого скелета породы.

Наиболее чувствительной характеристикой изменений упругих характеристик пористой среды служит продольный импеданс Zp, представляющей собой произведение объемной плотности и скорости упругих волн.

Объемная плотность (ρ) – функция пористости (m) и плотностей скелета ($\rho_{ск}$), газа ($\rho_г$), воды ($\rho_в$) и водонасыщенностипорового пространства (n).

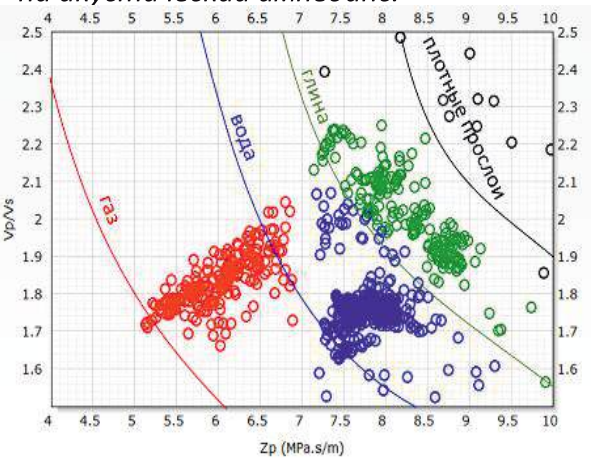
$\rho=(1-m)*\rho_{ск}+m*(\rho_г*(1-n)+\rho_в*n)$

Квадрат скорости продольной волны (Vp) прямо пропорционален модулю объемной упругости насыщенной пористой среды (К) и обратно пропорционален объемной плотности (ρ). В свою очередь модуль объемной упругости насыщенной пористой среды обратно пропорционален $m/К_{фл}$, где $К_{фл}$ - объемный модулем насыщающего флюида представляет собой среднее гармоническое объемных модулей газа и воды $К_{фл}=1/((1-n)/К_г+n/К_в)$.

Скорость поперечной волны мене чувствительно к типу флюида т.к. квадрат скорости поперечной волны прямо пропорционален модулю сдвига породы и обратно пропорционален обратно пропорционален объемной плотности (ρ).

В качестве подтверждения вышесказанного на рис. 2 представлен пример разделения пород по типу насыщения и литологии в координатах Vp/Vs и Zp для одного газового месторождения, глубина залегания которого в 2.5 раза больше месторождения Слейпнир.

Рис. 2. Пример влияния насыщения на акустический импеданс.



Влияние химического растворения и консолидации моделируются путем изменения объемного модуля скелета породы ($К_{ск}$) на основании теории Ф. Гассмана:

$К=К_{ск}+(1-К_{ск}/К_{м})/(m/К_{фл}+(1-m)/К_{м}-К_{ск}/К_{м}^2)$,

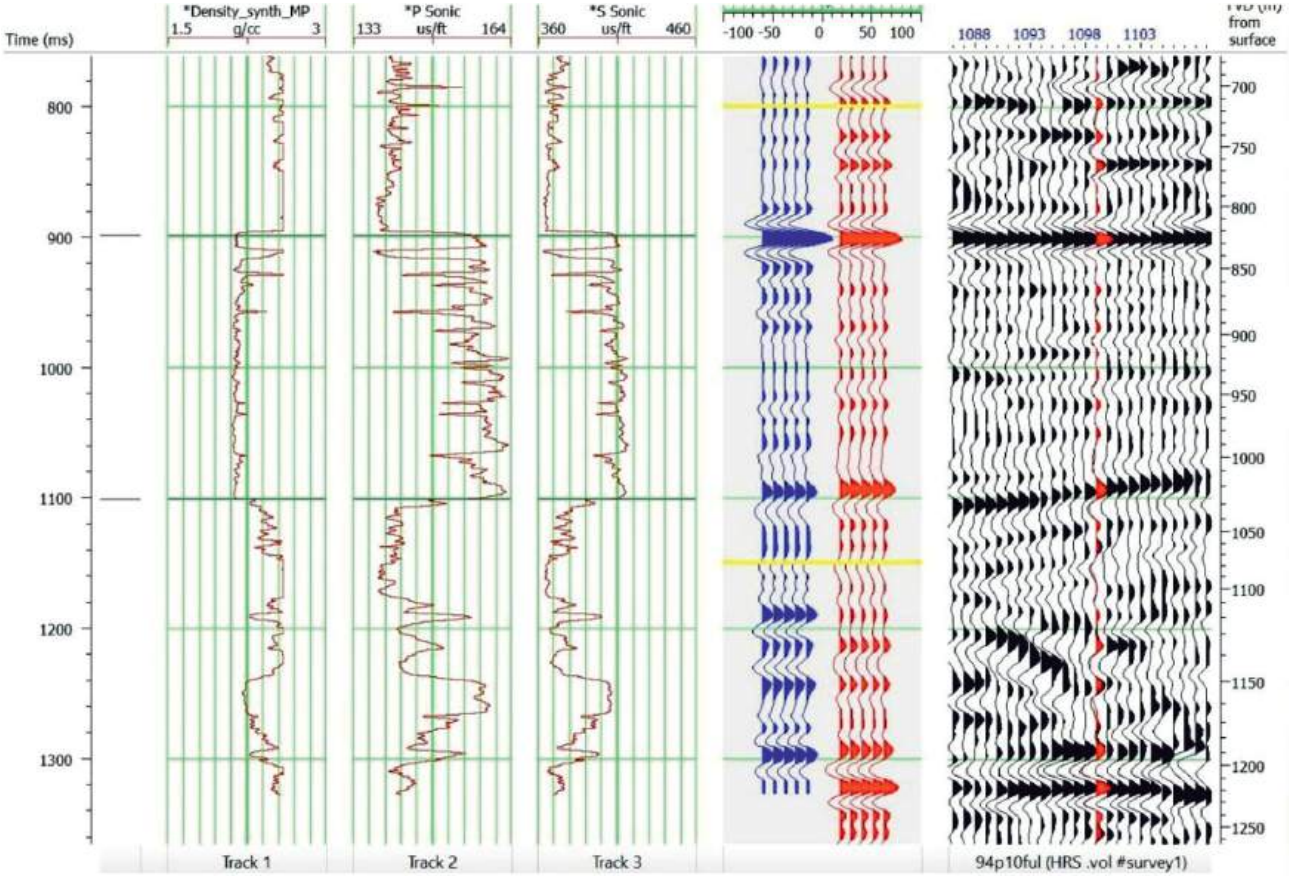
где $К_{м}$ - объемным модулем минеральных зерен, слагающих породу. $К_{м}$ рассчитывается на основании данных табл.1 и соответствующих физических параметров. Подход применения теории Ф. Гасмана к описанию физико-химических процессов в пористых средах изложен авторами в [17].

Таким образом, основное влияние на упругие характеристики среды оказывает уменьшение плотности флюида при закачке CO_2 в пласт, пористость коллекторов при химических реакциях изменяется несущественно, эффект уменьшения пористости связан в большей степени с просадкой пластового давления. Основные изменения, связанные с химическим реакциями, происходят в глинистых пропластках и флюидоупорах, в центральной части происходи разрушение перемычек и прорыв газа, а в периферийных наоборот консолидация и увеличение упругих характеристик на границах глинистыхпропластков и коллекторов.

Результаты сейсмической инверсии

Для выполнения процедуры синхронной инверсии применялись угловые суммы данных 1994 и 2010 гг. Для построения низкочастотной модели использовались 2 скважины. Низкочастотная модель была одной и той же для двух наборов данных. Значимых расхождений в форме импульса между съемками разных лет не наблюдалось. При выполнении исследования, каротаж, полученный из открытых источников был скорректирован существенным образом, с использованием соседних скважин и

Рис. 3. Сейсмостратиграфическая привязка.



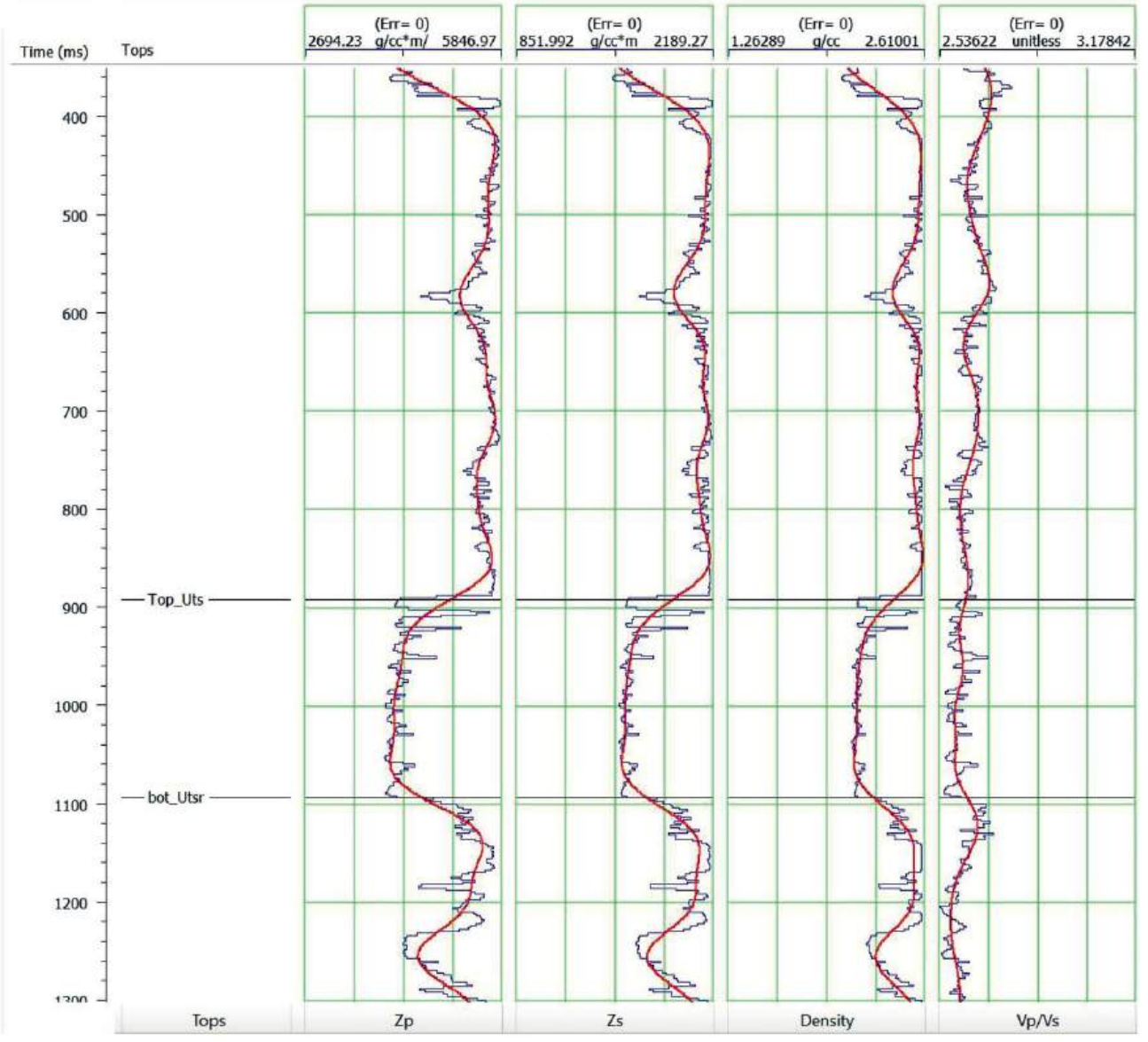


Рис. 4. Сравнение начальных и инвертированных кривых. Отмечается их хорошее схождение в целевом интервале.

региональных зависимостей, что позволило повысить качество сейсмостратиграфической привязки и как следствие повысить разрешающую способность итоговых данных.

После процедуры инверсии были получены кубы продольного и поперечного импеданса, а так же кубы плотностей для данных 1994 и 2010 года. Затем выполнено сравнение данных дельта амплитуд и дельта продольных/поперечных импедансов, кубов плотностей, а так же дельта акустичских импедансов, о которых, авторы писали в предыдущей статье. [18].

Данные привязки показывают хорошую корреляцию синтетических и скважинных данных, что позволяет перейти к процедуре синхронной инверсии сейсмических данных.

При сравнении разницы амплитуд и разницы импедансов на рис. 5., на визуальном уровне, можно отметить, что инверсия, дает отличную от импедансов картину. В лучшую сторону, меняется разрешающая способность данных. Сигнал выглядит более сжатым.

На количественном уровне, появляется возможность анализа дельта плотностей напрямую - путем сопоставления

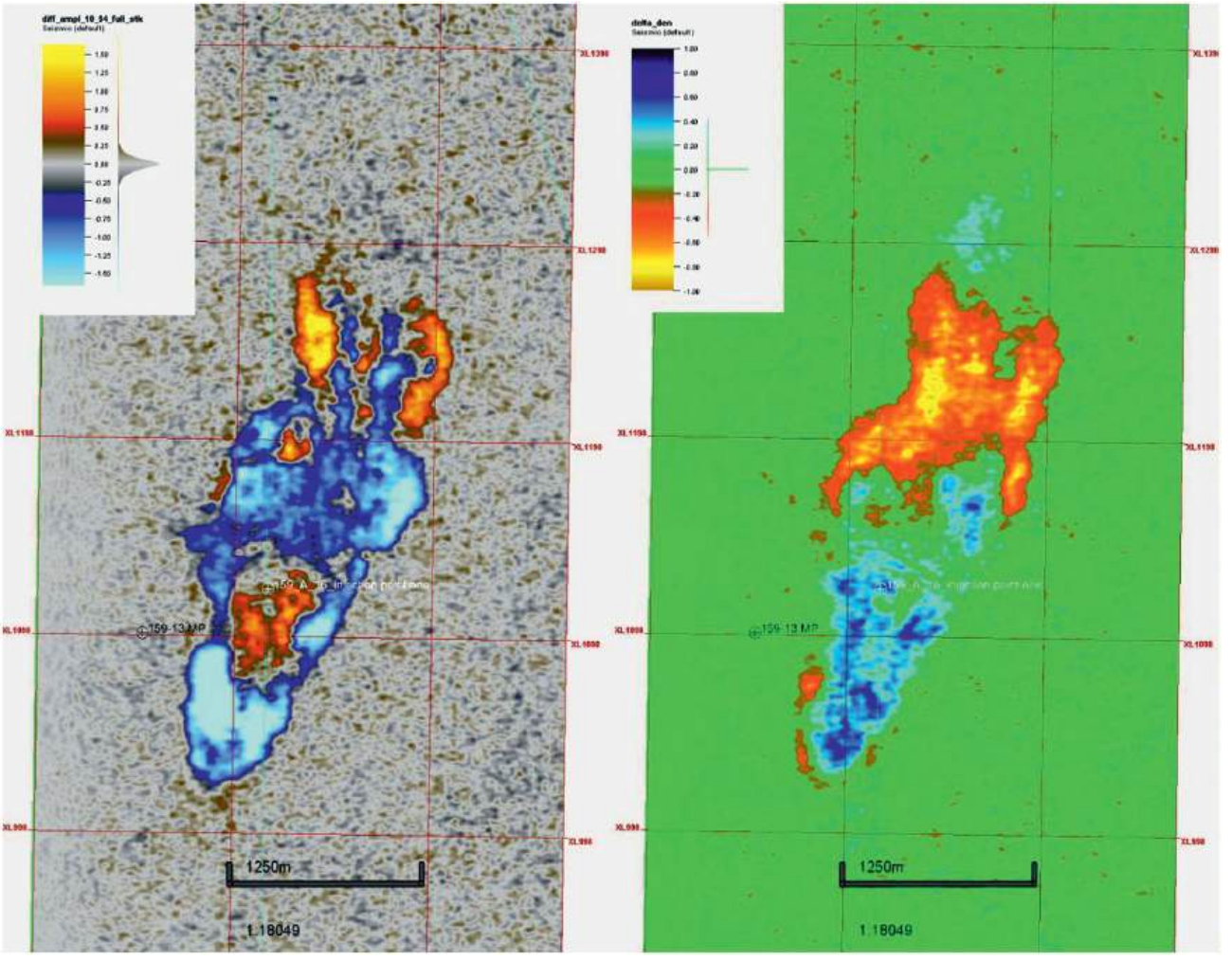


Рис. 5. Сравнение результатов дельты 4Д амплитуд и 4Д инверсии – куба дельта плотностей разницы 2010 и 1994 гг.

данных разработки и инвертированных плотностных данных.

Сравнение разрезов уточняет границы распространения закачанного газа, а также указывает на то что со временем газ начал проникать в породы, слагающие покрышку залежи, что привело к остановке его закачки.

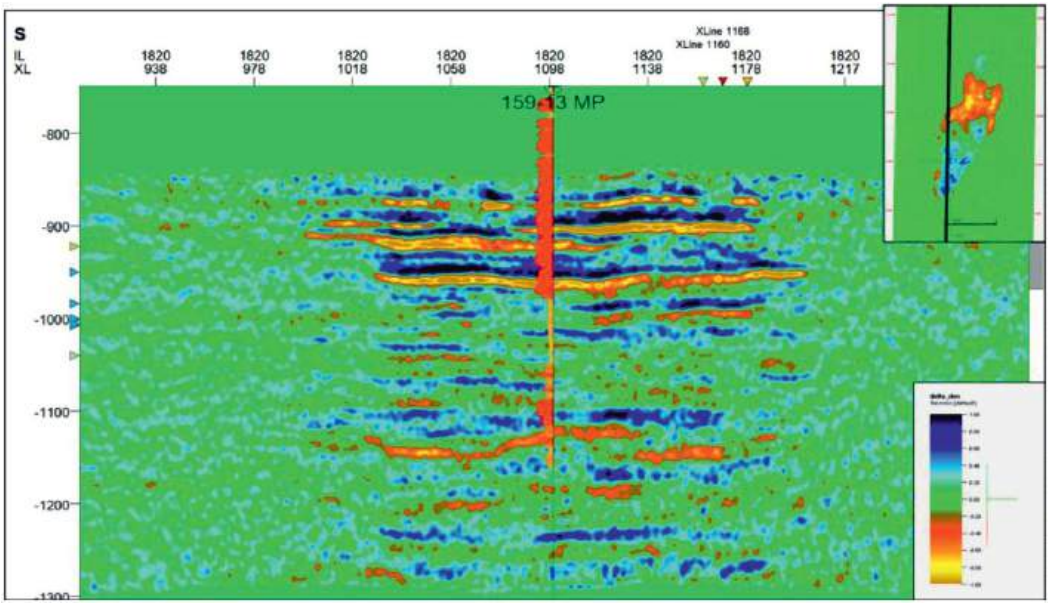


Рис. 6. Куб дельта плотностей.

Отмечено, что геологическое строение в процессе заполнения сжиженным CO_2 по данным инверсии выглядит более разрешенным, чем по данным амплитуд. Полученные данные требуют дополнительного анализа. Однако, даже в текущем виде, кубы плотностей пригодны для количественного анализа. Кубы импедансов 4D подходят для такого анализа гораздо меньше, т.к. в них меняется два параметра – Vp и ρ.

На основе вышеизложенного возможно оценить тип насыщения на объекте Sleipner для района скважины 159-13 и сейсмических данных 2010 г. (рис. 7).

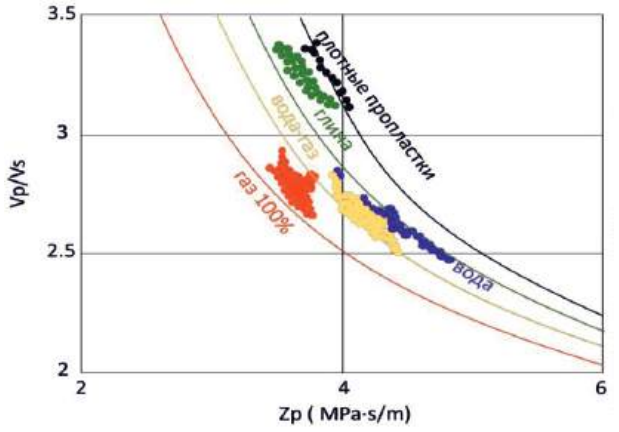


Рис. 7. Влияния насыщения на акустический импеданс на объекте Sleipner.

Выводы

• Рассмотрены химические процессы, влияющие на упругие характеристики пористой среды при закачке диоксида углерода в пласт.

• Рассмотрены подходы к петрофизическомумоделированию

• Выполнена корректировка имеющегося каротажа, на основе соседних скважин.

• Выполнена синхронная 4D инверсия а на данных объекта Sleipner, оценена возможность оценки степени насыщения. Полученные данные, позволяют приступить к количественному анализу остаточной емкости объекта и сопоставлением с имеющийся гидродинамической моделью [4, 6, 9, 11].

Полученный на объекте Sleipner опыт будет применен к объектам на территории РФ где в данный момент применяется 4D сейсмомониторинг с выполнением не только акустической, но и синхронной инверсии и последующим количественным анализом, а также интеграцией в гидродинамическую модель.

Литература

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

2. Ампилов Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М.: Геоинформмарк, 2008, 385 с. Ампилов Ю.П. Сейсморазведка на российском шельфе/Offshore, 2015, № 2, С. 26-33

3. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. и др. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 1 // Технологии сейсморазведки. 2009, № 4. С. 3–16.

4. Ампилов Ю.П., Горбачев С.В. Сейсморазведка 4Д в России: Опыт, Проблемы, Перспективы // Геология и геофизика, издательство СО РАН, 2025. DOI: 10.15372/GiG2025112

5. Ампилов Ю.П., Вершинин А. В., Левин В. А., Петровский К.А., Приезжев И.И., Штейн Я.И. Полновое моделирование в сейсморазведке на основе цифровой геологической модели с использованием метода спектральных элементов. // Геология и геофизика, издательство СО РАН, 2024. DOI: 10.15372/GiG2024115

6. Ампилов Ю.П., Владов М.Л., Токарев М.Ю. Технологии морской сейсморазведки в широком частотном диапазоне: проблемы и возможности // Сейсмические приборы. 2018, Т. 54, №4, С. 42-65

7. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов // Российский Государственный Университет Нефти и Газа им. И.М. Губкина, 2001

8. Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е. Почти все о сейсмической инверсии. Часть // Технологии сейсморазведки. 2011, № 1, С.5–15.

9. Ampilov, Yu.P From Seismic Interpretation to Modelling and Assessment of Oil and Gas Fields. // EAGE Publ., 2010, Pp. 1-274, doi: 10.3997/9789073781825

10. Ampilov Yu.P., Baturin D.G. Latest Marine Geophysical Technologies for Comprehensive Study of Natural Hydrocarbon Reservoirs and Monitoring of Production // Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2012. 2012, С. 2056-2063

11. Barkved O.I. Seismic Surveillance for Reservoir Delivery//EAGE Publication bv. 2012.

12. Foreste K., Robertson J., Boekholt M. Опыт и результаты первых в России морских сейсморазведочных работ 4D на шельфе Сахалина // Материалы 7-й конф. “Шельф России 2012”, 2012.

13. Van Gestel J.P., Kommedal J., Barkved O., Mundal I., Bakke R., Best K. Continuous Seismic Surveillance of Valhall Field // The Leading Edge. 2008, Pp. 8–14

14. Р.Ю. Дашков, Т.Н. Гафаров, Р.Г. Облеков, А.В. Хабаров, О.В. Тимофеева., 4D-сейсморазведка как инструмент эффективного мониторинга разработки морских месторождений. // Газовая Промышленность, 2022, №7, С. 40-45.

15. Т.Н. Гафаров, Р.Г. Облеков, А.В. Хабаров, О.В. Тимофеева, И.В. Воробьев, Д.В. Глущенко, А.П. Рыков, А.В. Лекомцев, А.В. Теплоухов., Опыт использования результатов акустической и синхронной (упругой) AVA – инверсии при разработке месторождений нефти и газа на шельфе Сахалина (на примере месторождений проекта «Сахалин-2»). // Газовая Промышленность. 2023, №1, С. 46-51.

16. Лекомцев А.В., 4D сейсмическая инверсия как метод уточнения интерпретации для последующего количественного анализа данных 4D сейсморазведки на объекте Sleipner B // Приборы и системы разведочной геофизики. 2025, №1, С. 128-135

17. Подбережный М.Ю. Особенности взаимодействия многофазных микроструктурированных сред с акустическими и электрическими полями //Диссертация кандидата физико-математических наук - Новосибирск, 2009.- 177 с.

Подробнее об авторах



Лекомцев
Андрей Валерьевич



Подбережный
Максим Юрьевич

Сервис быстрой интерпретации (СБИ)

Завьялов А.И., Тян А.Д., Маргина Т.С., Князев В.А., ООО «Тюменский нефтяной научный центр» (дочернее общество ПАО «НК «Роснефть»), Тюмень.

Аннотация: *В работе описаны основные проблемы текущего процесса интерпретации данных геофизических исследований при бурении горизонтальных скважин на месторождениях Западной Сибири. Предложено решение - информационная система «Сервис быстрой интерпретации» (далее – Система, ИС «СБИ») для оптимизации и автоматизации текущего бизнес-процесса, позволяющее оперативно и в автоматическом режиме интерпретировать данные поступающие с буровых установок. Описана архитектура системы и перечислен функционал ее блоков, а также пути дальнейшего развития СБИ.*

Ключевые слова: *Интерпретация данных ГИС, LWD, автоматизация.*

Одним из направлений нефтегазовой промышленности являются геофизические исследования скважин (далее - ГИС). Оно включает методики и технологии, используемые для изучения геологического строения и свойств пород, вскрываемых скважинами.

Доля горизонтального бурения ежегодно растет, с 2021 года в компании ПАО «НК Роснефть» составляет более 70%.

Оперативная интерпретация ГИС играет ключевую роль в процессе бурения горизонтальных скважин и позволяет получить представление о геологическом разрезе, оценить литологию, характер насыщения и фильтрационно-емкостные свойства. Оперативно полученные данные позволяют принимать решения о своевременной корректировке траектории и как следствие увеличении эффективности проходки, а в некоторых случаях, благодаря представлению о литологии вскрываемых отложений – избегать аварийных ситуаций.

Данная работа преследует актуальный на сегодня в Компании вектор развития автоматизации и цифровизации с целью повышения эффективности бизнес-процессов и имеет за собой цель разработать ИС СБИ, которая должна обладать следующими преимуществами:

- мгновенное получение информации о качестве коллектора в процессе бурения;
- оперативное принятие решений при дальнейшей стратегии бурения совместно с ОГ;
- перераспределение высвободившихся ресурсов на наукоемкие процессы.

В контексте сопровождения процесса бурения горизонтальных скважин следует уделять внимание упорядочению системы именования файлов. Это обусловлено тем, что внедрение любых автоматизированных протоколов в данной сфере обречено на провал в отсутствии четко сформулированного и понятного алгоритма присвоения наименований файлам и сопроводительной документации.

На практике на почтовые адреса Системы поступают письма, содержащие набор данных для интерпретации. Вложенные файлы могут быть как отдельными, так и в одном архиве. Архив должен быть назван так же, как и файлы, в соответствии с правилом (рисунок 1).

Почтовый сервис обрабатывает входящие письма и выполняет поиск шаблонного макрос-файла в заданной директории согласно префиксу месторождения и скважины.



▲ *Рис. 1. Алгоритм присвоения имён файлам.*

На протяжении всей работы почтового сервиса производится проверка вложенных данных согласно алгоритму проверки. В случае обнаружения ошибок, формируется список для полученного набора данных и отправляется ответным письмом. К ответному письму со списком ошибок прикладывается файл-конструктор, который позволяет сформировать корректные названия файлов, темы письма и т.п. (рисунок 2).

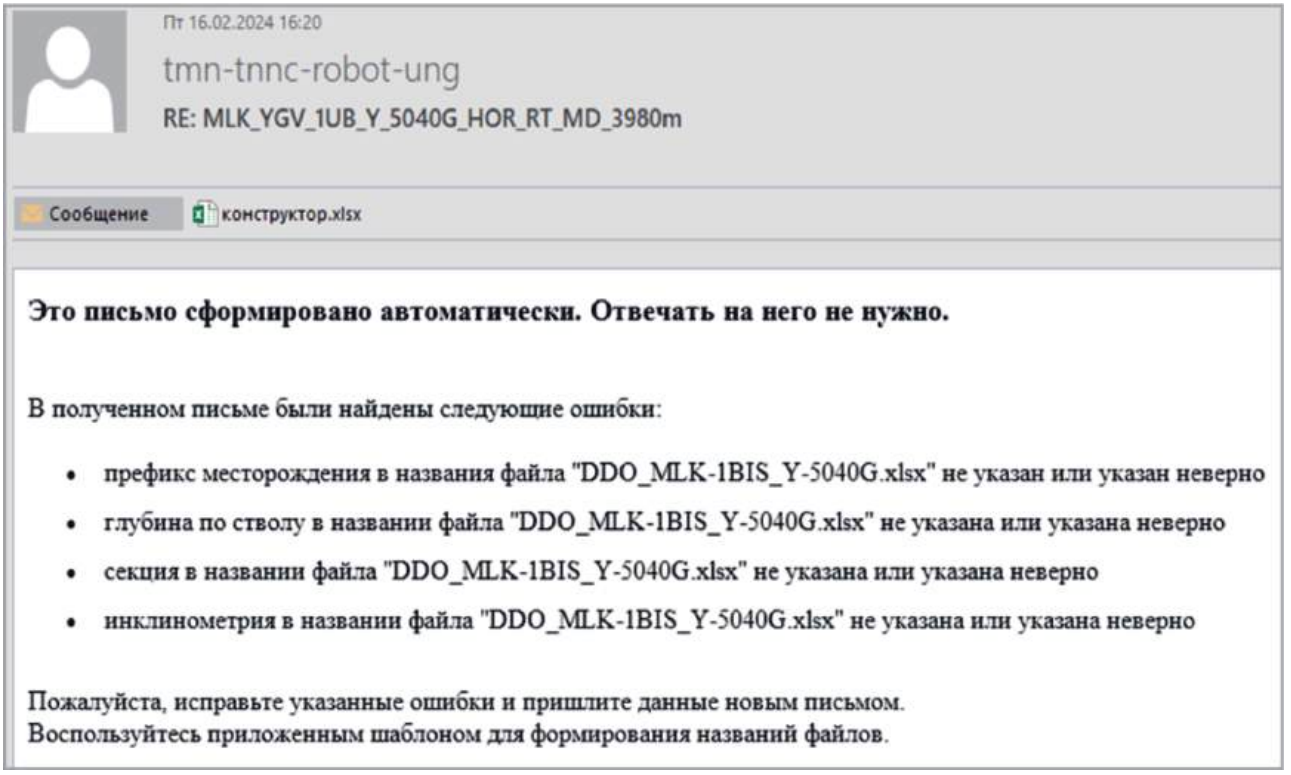
В такой ситуации необходимо исправить ошибки и повторно направить данные на адрес электронной почты Системы (адрес будет отличаться в зависимости от Общества Группы (далее - ОГ).

Сервис быстрой интерпретации (СБИ) — это специально разработанный сервер для анализа и автоматической обработки геолого-геофизической информации с внедрением робота-интерпретатора. Работает СБИ с лас-файлами и табличными данными. Специалисту на подготовительном этапе остаётся привязать геологический разрез, загрузить структурную карту и данные ГИС по скважинам окружения для нормировки плотностного и гамма каротажей.

Остальные операции сервис способен выполнить самостоятельно (рисунок 3). К ним относятся:

1. Передача информации с буровой на

▼ *Рис. 2. Пример ответного письма, при наличии ошибок в данных.*


Пт 16.02.2024 16:20

tmn-tnnc-robot-ung

RE: MLK_YGV_1UB_Y_5040G_HOR_RT_MD_3980m

Сообщение | конструктор.xlsx

Это письмо сформировано автоматически. Отвечать на него не нужно.

В полученном письме были найдены следующие ошибки:

- префикс месторождения в названия файла "DDO_MLK-1BIS_Y-5040G.xlsx" не указан или указан неверно
- глубина по стволу в названии файла "DDO_MLK-1BIS_Y-5040G.xlsx" не указана или указана неверно
- секция в названии файла "DDO_MLK-1BIS_Y-5040G.xlsx" не указана или указана неверно
- инклинометрия в названии файла "DDO_MLK-1BIS_Y-5040G.xlsx" не указана или указана неверно

Пожалуйста, исправьте указанные ошибки и пришлите данные новым письмом.
Воспользуйтесь приложенным шаблоном для формирования названий файлов.



▲ *Рис. 3. Рабочий процесс автоматической интерпретации.*

почтовый ящик СБИ;

2. Автоматическая фильтрация и загрузка данных в расчётное пространство сервера:

• кривые ГИС;

• фактическая траектория.

3. Автоматическая интерпретация данных ГИС:

• коэффициент пористости, проницаемости и нефтенасыщенности;

• литология и характер насыщения.

4. Экспорт данных:

• планшет с кривыми ГИС, геологическим разрезом и фактической траекторией;

• таблица РИГИС – попластовая интерпретация;

• лас-файл – поточечная интерпретация.

5. Рассылка данных.

Данный алгоритм получил свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2023685628.

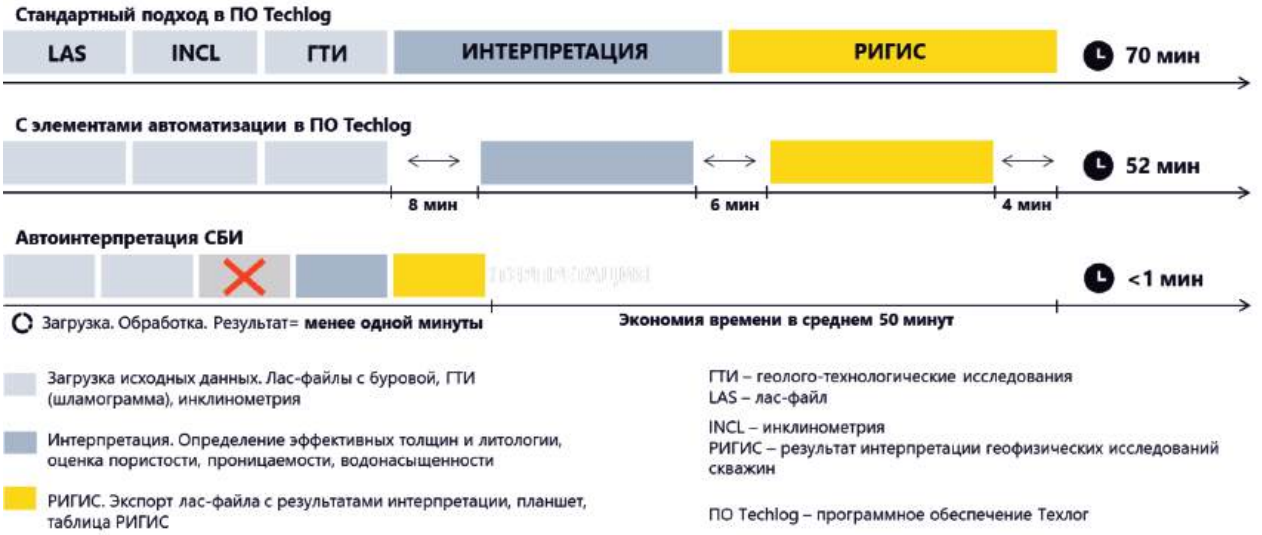
Для специалиста затраченное время на вышеописанные действия в среднем составляет 70 минут: поиск необходимой информации в почте или на сетевом ресурсе, загрузка информации, обработка. Далее при необходимости нормировка, интерпретация, создание таблицы РИГИС и экспорт лас-файла. В финале оформление результатов интерпретации и рассылка на почтовые ящики.

С элементами автоматизации в специализированном ПО - 52 минуты: тот же самый алгоритм действий, что и описанный выше, но с доработками по части скриптов. В первую очередь был написан скрипт, который значительно упростил и ускорил загрузку и обработку лас-файлов и инклинометрии. Также модернизации подверглись скрипты для интерпретации и макрос в MS Excel, который сэкономил время на оформление результатов. Благодаря чему удалось сократить обработку замера специалистом в среднем на 18-20 минут.

СБИ выполняет эту работу менее чем за минуту (рисунок 4).

С момента внедрения автоматической интерпретации в рабочий процесс на рассматриваемых месторождениях было пробурено 304 горизонтальных скважины (рисунок 5). Более 60 процентов скважин проинтерпретированы полностью в автоматическом режиме, около 30 процентов скважин обработано в режиме частичной автоматизации. Это означает, что автоматическая обработка была настроена и выполнялась, но, в тоже время, по запросу от Недропользователя интерпретация реализовывалась специалистом. Десять процентов скважин, в связи со сложными геологическим условиями и высокой долей неопределённости пробурены без автоматизации.

Экономия времени за два года на одного специалиста составила приблизи-



▲ *Рис. 4. Временные затраты на интерпретацию.*

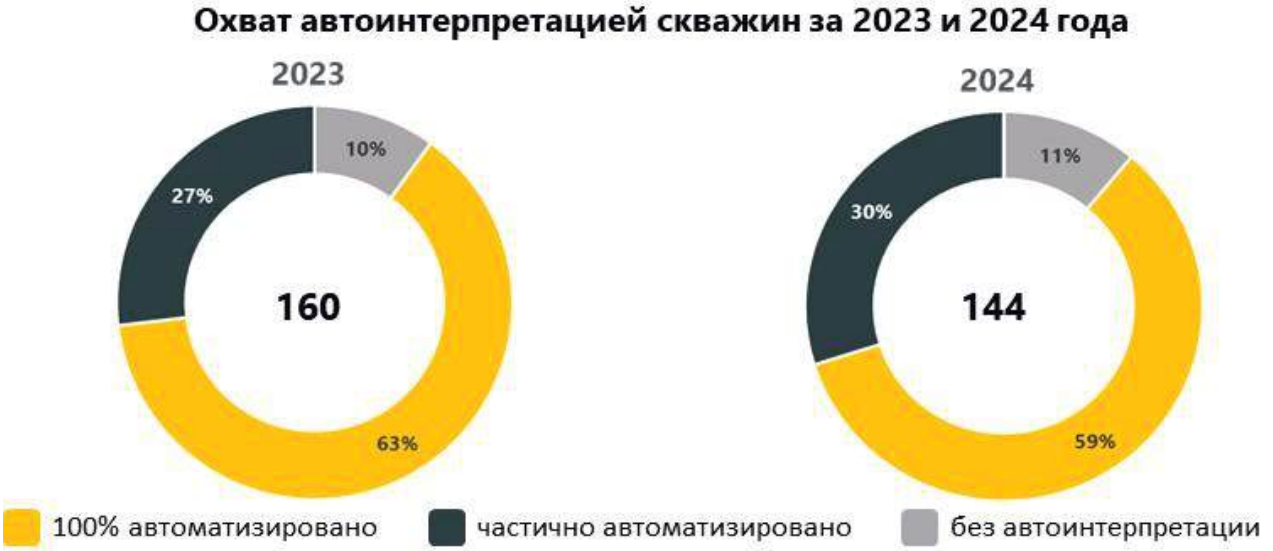
тельно 110 рабочих дней. При расчёте этого времени учитывались следующие факторы: количество скважин в год, количество интерпретаций в день, среднее количество дней бурения горизонтальной секции, сэкономленное время на интерпретацию одного замера.

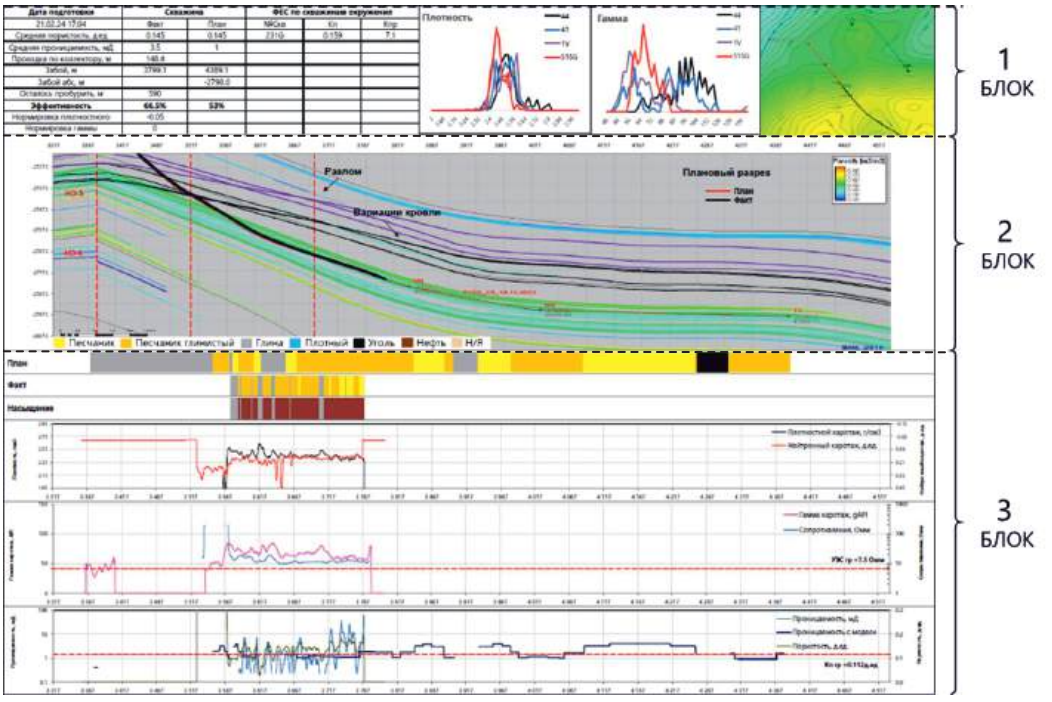
Практическая значимость интеграции автоинтерпретации, посредством экономии времени на рутинных операциях, отразилась в разработке новых проектов, более тесном взаимодействии со смежными управлениями в рамках синхронизации петрофизических моделей, актуализации петрофизических моделей и расчётных скриптов.

Основным видом полученных в результате автоинтерпретации данных является планшет оперативной интерпретации для геонавигации (рисунок 6), на котором отражается геолого-геофизическая информация в процессе бурения горизонтальной скважины.

Условно планшет можно разделить на три блока. Первый блок состоит из плановых и фактических данных Кп, Кпр и эффективной проходки, а также ФЕС по скважинам окружения и гистограмм распределения гамма и гамма-гамма плотностного каротажей.

▼ *Рис. 5. Охват автоинтерпретацией скважин за 2023 и 2024 года.*





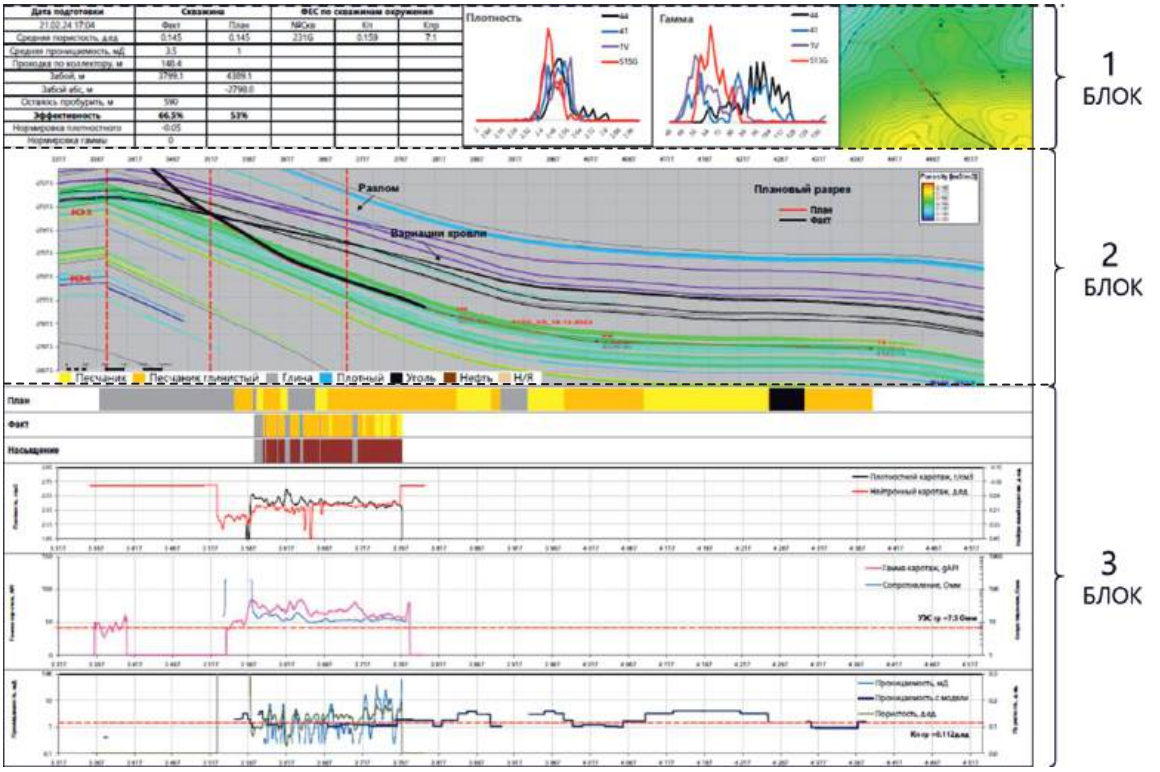
▲ *Рис. 6. Планшет информации для геонавигации.*

Второй блок - геологический разрез с отображением плановой и текущей траекторий.

Третий блок - литологическая колонка и насыщение, а также треки с кривыми ГИС и рассчитанные коэффициенты пористости и проницаемости.

Опытно-промышленные работы показали высокую эффективность и достоверность СБИ (рисунок 7). По результатам анализа 90 скважин сходимость эффективной проходки и оценки пористости СБИ-человек составила 95%.

▼ *Рис. 7. Достоверность интерпретации.*



Для взаимодействия с результатами интерпретации и исходными файлами используется клиент-серверное приложение. Клиентское приложение реализовано с использованием библиотеки React JS, серверная часть – с использованием фреймворка Flask и представляет из себя API (программная реализация способа взаимодействия между клиентским приложением и серверным) для работы с файлами.

Перед началом работы пользователь авторизуется на сервере (клиент-сервер по протоколу HTTP, сервер-Active Directory (корпоративное хранилище со всеми пользователями) по протоколу LDAP (протокол взаимодействия, проверка существования пользователя)). Срок хранения сессии пользователя составляет 24 ч.

Интерфейс Системы состоит из трёх блоков (рисунок 8):

1. Дерево папок - 1.
2. Содержимое папок - 2.
3. Адресная строка с панелью управления - 3.

Набор кнопок на панели управления зависит от функций, которые можно выполнить в выбранной папке.

Структура дерева папок в Системе:

1. Корневая папка (store-ung, индекс «ung» будет меняться в зависимости от ОГ) содержит файлы для осуществления интерпретации и отправки результатов (являются одним из условий корректной работы сервиса).

• Конструктор.xlsx – содержит формы для корректного наименования файлов с данными для интерпретации.

• Рассылка.txt – содержит наименования почтовых ящиков сотрудников, на чьи адреса необходимо отправлять проинтерпретированные данные.

• Шаблон.txt – содержит список тегов



▲ *Рис. 8. Интерфейс системы.*

месторождений.

2. Папки месторождений, названные в соответствии с тегами из шаблона.

В интерфейсе Системы пользователь может увидеть полученные по почте результаты, выбрав нужную папку в структуре (рисунок 8).

Пользователю предлагаются стандартные функции загрузки, удаления и скачивания файлов в файловую систему сервера с помощью кнопок панели управления.

Возможна замена конкретного файла с помощью кнопки «Заменить» - удаление файла и добавление под его названи-

ем нового. Если заменяется макрос-файл, то Системой выполнится поиск соответствующей его названию скважины, последней глубины для скважины и исходных данных для этой глубины. Если все данные найдены, то файлы с результатами удаляются и для найденных данных запускается интерпретация новым макрос-файлом.

После произведения всех расчетов пользователю поступает всплывающее уведомление о завершении операции. При возникновении какой-либо ошибки также выводится уведомление.

На время выполнения каждой из операций файлы блокируются и недоступны для изменения пользователями до полного выполнения операций.

Ключевые преимущества Системы:

• Независимость от специализированного ПО;

• С момента получения письма до отправки результата проходит менее 1 минуты;

• Затраченное время на предбуровой дизайн шаблона на интерпретацию ГИС составляет 30 минут;

• Централизованное хранение и безопасность;

• Возможность оперативно корректировать алгоритм интерпретации и внедрять инновации в исполняемый файл.

Система позволит сократить время реакции до одной минуты с момента получения информации. Благодаря оперативной интерпретации пошагово оценивается изменение литологии и ФЕС по разрезу. Комплексный анализ в случае сложных геологических структур позволяет более уверенно принимать решения по корректировке траектории скважины в процессе бурения.

Кроме этого разрабатывается альтернативный вариант получения данных с буровых. Это WITSML (Wellsite Information Transfer Standard Markup Language) — международный открытый стандарт обмена данными между различными службами и организациями, работающими в нефтегазовой отрасли.

Данный способ получения информации позволит анализировать ФЕС и литологию вскрываемых отложений в режиме онлайн.

Ссылки и литература

1. React: The library for web and native user interfaces [сайт].
URL: https://react.dev/

2. Flask: Flask provides configuration and conventions, with sensible defaults, to get started [сайт].
URL:https://flask.palletsprojects.com/en/3.0.x/

3. Каротажник 2023, ISSN 1810-5599, УДК 55.832 А.И. Завьялов, С.А. Ерёмин, Т.С. Маргина, А.В. Акиньшин. ООО «ТННЦ» Робот-интерпретатор данных каротажа в процессе бурения (LWD) горизонтальных скважин.

Неразрушающий, оперативный экспресс-анализ полноразмерного керна на основе данных ядерного магнитного резонанса

Воронов К.А.[1,2], Григорьев Р.В.[2], Воронова Л.А.[1], Абдуллин Р.Н.[1], Гарипова Л.А.[1], Жилин С.А.[3]
[1] Научно-техническое управление ООО «ТНГ-Групп»,
[2] К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий,
[3] Институт "ТатНИПИнефть" ПАО "ТАТНЕФТЬ" им. В.Д. Шашина.

Аннотация. *В работе рассмотрены возможности применения метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) для неразрушающего исследования керна на примере месторождения Западной Сибири. Представлена методика оперативного определения объемов подвижного и связанного флюидов, структуры и объема порового пространства и качественной оценки распределения пор по размерам в режиме реального времени без разрушения керна и его предварительной подготовки.*

Ключевые слова: *ЯМР-Керн, полноразмерный керн, неразрушающий анализ, фильтрационно-емкостные свойства, релаксационные кривые, 2D-карты T_1/T_2, сравнительный анализ.*

Введение

Современные задачи изучения коллекторских свойств горных пород требуют разработки экспресс-методов, позволяющих получать достоверную информацию о структуре порового пространства без длительной подготовки образцов. Традиционные методы исследования керна часто связаны с разрушением образцов и требуют значительных временных затрат. Метод ядерно-магнитного резонанса предлагает принципиально новый подход к решению этих задач, позволяя проводить неразрушающий анализ керна в режиме реального времени [3].

Методика эксперимента

Исследования проводились на мобильной установке «ЯМР-Керн» (рис. 1). Она сочетает преимущества лабораторных и скважинных методов: неразрушающий анализ, детализацию до 1 см и возможность работы в полевых условиях [2].

Выполняемые задачи:

- определение общей, эффективной, капиллярно-связанной и глинисто-связанной пористостей полноразмерного керна на скважине и в лаборатории [5];

- анализ влияния изогеля на показания установки ЯМР-Керн.



▲ *Рис. 1. Установка ЯМР-Керн.*

В 2024 году установка получила сертификат об утверждении типа средств измерений (№ 92664-24) и внесена в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, что подтверждает её соответствие метрологическим стандартам.

Метод основан на измерении времени спин-спиновой релаксации Т2, кото-

рое коррелирует с размерами пор. Не требуется предварительная подготовка образцов - высушивание и пропитка, что исключает возможность изменения исходной структуры порового пространства [1].

Исследования проводились с использованием двухрежимного протокола измерений: непрерывного определения пористости и регистрации 2D карт в репрезентативных точках керна. Отбор точек для детального анализа осуществлялся на основе данных ЯМР-измерений и стандартного комплекса ГИС.

Для анализа использовались образцы полноразмерного керна продуктивных пластов месторождения Западной Сибири.

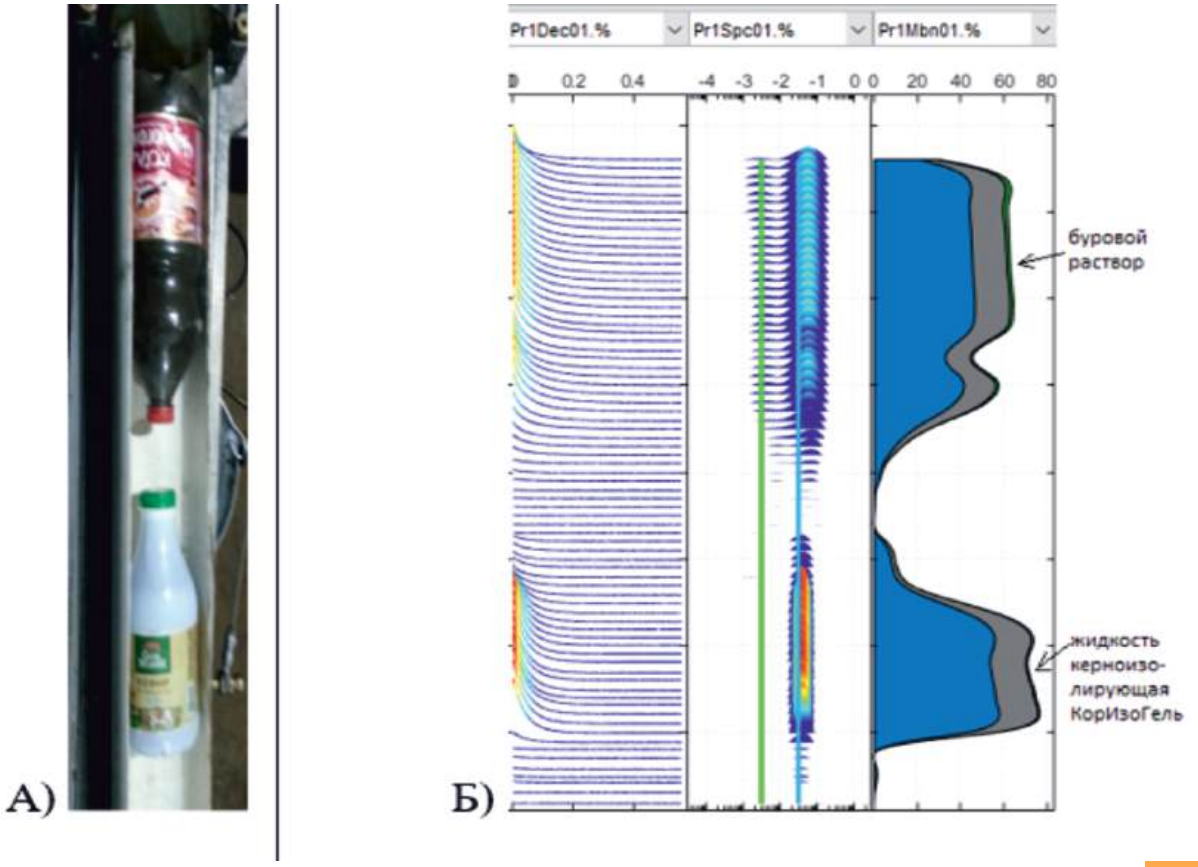
Методика и результаты обработки и интерпретации данных непрерывных замеров полноразмерного керна

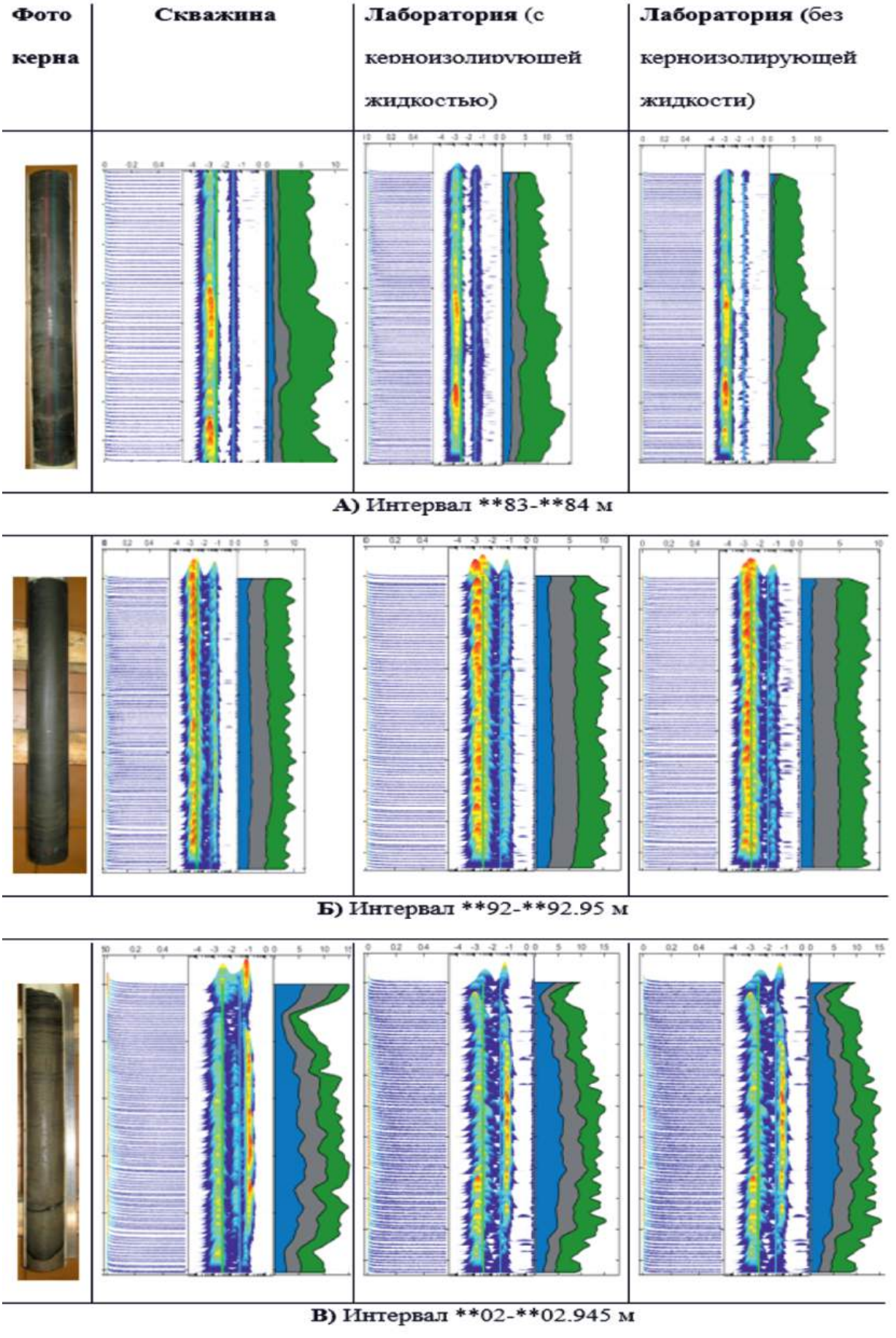
Бурение проводилось на растворе на углеводородной основе, при опережающем проникновении это может негативно сказаться на результатах ЯМР.

Для изоляции керна в процессе его отбора, транспортировки и хранения применялась керноизолирующая жидкость КорИзоГель (плотность 1.03-1.5 г/см^3), которая представляет собой гелеобразную неинвазивную однородную жидкость на неуглеводородной основе.

Для оценки ФЕС бурового раствора, он был измерен с помощью установки ЯМР-керн (рис. 2 А). Кп эфф порядка 40% при

Рис.2. ЯМР-исследования бурового раствора и изолирующей жидкости.
Слева (А) – исследуемый объект (бутылки с раствором и изогелем)
Справа (Б):
трек 1 – спад релаксационной кривой Т2,
трек 2 – преобразованный спектр Т2 ,
трек 3: синяя заливка – Кпэфф, серая – капиллярно-связанная пористость, зеленая - общая пористость





▲ *Рис. 3. Сравнение замеров керна установкой «ЯМР-Керн».*

общей пористости 60%. Также данному исследованию подверглась керноизолирующая жидкость в пластиковой бутылке «КорИзоГель» (рис. 2 А), согласно которому мы видим, что подвижность геля - высокая. Кпэфф (синяя заливка на треке 3) порядка 60% при общей пористости около 80%. Коэффициенты диффузии близки к обычной воде. Вязкое состояние обеспечивается структурой макромолекул. Времена релаксации воды близки к свободной.

В результате проведения стандартной обработки данных спектра Т2 с принятой отсечкой эффективной пористости для песчаных пород 33мс, были получены следующие данные: индекс проницаемости КпрЯМК (MCS, MLM); общая (Кпобщ_MS), эффективная (Кпэфф_MF), связанная (Кпсвяз_MPRF) пористости; спектр распределения Т2 от 0 до 3000 мс, (рис. 2 Б) [4]. В общем спектре наблюдаются два амплитудных пика (рис. 2 Б, трек 2). Правая пика более выражена и соответствует коротким временам порядка 3мс. Вторая пика находится левее отсечки 33 мс и соответствует подвижному флюиду.

Сформированный профиль распределения пористости по данным ЯМР-исследований для различных глубин показал, что общая пористость не превышает 10% (максимум 13% в интервале **97,8-**99 м). На всех образцах присутствует фоновая эффективная пористость 1,5-2%, что, скорее всего, является результатом влияния геля.

Замеры проводились дважды, с разницей в 15 дней. Сначала на скважине, сразу после отбора, а затем в лаборатории. Отдельные образцы очищались от изогеля и были измерены повторно (рис. 3 А, Б, В).

Направление керна сверху вниз соответствует увеличению по глубине.

Сопоставление параметров ФЕС образцов керна, измеренных на скважине и в лаборатории

При сравнении замеров, полученных на скважине и в лаборатории, было выявлено, что значения пористости (общая, эффективная), полученные на образцах изолированного керна, в основном коррелируются (рис. 3 А, Б, В), отличаясь в отдельных низко пористых интервалах не более чем на 2% (на уровне погрешности).

Сравнение значений Кпобщ, Кпэфф, Кпр, Ков очищенных образцов и образцов керна с гелем для разных глубин, измеренных в лаборатории приведены в таблице 1.

По результатам сопоставления полученных данных наблюдается следующая тенденция: ФЕС очищенных образцов керна меньше значений ФЕС образцов с гелем.

Построены кросс-плоты для параметров ФЕС (Кпэфф, Кпобщ, Кпр) образцов керна с изогелем и образцов, очищенных от изогеля (рис. 4, 5, 6).

Выведены уравнения линейной регрессии для Кпэфф (рис. 4), Кпобщ (рис.5), Кпр Коат (рис. 6):

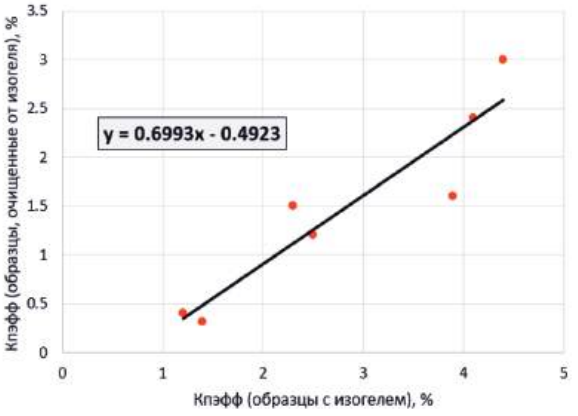
Кп эфф: y = 0.6993x - 0.4923, где x – Кп эфф образцов с изогелем, y – Кп эфф образцов, очищенных от изогеля;

Кп общ: y = 0.3244x + 4.6467, где x – Кп общ образцов с изогелем, y – Кп общ образцов, очищенных от изогеля;

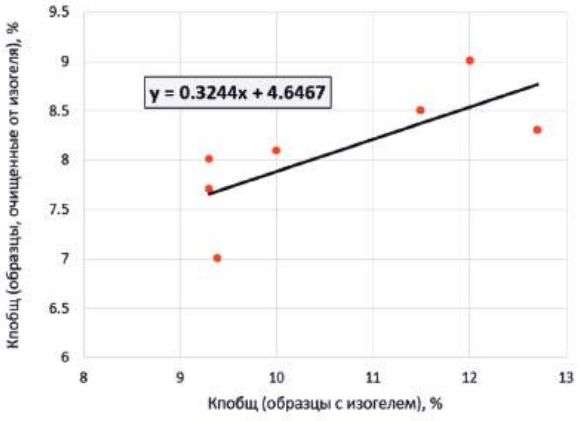
Кпр Коат y = 0.1761x + 0.0149, где x – Кпр Коат образцов с изогелем, y – Кпр Коат образцов, очищенных от изогеля.

№	Глубина, м		Образцы керна, очищенные от геля					Образцы керна, изолированные гелем				
	Кровля	Подошва	Кп эфф, %	Кп общ, %	Кпр лог, мД	Кпр по Коат, мД	Ков, %	Кп эфф, %	Кп общ, %	Кпр лог, мД	Кпр Коат, мД	Ков, %
			MF11	MS11	MLM	MCS	SIRR	MF11	MS11	MLM	MCS	SIRR
1	**83	**84	0,3	8,0	0,001	0,001	95,5	1,4	9,3	0,003	0,018	84,7
2	**87	**87,9	0,4	7,7	0,005	0,005	94,9	1,2	9,3	0,002	0,009	86,9
3	**92	**92,9	1,5	8,1	0,005	0,013	80,8	2,3	10,0	0,013	0,047	77,1
4	**97	**97,9	2,4	8,5	0,014	0,041	71,9	4,1	11,5	0,073	0,271	63,3
5	**02	**02,9	3	9,0	0,027	0,123	67,6	4,4	12,0	0,118	0,480	64,6
6	**07	**07,9	1,2	7,0	0,002	0,113	84,2	2,5	9,4	0,018	0,087	74,9
7	**12	**12,9	1,6	8,3	0,005	0,014	80,2	3,9	12,7	0,055	0,256	69,1

▲ *Табл. 1. Сопоставление параметров ФЕС образцов керна, измеренных в лаборатории.*



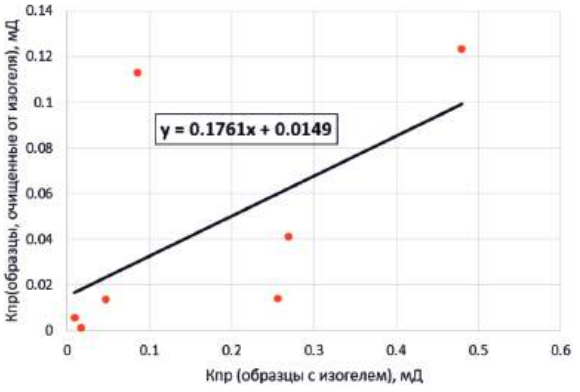
▲ *Рис. 4. Влияние КорИзоГеля на фильтрационно-емкостные свойства: Кпэфф, (%).*



▲ *Рис. 5. Влияние КорИзоГеля на фильтрационно-емкостные свойства: Кпобщ, (%).*

Выводы

Проведенные исследования подтверждают возможность применения метода ЯМР для оперативной оценки фильтрационно-емкостных свойств горных пород. Метод позволяет получать информацию о распределении пор по размерам и разделении флюидов на подвижную и связанную фазы. Также данная



▲ *Рис. 6. Влияние КорИзоГеля на фильтрационно-емкостные свойства: Кпр, (мД).*

методика не требует предварительной подготовки образцов и обеспечивает высокую скорость измерений (5-7 минут на образец).

Сопоставление данных, полученных на скважине и в лабораторных условиях, показало хорошую сходимость результатов с отклонением не более 2% (Кпэфф, Кпобщ) для большинства образцов, что свидетельствует о надежности методики полевых измерений.

Установлено, что применение изолирующего геля КорИзоГель приводит к систематическому завышению значений пористости на 1,5-2%, что необходимо учитывать при интерпретации данных. Полученные уравнения регрессии в данной работе позволяют корректно пересчитывать параметры ФЕС, измеренные на образцах с изогелем КорИзоГель, в значения, соответствующие очищен-

ным образцам:

Для эффективной пористости: y = 0,6993x - 0,4923;

Для общей пористости: y = 0,3244x + 4,6467;

Для проницаемости: y = 0,1761x + 0,0149.

Следует отметить, что для повышения надежности построенных регрессионных моделей необходимо расширение статистической базы исследований.

Таким образом, метод ЯМР демонстрирует значительный потенциал для оперативной оценки коллекторских свойств пород непосредственно на буровой площадке до проведения каротажа в режиме реального времени, обеспечивая получение достоверных данных в минимальные сроки.

Дальнейшее развитие метода предполагает создание корреляционных зависимостей для различных типов коллекторов и оптимизацию методик интерпретации данных. Это позволит расширить область применения ЯМР-исследований и повысить их надежность для решения геологических задач.

Литература

1. Коутс Г.Р., Сяо Л., Праммер М.Г. ЯМР: принципы и применение. Хьюстон: Халлибертон Энерджи Сервисез. 1999. 253 с.

2. Мурзакаев В.М., Тараканов В.К., Афонин В.В., Дубровский В.С. Пат. RU 2457516 C1. Устройство ядерно-магнитного резонанса в поле Земли для исследования полноразмерных кернов. № 2011110387/28; Заявл. 18.03.2011; Опубл. 27.07.2012. Бюл. № 21.

3. Нургалиев Д.К., Косарев В.Е., Мурзакаев В.М. Аппаратура ядерного магнитного резонанса для исследования полноразмерных кернов в лабораторных и полевых условиях // Георесурсы. – 2012. – № 4(46). – С. 16-18.

4. Таужнянский Г.В., Рудакова О.Ю., Тимофеева О.А., Малинин А.В. Применение данных ядерно-магнитного каротажа при петрофизическом обосновании количественных критериев выделения терригенных коллекторов месторождений Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина, 2013. № 9. С. 42-44.

5. Шумскайте М.Й., Глинских В.Н, Голиков Н.А. Определение петрофизических параметров терригенных пород-коллекторов методом ядерно-магнитной релаксометрии (аналитический обзор) // НТВ «Каротажник». 2018. Вып. 12 (294). – УДК 550.8.055

Путь в профессию: сейсморазведочная практика МГУ — важный шаг к освоению современных технологий в геофизике

- Турчков А.М., Ермаков А.П., МГУ, г. Москва.
- Воронцов В.В., ООО «Геоспейс Технолоджис Евразия», г. Уфа.
- Ермаков С.А., ООО «Сейстех», г. Москва.

Полигон в Александровке

Учебно-научная база МГУ им. В.К. Хмелевского, в д. Александровке, Калужская область, - уникальный геофизический полигон, соз-данный в 1990-х годах для обучения студентов геологического факультета. Расположенный недалеко от Москвы, он славится живописной природой, отсутствием промышленных помех и богатым природным ландшафтом.

Инфраструктура полигона включает капитальные здания, вагон-дома и территория площадью 30 га, что обеспечивает комфортные условия для проживания до 100 человек (Рис. 1).



▲ *Рис. 1. Фотография базы с БПЛА.*

Полигон активно используется для проведения студенческих практик отделения геофизики Геологического факультета МГУ, геофизического факультета Российского государственного геологоразведочного университета имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), Международного университета природы, общества и человека «Дубна». Помимо практик полигон активно используется для проведения геофизических исследований, испытаний оборудования и научных конференций, включая международные встречи с канадскими коллегами и ежегодную конференцию по малоглубинной геофизике «Угра». На территории проведения практик расположены уникальные объекты — крупнейшая в мире Барятинская магнитная аномалия, богатая железом, и древние археологические памятники, сохранившиеся со времен неолита.

Геологическое строение района практики до глубин порядка 150–200 метров, которые исследуются с помощью методов сейсморазведки, представлено тремя отделами: четвертичным, нижнекаменноугольным и верхнедевонским. Четвертичные отложения представлены песками, супесями, суглинками, галечниками, реже глинами. Каменноугольные отложения представляют собой сложно построенную толщу — чередованием терригенных и карбонатных морских пачек. Верхний девон полностью сложен карбонатными породами. Основные сейсмические границы, которые выделяются с помощью сейсморазведки на отраженных волнах, — это граница между четвертичными отложениями и каменноугольными на глубине порядка 20–25 метров и граница между нижнекаменноугольными отложениями и верхним девоном на глубине порядка 100–120 метров.

Исторически район связан с важными событиями России: в 1480 году предположительно в окрестности базы произошло стояние на реке Угре завершившее эпоху татаро-монгольского ига; в

годы войны 1812-го проходили партизанские действия; а в годы Великой Отечественной — тяжёлые бои и окружения советских войск. Таким образом, полигон объединяет современную науку, богатое историко-культурное наследие и природное многообразие.

Сейсморазведочная практика в Александровке

Сейсморазведочная практика в Александровке — это важный этап обучения для студентов-геофизиков МГУ. Студенты проходят практику за десять дней, и за это время они имеют возможность впервые по-настоящему попробовать себя в полевых условиях. Место выбрано удачно: вдали от промышленных шумов можно получить данные, свободные от помех, а разнообразие литологических разностей и геологических структур позволяет применять различные методы сейсморазведки для их изучения

Практика сочетает аудиторные занятия и полевые работы на местности. Студенты делятся на группы и выполняют все этапы настоящих полевых исследований: от планирования и расстановки оборудования до регистрации, обработки и интерпретации данных. Используются разные методики — отражённых, преломлённых, поверхностных волн, а также в рамках сейсмической практики изучается метод георадиолокации. В качестве источников возбуждения в работе применяются кувалды. Для регистрации данных используются современные сейсморегистрирующие системы, применяемые при производстве геофизических исследований в рамках инженерно-геологических изысканий для строительства. Всё это делает процесс обучения максимально приближённым к реальным условиям.

За время практики студенты не только закрепляют теорию, но и учатся работать с аппаратурой, обрабатывать результаты и интерпритировать полученные сейсмические разрезы. В конце практики студенты готовят отчёт и сдают зачёт. Это опыт, который помогает почувствовать себя будущим специалистом и увидеть, как теория превращается в живую практику. Ниже приведены примеры учебных задачи и результаты их решений.

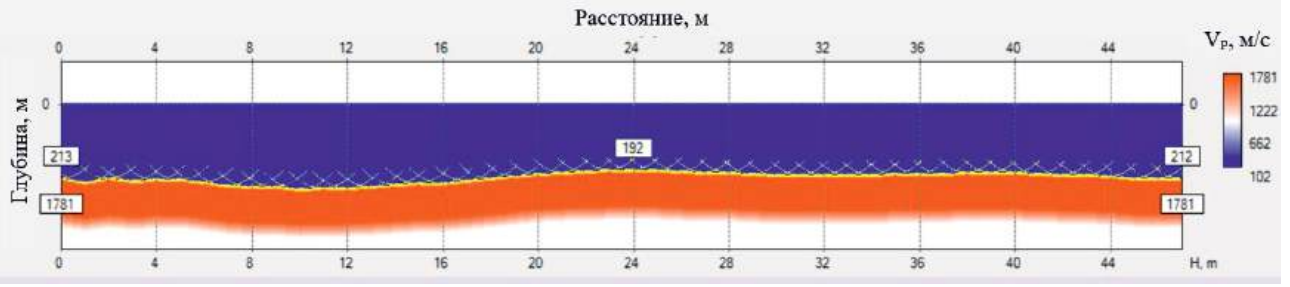
Метод преломлённых волн (МПВ)

В рамках изучения метода преломлённых волн ставится задача о картировании границы увлажнения в слое песка, перекрытом почвой мощностью 20 см. Исследование проводится на берегу реки Воря на двух ортогональных линейных профилях длиной 23 метра. Точка пересечения профилей является контрольной. В этой точке проводится сопоставление вычисленных скоростей распространения волн и глубины преломляющей границы с целью оценки точности расчётов.

Работа МПВ проводится с регистрацией продольных головных волн. Рабочие

Рис. 2. Возбуждение продольных волн при помощи кувалды.





▲ *Рис. 3. Разрез, полученный МПВ (пояснения в тексте).*

моменты возбуждения продольных волн приведены на (Рис. 2). Шаг пунктов приёма — 1 метр, число пунктов приёма — 24. Пункты возбуждения располагаются в начале (0 м), в середине (11 м) и в конце приёмной линии (23 м), а также слева и справа от расстановки (выносы) на расстоянии 10 м. Пример промежуточного результата решения задачи МПВ: глубинный сейсмический разрез по профилю МПВ приведён на (Рис. 3). Желтая линия – граница между «сухим» песком (синий цвет) и «влагонасыщенным» песком (красный цвет). Цифрами показаны скорости распространения продольных волн (м/с).

Сейсмотомография (СТ)

Обработка данных метода первых вступлений с помощью сейсмотомографического подхода выполняется на участке с резкими изменениями свойств в верхней части разреза. Задача сводится к обнаружению скоростных аномалий и картированию геологических границ, наиболее контрастных по акустическим свойствам.

Основные картируемые геологические границы:

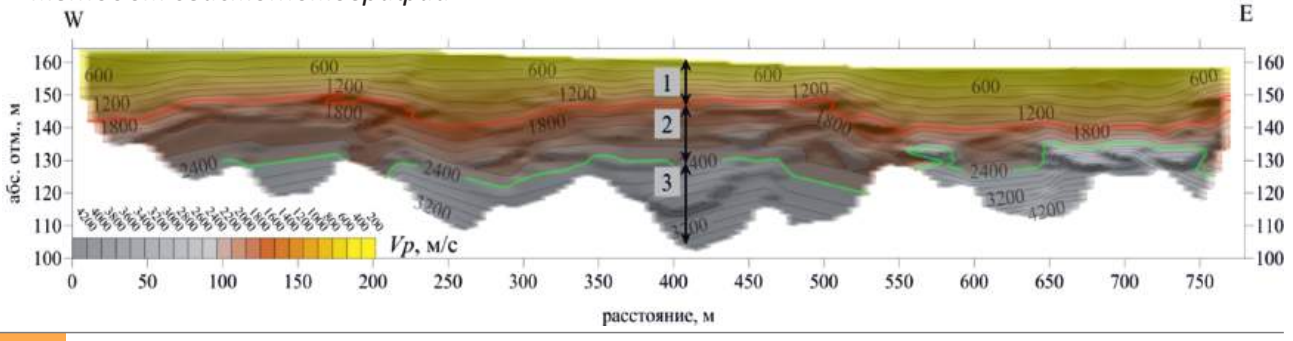
• между отложениями четвертичного возраста и ледниковыми отложениями (глубина до 10 метров);

• между ледниковыми отложениями и отложениями нижнекаменноугольного возраста (глубина около 25–30 метров).

Как правило, в течение практики осуществляется съёмка вдоль нескольких линейных профилей длиной до 500 м. Регистрация осуществляется как продольных, так и поперечных сейсмических волн. Шаг пунктов приёма — 2 метра. Пункты возбуждения располагаются на пунктах приёма, а также слева и справа от расстановки (выносы) с шагом 6 или 12 метров.

Пример результата решения задачи методом сейсмической томографии приведён на (Рис. 4). – глубинный сейсмический разрез в изолиниях скорости распространения продольных волн с элементами геологической интерпретации. 1- первый сейсмический слой: постледниковые (новейшие) отложения четвертичного возраста (пески, супеси,

▼ *Рис. 4. Сейсмический разрез в изолиниях скорости распространения, полученный методом сейсмотомографии*



суглинки); 2 – ледниковые отложения (суглинки, галечники); 3 – каменноугольные отложения (известняки, песчаники).

Метод отражённых волн в модификации общей глубинной точки (МОВ-ОГТ)

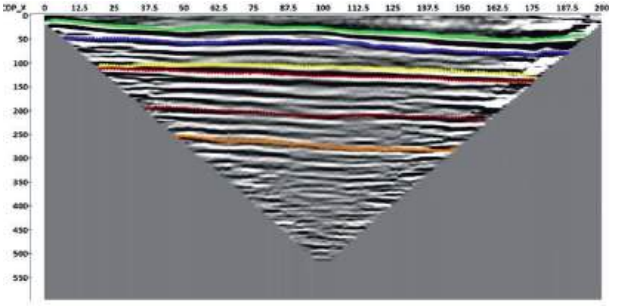
Наибольшее количество времени на сейсморазведочной практике уделяется методу отражённых волн в модификации общей глубинной точки (МОГТ). Метод применялся для картирования геологических границ, наиболее контрастных по акустическим свойствам. Основные (опорные) картируемые геологические границы:

- граница стратиграфического несогласия между отложениями четвертичного и нижнекаменноугольного возраста (глубина до 20–25 м);
- граница между отложениями нижнекаменноугольного и верхнедевонского возраста (глубина около 100–120 м).

Съёмка МОГТ выполняется как на продольных, так и на поперечных волнах. В течение практики осуществляется съёмка нескольких коротких профилей (200–500 м) или одного длинного (2500–3000 м). В пределах одной расстановки число пунктов приёма составляет 48 или 96, шаг пунктов приёма — 2 или 5 м в зависимости от типа регистрируемых колебаний, канальности станции и требуемой глубинности.

Пункты возбуждения располагаются на каждом пункте приёма или в два раза реже. Дополнительно располагаются выносные пункты возбуждения слева и справа от приёмной линии с целью достижения максимальной кратности 24 в пределах расстановки. Глубинность исследований в зависимости от типа регистрируемых колебаний достигает от 25 м (центральная расстановка, S-волны) до 150 метров (фланговая расстановка, P-волны).

Рис. 5. Временной разрез МОВ-ОГТ с элементами интерпретации.



Пример результата решения задачи МОВ-ОГТ: временной разрез с элементами геологической интерпретации (Рис. 5). Сейсмическая граница, показанная зеленым цветом, соответствует границе между четвертичными и нижнекаменноугольными отложениями, глубина границы около 25 м; сейсмические границы, показанные желтым и красным цветом, соответствуют одной границе между нижнекаменноугольными и верхнедевонскими отложениями, глубина границы около 110 м. Синим, бордовым и оранжевым цветом показаны прочие сейсмические границы, не имеющие стратиграфической привязки.

По оси абсцисс отложено расстояние (м), по оси ординат – время (мс).

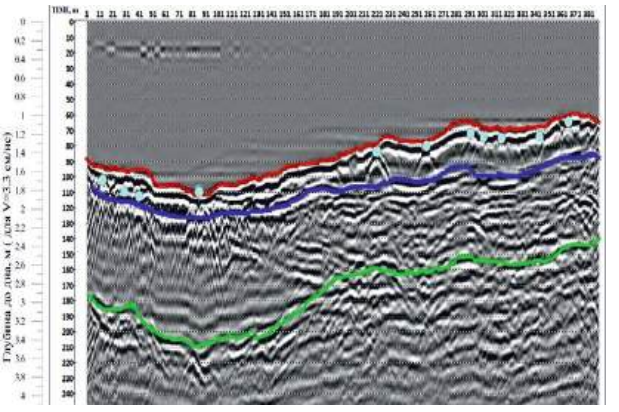
Георадиолокация (ГРЛ)

Георадиолокация используется студентами для решения нескольких прикладных задач. Одна из них - картирование дна рек и поддонных отложений.

Съёмка на реке проводится с резиновой лодки с электромотором (Рис. 6). В работе применяется георадар «Zond 12e» с антенной 300 МГц, а привязка профилей выполняется по GPS. Средняя скорость движения лодки составляет около 5 км/ч при течении реки примерно 1,5 км/ч. Такой подход позволяет получать чёткие данные о рельефе дна, поддонных слоях и неоднородностях.



▲ *Рис. 6. Выполнение задачи ГРЛ: картирование дна рек и границ поддонных отложений.*



▲ *Рис. 7. Радарограмма по профилю ГРЛ при акваторных исследованиях.*

На Рис. 7. приведён пример промежуточного результата георадиолокационных исследований на реке. На динамических разрезах красной линией показана граница "вода-дно". Чуть ниже зелёной линией выделена ось синфазности кратной отражённой волны от этой же границы. Синим цветом показана граница поддонных отложений, а голубые кружки указывают вершины гипербол дифракции, которые отражают наличие локальных неоднородностей в толще.

На суше георадиолокация используется для решения геотехнических задач: изучение внутренней структуры железобетонных плит, а также поиска подземных коммуникаций.

Таким образом, студенты осваивают полный цикл работы: от сбора георадиолокационных данных до их интерпретации.

Метод поверхностных волн (MASW)

Метод многоканального анализа поверхностных волн (MASW) применяется для картирования границ в толще дисперсных отложений. Съёмка осуществляется с применением 24- или 48-канальных расстановок, с шагом ПП/ПВ 1–2 м. Для работ методом MASW реализуется фланговая расстановка, источник располагается на выносе 6–12 м.

Применение бескабельных сейсморазведочных систем

Учебная практика в Александровке традиционно проводится на аппаратуре, применяемой в малоглубинной и инженерной сейсморазведке. Это современное оборудование российского производства, которое активно используется в производственных условиях (Рис. 8). Благодаря компактности и удобству эксплуатации оно позволяет студентам за ограниченное время освоить все этапы — от полевых наблюдений до камеральной обработки.

В отличие от этого, аппаратура для нефтяной сейсморазведки куда более громоздка, сложна в обращении и требует значительных затрат. Демонстрировать её студентам в рамках короткой практики затруднительно и слишком дорого. Однако особое место среди технологий «большой сейсмики» занимают бескабельные нодальные системы. Они используются в крупных производственных проектах, но при этом отличаются мобильностью и компактностью. Небольшое количество каналов может быть применено даже в учебных целях, что открывает новые возможности для практики.

Впервые такое оборудование появилось на полигоне в Александровке в 2022



▲ *Рис. 8. Сейсморазведочная система ЭЛЛИСС-3 на 48 каналов в рабочий момент.*

году, когда компания «Геоспейс Технолоджис Евразия» предоставила его бесплатно для проведения первых опытных работ (Рис. 9). Тогда это были не студенческие практики, а научные исследования, но именно в тот момент стало очевидно, что бескабельные системы можно эффективно применять и в учебном процессе. Особенно показательной была ситуация, когда для работы с относительно большим количеством каналов (около 300) оказалось достаточно небольшой команды из 10 человек. Это продемонстрировало высокий потенциал оборудования в учебных целях: оно позволяет студентам почувствовать себя частью реальных производственных проектов и знакомит их с технологиями, которые сегодня широко применяются в мировой сейсморазведке.

▼ *Рис. 9. Бескабельная станция GSX в кузове пикапа.*



Практика студентов с использованием ПАК «Геотом»: новый уровень подготовки специалистов завтрашнего дня

Летняя практика студентов-геофизиков 3-го курса Геологического факультета МГУ в Александровке в 2025 году вышла на новый уровень благодаря внедрению в учебный процесс отечественного программно-аппаратного комплекса «Геотом». Этот современный бескабельный сейсморегистрирующий комплекс, созданный компаниями «Сейстех» и «Геосейс», стал не просто частью учебной программы, а наглядным примером того, как в образование приходят технологии будущего. Сегодня «Геотом» можно по праву назвать совре-



▲ *Рис. 10. Сейсморазведочные профили, сформированные системой ПАК "Геотом".*

менным стандартом сейсморазведки и оборудованием завтрашнего дня.

«Геотом» представляет собой лёгкий и мобильный автономный полевой блок массой всего 1,6 кг, способный работать свыше ста суток без замены батарей даже в условиях низких температур. Комплекс позволяет вести регистрацию сейсмических сигналов в формате SEGY, дистанционно управлять каналами и контролировать состояние батарей, памяти и шумового фона почти в режиме реального времени. Надёжная радиосвязь на расстоянии до 300–500 метров делает систему удобной для работы в самых разных условиях. Универсальный разъём обеспечивает совместимость с любыми сейсмоприёмниками, а простое программное обеспечение на русском языке облегчает настройку и эксплуатацию. При этом «Геотом» разрабатывался с учётом экологических требований — он минимизирует воздействие на окружающую среду, что особенно важно при работах в природных условиях.

В рамках практики студенты под руководством преподавателей и специалистов прошли полный цикл сейсморазведочных работ: от разметки профилей и установки приёмников до возбуждения сигналов, сбора информации и её камеральной обработки (Рис. 10). Впервые они получили возможность работать с оборудованием, которое не требует кабельных соединений и даёт возможность дистанционного контроля и управления в полевых условиях (Рис. 11).

Пример полевых данных, полученных с применением ПАК «Геотом», приведен на (Рис. 12). В результате обработки данных МОГТ были построены временные разрезы (Рис. 13). На этих разрезах чётко выделяются отражения не только в верхней части разреза до 200 мс, но и на значительно больших глубинах — порядка 400–700 мс. Максимальное отражение на уровне 700 мс при учёте эффективной скорости распространения продольных волн 2500 м/с соответствует глубине около 800 м.

Такая глубинность была достигнута на практике впервые — и это при использовании всего лишь кувалды в качестве

▼ *Рис. 11. «Геотом» - дружелюбный и удобный интерфейс, мобильное управление.*



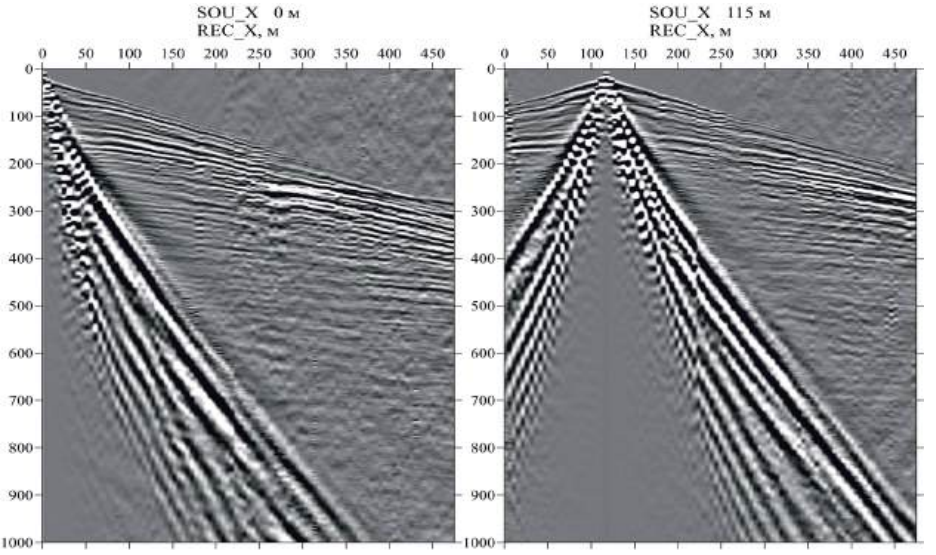


Рис. 12. Сейсмограммы, полученные с использованием ПАК «Геотом».

источника возбуждения и современной бескабельной системы ПАК «Геотом». Подобных результатов раньше студенческая практика не демонстрировала. Полученные данные показали, что даже в учебных условиях можно приблизиться к уровню настоящих производственных исследований, а сами студенты получили уникальный опыт работы с технологиями, обеспечивающими глубокое зондирование геологической среды.

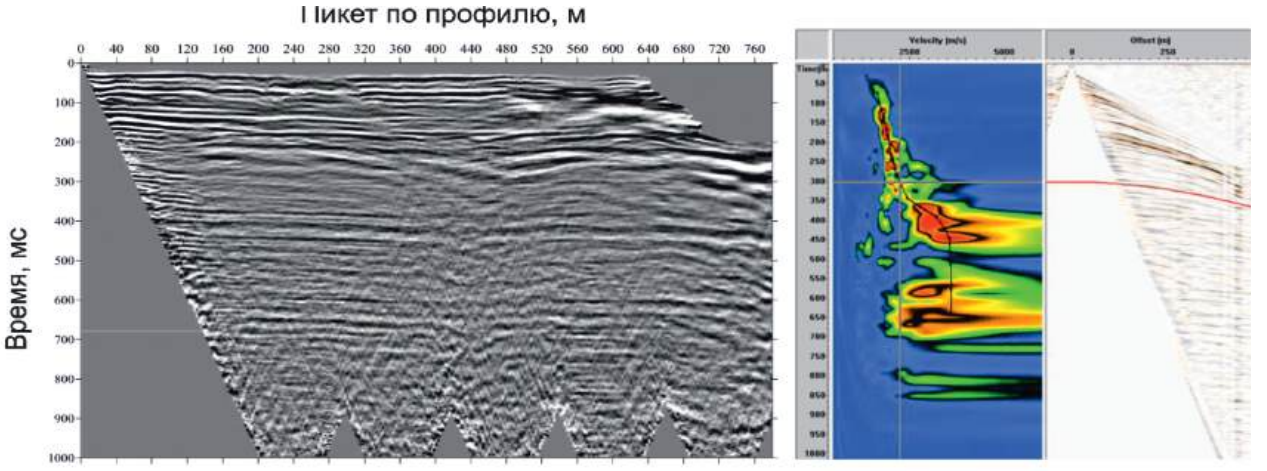


Рис. 13. Временной разрез (слева), полученный с использованием ПАК «Геотом», окно интерактивного скоростного анализа (справа).

Заместитель декана Геологического факультета МГУ по инновациям Михаил Юрьевич Токарев подчеркнул: *«Возможность использовать передовые отечественные программно-аппаратные комплексы в рамках учебных практик — важная составляющая подготовки специалистов высшей квалификации для геологоразведочной отрасли. Мы стараемся насытить учебные программы не только стандартными, но и инновационными технологиями сбора и обработки данных».*

Таким образом, практика с применением ПАК «Геотом» позволила студентам не только закрепить знания и получить ценные навыки, но и почувствовать, что они работают с технологиями, которые определяют будущее сейсморазведки в России».

Благодарности:

Геофизические практики на Александровской базе проводятся при финансовой поддержке А. Г. Яковлева (ООО "Северо-запад").Авторы выражают благодарность В.В. Воронцову (ООО "Геоспейс Технолоджис Евразия") и С.В. Гурьеву (ООО "Геосейс") за предоставленное оборудование для проведения учебной практики.

Кубанские нефтяники – основатели нефтяного дела в России

Омельянюк М.В., Пахлян И.А., Севостьянов В.Г.,
кафедра МОНГП АМТИ филиал ФГБОУ ВО «КубГТУ»

Аннотация: *Кубань по праву считается колыбелью нефтяной и газовой промышленности России. Именно здесь в 1864 году была пробурена первая скважина полковником Ардалионом Новосильцевым и началось масштабное строительство скважин на нефть. Во время войны нефтяники Кубани ликвидировали скважины под обстрелом – не дав врагу захвата промыслов. В 1993 году была открыта подготовка специалистов-нефтяников высшего звена в г. Армавире. В настоящее время инновационные разработки ученых кафедры внедряются по всей стране, внося существенный вклад в богатство и благополучие нашей страны. Выпускники Армавирского механико-технологического института – профессионалы своего дела, преданные профессии, сохраняют династию прадедов-нефтяников, основателей нефтяного дела в России.*

Ключевые слова: *первая скважина, добыча нефти, нефтегазовое дело, кафедра, гидродинамика струйных истечений.*

Началом нефтяной промышленности в основных нефтедобывающих странах принято считать дату первого машинного бурения скважин. Машинным способом промышленное бурение на нефть впервые в нашей стране было осуществлено именно на Кубани, в 1864 г., на западе Таманского полуострова, а затем – у реки Кудако. Первооткрывателем метода бурения в России был А.Н. Новосильцев. Первую скважину он пробурил глубиной 198 м, затем у станицы Новотиторовской (85 м) и у поселка Фонталевского (90 м). Опыт бурения был удачным, и уже в 1865 г на Тамани было пробурено уже 50 скважин, давших нефть. В 1869 г А.Н. Новосильцев построил возле Тамани нефтеперегонный завод, вырабатывавший 800 тысяч ведер керосина в год.

Позже стали бурить скважины в районе Майкопа и Хадыженска. В конце 1890 х годов из скважины глубиной 60 м Хадыженского месторождения был получен фонтан нефти, однако, отсутствовали транспортные пути, и разработку месторождения отложили до окончания строительства железной дороги Армавир-Туапсе-Майкоп. В 1909 г мощные нефтяные фонтаны обеспечили Майкопу мировую славу. Вся история нефтедобычи и нефтепереработки в России рождена предпринимателями с инженерным и научным складом ума – А. Новосильцевым, В. Кокаревым, М. Сидоровым, Ф. Прядуновым, братьями Нобель и др.. Эти люди внесли существенный вклад в развитие экономики нашей страны, при этом зачастую не разбогатели, а наоборот, вложили свои деньги и душу в любимое дело.

В июне 1918 году нефтяная промышленность была национализирована декретом Совнаркома РСФСР. Однако на Кубани Гражданская война затянулась, и к национализации приступили только в 1920 году. Как утверждает историк М. Дубовицкий, еще до установления советской власти по инициативе рабочих были национализированы Майкопские нефтепромыслы, и на участке № 435 была заложена буровая скважина, ее усиленно бурили до приход деникинцев.

Во время Второй мировой войны Германия испытывала колоссальную нехватку нефтепродуктов, при столь масштабном использовании техники. По

тем временам Кубань была на третьем месте в России по добыче нефти, после промыслов Азербайджана и Грозного. Поэтому основной задачей нацистов был захват промыслов Кубани, Грозного и Баку. На двенадцатый день после начала Великой отечественной войны, 3 июля 1941 г, начальник генерального штаба сухопутных войск Гальдер записал в дневнике речь Гитлера перед генералитетом: «Пришло время заглянуть вперед. Речь идет об открывающейся возможности завладеть Донбассом и Кавказским нефтяным регионом. Для операции на Кавказе потребуются крупные силы, но за нефть следует заплатить любую цену..». 1 июля 1942 г Гитлер заявил: «Если я не получу нефть Майкопа и Грозного, я должен покончить с этой войной».

Была спланирована и началась операция «Эдельвейс» по захвату Кубани и Кавказа. Перед началом операции немецкое руководство учредило компании «Ost-Öl» и «Karpaten-Öl», которым планировалось передать добычу нефти в случае успешного захвата региона. Они получили 99-летний договор на эксплуатацию кавказских нефтяных месторождений. Для воплощения этой цели, вместе с войсками на нефтепромыслы России двигались тысячи немецких и румынских инженеров и квалифицированных работников промыслов, доставлялось оборудование и нефтепромысловые трубы. Была создана специальная экономическая комиссия, возглавленная генерал-лейтенантом Ниденфугром, после чего последовал категорический запрет сбрасывать бомбы на нефтедобывающие поля. У немецкого командования не было сомнений в том, что нефть Кубани и Кавказа достанется им.

Риббентроп говорил: «Когда у русских запасы нефти истощатся, Россия будет поставлена на колени..». С одной стороны, промыслы должны были функционировать и обеспечивать все возрастающие потребности фронта и оборонной промышленности. С другой, их следовало разрушить, чтобы фашисты, даже заняв территории, не смогли обеспечивать добычу и переработку нефти. Нефтяники работали до последнего, обеспечивая фронт, а при приближении врага демонтировали заводы, все оборудование, которое можно было использовать в других нефтедобывающих регионах, на востоке от фронта, а сами скважины ликвидировали таким образом, чтобы врагу было проще пробурить новые, чем ремонтировать эти. На Хадыженском промысле демонтаж заканчивали уже под обстрелом, и нефтяники покидали этот район не по дороге, а по лесу.

Операция завершилась полным провалом стратегических целей Германии, что впоследствии сыграло ключевую роль в серии поражений Рейха. Немецкие войска не смогли завладеть месторождениями полезных ископаемых Кавказа, в первую очередь нефти, а вырабатываемого ими синтетического топлива было недостаточно. Можно считать, что неудача Германии в ходе данной о перации стала переломным моментом, определившим результат войны. На базе эвакуированного на восток от фронта оборудования, в основном в Поволжье, в 1942-1943 гг были срочно построены нефтеперерабатывающие заводы, обеспечивающие топливом и маслами танки, самолеты и корабли, оборонную промышленность. Из нефти получали и толуол, необходимый при производстве взрывчатых веществ. В короткие сроки были введены в эксплуатацию новые месторождения, в первую очередь эвакуированными нефтяниками Кубани и Кавказа. После освобождения

Кубани нефтяников с востока вернули для восстановления добычи в Краснодарском крае. И к 1949 г на Кубани был достигнут довоенный уровень добычи нефти. Уже в 50-е годы был открыт ряд сравнительно крупных месторождений, затем крупнейшее в крае месторождение нефти и газа - Анастасиевско-Троицкое, группа крупных газоконденсатных месторождений на севере и северо-востоке края, многочисленные средние и мелкие месторождения нефти и газа. Добыча нефти в 1960 году приблизилась к 7 млн т, добыча газа в 1969-м превысила 25 млрд куб. м. Газ Кубани стал по трубопроводам поступать в центральные районы страны, в феврале 1959 г – в Москву и Ленинград.

Благодаря внедрению прогрессивных (по тем временам) методов бурения, технологий разработки газоконденсатных месторождений и обеспечения транспорта газа на дальние расстояния в промышленные районы, Краснодарский край стал одним из крупнейших газодобывающих районов страны. На Кубани были организованы научно-исследовательские институты, работающие до сих пор (в иной организационно-правовой форме). Кубанские месторождения стали объектами исследования по повышению нефтеотдачи и интенсификации добычи, внедрению новых методов.

Нефтяная и газовая промышленность коренным образом повлияла на развитие Краснодарского края. Были организованы сотни предприятий, построены жилые дома, школы и детские учреждения. В определенном смысле Кубань - кузница кадров нефтяной и газовой отрасли страны. Ученые, конструкторы, проектировщики, геологи, геофизики, буровики и разработчики внесли неоценимый вклад в создание нефтегазовых комплексов страны, в строительство Сургута, Нижневартовска, Нефтеюганска, Усинска, Уренгоя, магистральных газо- и нефтепроводов, обеспечивающих поставку топлива за рубеж.

Филиал Кубанского государственного технологического университета в Армавире - Армавирский механико-технологический институт (АМТИ), является единственным государственным техническим ВУЗом в юго-восточной части Краснодарского края, и в 2024 г отметил 65-летний юбилей. Именно здесь, впервые в Краснодарском крае, была создана кафедра «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» (МОНГП), и начата подготовка специалистов высшего звена для нефтегазовой отрасли России. Основал кафедру в 1993 году профессор Сергей Андреевич Посташ, заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности России, до этого занимавший должность заведующего кафедрой Грозненского нефтяного института

Именно армавирскими нефтяниками и газовиками еще в советское время обеспечивалась разведка и разработка месторождений Севера России. Еще в СССР в г. Армавире действовало Управление буровых работ, обеспечивающее строительство скважин в Краснодарском крае, Туркмении, на Крайнем Севере РФ и других регионах СССР. И создание кафедры, обеспечивающей профессиональное высшее образование, было востребовано.

Кубанский государственный технологический университет - старейшее высшее учебное заведение на Кубани и Северном Кавказе - основан 16 июня 1918 года решением съезда Совета народного образования Кубано-Черноморской Республики как Северо-Кавказский политехнический институт, причем его создание независимо друг от

друга поддержали и В.И. Ленин, и главнокомандующий Добровольческой армией А.И. Деникин.

В настоящее время учебный процесс по направлению «Нефтегазовое дело» осуществляет высококвалифицированный профессорско-преподавательский состав, а также привлеченные специалисты предприятий нефтегазовой отрасли (ООО «Газпром ПХГ»; ООО «РН-Краснодарнефтегаз», ООО НК «Роснефть-НТЦ», ООО БК «Евразия» и др.).

Еще до образования в АМТИ кафедры МОНГП, в 1973 г была создана «Лаборатория гидродинамики струйных течений», за счет финансирования Северо-Кавказским научно-исследовательским институтом природных газов («СевКавНИПИгаз», г. Ставрополь), для выполнения экспериментальных исследований эрозионной способности затопленных кавитационных струй, в первую очередь, для исследования возможности перфорирования скважин чистой водой, без абразива, а также количественной оценки кавитационной и гидроструйной эрозии металлов и горных пород. Позже были проведены исследования процесса перфорации высоконапорными струями жидкости с содержанием абразивов, а также исследования закономерностей развития кавитации в пенных и аэрированных растворах. Создателем и первым руководителем лаборатории был к.т.н., доцент Ковальногов Алексей Филиппович, ученый-исследователь в области кавитационных течений высоконапорных струй.

Это и определило в дальнейшем научное направление кафедры МОНГП, существующее и в настоящее время - совершенствование процессов строительства, эксплуатации и ремонта скважин, техники и технологии оборудования транспорта и хранения углеводородного сырья, на основе исследований и практического применения низконапорного и высоконапорного затопленного течения жидкости, в том числе в режиме развитой кавитации.

В настоящее время лабораторией руководит заведующий кафедрой «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов», к.т.н., доцент, член-корреспондент РАЕН, почетный работник сферы образования Российской Федерации Омельянюк Максим Витальевич (рисунок 1).

Рис. 1. Заведующий кафедрой МОНГП Омельянюк М.В.



Все научно-практические разработки профессорско-преподавательского состава кафедры МОНГП апробированы и внедрены на предприятиях различных форм собственности Краснодарского, Ставропольского и Пермского краев, Волгоградской, Московской, Астрахан-ской областей, Ханты-Мансийского АО, Ямало-Ненецкого АО, Р. Калмыкии, Р. Коми, Р. Адыгеи и др., а также за рубежом - в Р. Южная Осетия, Казахстане, Хорватии и др.

Труд наших предшественников на нефтяных месторождениях и в образовательных организациях заложил качественный фундамент для развития всей отечественной нефтяной отрасли. На протяжении столетий кубанские нефтяники на наследии прошлого строят будущее, внося существенный вклад в богатство и благополучие нашей страны.



Кузнецов Владислав Иванович

С глубокой скорбью сообщаем, что 26 августа 2025 года на 68-м году жизни ушёл из жизни Владислав Иванович Кузнецов — выдающийся российский учёный, Заслуженный геолог РФ, доктор геолого-минералогических наук, профессор Тюменского индустриального университета, первый генеральный директор НОВАТЭК НТЦ. Его уход стал тяжёлой утратой не только для коллег и друзей, но и для всей российской геофизической науки.

Владислав Иванович был известен как один из ведущих специалистов в области нефтегазовой геологии и сейсморазведки. Его научные интересы охватывали широкий круг вопросов — от разработки и внедрения трёхмерных методов сейсморазведки до нефтегазовой гидрогеологии. Именно он стал одним из первопроходцев внедрения технологии 3D-сейсморазведки в Западной Сибири, что открыло новые горизонты в изучении и освоении углеводородных ресурсов региона. Под его руководством были защищены кандидатские диссертации, опубликовано более 170 научных работ, включая монографию, пять учебных пособий, изобретения и патенты. Владислав Иванович был активным участником международного научного сообщества, возглавлял Тюменскую секцию EAGE, состоял в ЕАГО, SPE, AAPG и являлся академиком РАЕН.

Научные и практические достижения Владислава Ивановича получили высокую оценку в России и за её пределами. Он был удостоен медали имени В.В. Федынского «За выдающийся вклад в науку и практику отечественной сейсморазведки», знака «За заслуги» РАЕН, грамот Министерства энергетики РФ и губернатора Тюменской области, почётных грамот НОВАТЭКа и Газпрома, диплома ЕАГО, награды международной ассоциации SEA и медали «Геологоразведчикам-первопроходцам Тюменской области, ХМАО, ЯНАО». Эти награды стали признанием его огромного вклада в развитие нефтегазовой геофизики и подготовку специалистов для отрасли.

Главным своим достижением Владислав Иванович считал внедрение современных методов трёхмерной сейсморазведки и их широкое распространение в российской практике. Его жизненным правилом было — «доводить начатое дело до конца». Более четверти века он преподавал в Тюменском индустриальном университете, где воспитал не одно поколение специалистов, передав им свой опыт, знания и любовь к профессии.

Смерть Владислава Ивановича стала невосполнимой утратой для всей отрасли, его коллег, учеников и друзей. Он навсегда останется в памяти как светлый, честный и принципиальный человек, выдающийся учёный и мудрый наставник.

Светлая память о Владиславе Ивановиче Кузнецове сохранится в сердцах всех, кто его знал и ценил.

Коллеги и друзья

sova.gubkin.ru

#НЕФТЯНАЯ_СОВА

#OIL_OWL

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

2025 21-22 ОКТЯБРЯ

Губкинский университет

ГАЗПРОМ

Министерство энергетики Российской Федерации

Молодежный совет нефтегазовой отрасли при Министерстве энергетики Российской Федерации

МЕЖДУНАРОДНАЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ИГРА

НЕФТЯНАЯ СОВА

МЕЖДУНАРОДНАЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ИГРА

НЕФТЯНАЯ СОВА

К участию в Интеллектуальной игре приглашаются
молодые специалисты предприятий и организаций, а также молодые ученые
и обучающиеся учебных заведений топливно-энергетического комплекса

РЕГИСТРАЦИЯ: SOVA.GUBKIN.RU

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

г. Москва, Ленинский проспект 65, корпус 1



125+ организаций и вузов ТЭК

8 команд-участников супер-финала

Более **700** участников



IX Геолого-геофизическая конференция и выставка

GeoEurasia 2026

ГеоЕвразия-2026
Геологоразведочные технологии: наука и бизнес

с 31 марта по 4 апреля 2026 года

IX ЕЖЕГОДНАЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА «ГЕОЕВРАЗИЯ-2026. ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – НАУКА И БИЗНЕС»

Тема мероприятия

Стимулирование развития минерально-сырьевой базы РФ

Место проведения

Москва, МГРИ
ул. Миклухо-Маклая, 23

ЧТО БЫЛО В 2025 ГОДУ:

>1200 участников

7 основных направлений

19 круглых столов

321 доклад

27 экспонентов выставки

а также демонстрация оборудования, фотовыставка и др.

ЧТО ВАС ЖДЕТ В 2026 ГОДУ:

- **Встречи с лидерами отрасли**
  Темы конференции, как и прежде, охватывают ключевые направления геологоразведки – от анализа состояния минерально-сырьевой базы и научно-технологического обеспечения до экологического сопровождения освоения недр и подготовки кадров.
- **Выставка и полевая демонстрация оборудования**
  Среди участников выставки сервисные компании, производители аппаратных и программных комплексов, научно-исследовательские центры компаний-недропользователей, институтов Роснедра, РАН и университетов.
- **Круглые столы, семинары и тематические образовательные курсы**
  по прикладным научным задачам и актуальным тематикам.
- **Молодёжная программа**

gece.moscow/2026

Направления программы

- **Фундаментальные исследования для инновационных разработок**
- **Нефтегазовая геология и геофизика**
- **Рудная геология и геофизика**
- **Общая и региональная геология**
- **Инженерная геология и геофизика**
- **Гидрогеология и геокриология**
- **Морские исследования**
- **Организация геологоразведочных работ**
- **Геологическое образование**
- **Применение искусственного интеллекта в геологоразведке**

Организаторы

Общественный совет при Роснедрах

МГРИ

Российская академия наук
Отделение наук о Земле

Московское отделение ЕАГО

xPORT GROUP

GDST 中科深源

уже работает в России!

Широкополосный сейсмометр ALLSEIS-4CLF



- Для мониторинга ГРП;
- Нет санкций и ограничений;
- Уже используется на проектах в РФ.

- Высокая чувствительность, сопоставимая с сейсмологическим оборудованием;
- Три канала 24-битного Δ-Σ АЦП с настраиваемыми коэффициентом усиления и шагом дискретизации;
- Автономная работа до 45 дней непрерывной регистрации;
- Интеллектуальный блок управления батареей поддерживает автоматическое переключение между внутренней батареей и внешним источником питания 12 В постоянного тока;
- Модуль BLE обеспечивает наземную связь на расстоянии до 20 м и воздушную связь на расстоянии до 100 м поддерживает инспекцию с автомобиля или БПЛА;
- Простота в работе, компактный размер и небольшой вес (2,9 кг), удобство транспортировки и развёртывания в полевых условиях;
- Надежность, прочный корпус.

0.2Гц Низкочастотный геофон

Частотный диапазон	0.2Гц (5s) ~ 240Гц
Чувствительность	200В/м/с (±10%)
Наклон	±5°
Амплитудная идентичность	<5%
Фазовая идентичность	<0.1s
Боковое подавление	<0.1%

1Гц Низкочастотный геофон

Частотный диапазон	1Гц (1s) ~ 240Гц
Чувствительность	200В/м/с (±10%)
Наклон	±5°
Амплитудная идентичность	<5%
Фазовая идентичность	<0.1s
Боковое подавление	<0.1%



Кривая отклика высокочувствительного геофона 0.2Гц






Масштабируемый блок считывания (1U)


Масштабируемый зарядный блок (1U)

Официальный дистрибьютор в РФ:

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

xPORT GROUP

ГЕОСПЕЙС
Решения, создающие будущее

до 5000 каналов

Компания «Геоспейс Евразия» готова предоставить до 5000 каналов системы GSX на проекты в России и странах СНГ.

GSX



GSX является устройством для регистрации сейсморазведочных данных с любым типом источника. Не требует кабелей или радиосигналов.

АРЕНДА



ПОДРОБНЕЕ:

- Устройство защищено герметичным корпусом, оснащено входным разъемом и аккумулятором с увеличенным сроком службы.
- Комплект оборудования размещается в 40-футовом контейнере, удобен для транспортировки и эксплуатации
- Выполненные проекты в различных странах в мире подтверждают надежность данного оборудования.
- Арендодатель обеспечивает технологическую и кадровую поддержку проекта «под ключ».

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

ООО «Геоспейс Технолоджис Евразия», Россия, республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Кировоградская, 36



EURASIA OIL SERVICES

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

Азербайджан, г. Баку:
+994(050) 371 68 15

ОАЭ, г. Дубай,
+971(56) 170 2553
info@eurasia-oil-services.com

www.eurasia-oil-services.com



– Что это за красные огни на болотах, Берримор?

– ГЕОТОМы, сэр

ГЕОТОМ

Сейсморегистрирующая бескабельная система: удаленное управление, контроль приемной расстановки и уровня микросейсм.

GEOSEIS

Геофизические услуги и аренда оборудования

Холдинг «Геосейс»
Тел: +7 (495) 694-1940
E/mail: info@geoton.ru
www.geoseisholding.ru

сейстех

Разработчик системы ГЕОТОМ

ООО «Сейстех»
Тел: +7 (495) 737-9285
www.сейстех.рф

