ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ
РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ
ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

ИЮЛЬ-СЕНТЯБРЬ
3/2023
Издается с 2002 г.

ТЕМА НОМЕРА:

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ геофизических работ



ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Проведены опытно-промышленные испытания ПАК "Геотом" на летних проектах

SMARTSOLO
World's First Smart Seismic Sensor

www.smartsolo.com

Революция в сейсморазведке

ПЕРЕВОРОТ В СТОИМОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

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



ВЫСОКОПЛОТНУЮ СЕЙСМОРАЗВЕДКУ МОЖНО ДЕЛАТЬ ЗНАЧИТЕЛЬНО ДЕШЕВЛЕ!

«ВКонтакте»

Официальный дистрибьютер SmartSolo Inc. в РФ и СНГ

ООО «Геотенсис»

+7(927) 040-07-39

geotensis@yandex.ru

Общие глобальные поставки

430,000+ каналов

ТЕМА НОМЕРА:

«Программное обеспечение геофизических работ»

СОДЕРЖАНИЕ:

Наши партнеры 5

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

Главный редактор Слонов Д.Н. 6

ТЕМА НОМЕРА

Планирование уровневой системы контроля качества полевых сейсморазведочных работ на шельфе для повышения эффективности проектов

Горбачев С.В. 7

Отечественное программное обеспечение для выполнения сейсмофациального анализа «SeisART». Реализованные технологии, функциональные возможности, производственное подтверждение эффективности применения

Акуленко А.С., Шейхлисламова А.В., Михеев А.С., Писецкий В.Б. 16

GST – программное обеспечение для построения геолого-геофизических карт и анализа данных

Шейхлисламова А.В., Акуленко А.С., Сидоров А.А. 24

Программное обеспечение Prime (Прайм) – интерпретационная обработка данных сейсморазведка

Анисимов Р.Г., Давлетханов Р.Т., Кунченко Д.С., Овчинников К.Р. 30

Система ПАНГЕЯ (вставь сюда значок права R) – компьютерные технологии для творческой работы геолога-геофизика

Камнев П.П., Гривко И.Л. 41

Возможности использования технологии EEI для повышения эффективности определения коллекторских свойств: теоретические основы и практическое применение

Адамович О.О., Бадалян Э.А. 59

Применение технологий компьютерного зрения для повышения качества сейсмических данных после суммирования и достоверности прогноза структурной модели

Авдеев П.А., Базанов А.К., Ефремов И.И., Мифтахов Р.Ф., Боярский М.Л. 69

Тенденции и проблемы современных обрабатывающих комплексов сейсморазведки
Цуцаев Г.В., Недоступов А.З., Шарафутдинов Т.Р. 73

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

К вопросу об искажениях вибрационного сигнала, обусловленных земной толщей
Жуков А.П. 76

ТНГ-Групп. Опыт применения нодальных систем SmartSolo в производственном режиме
Будяк А.В. 86

Методика получения геоэлектрических характеристик среды в экспериментальном электроразведочном комплексе с шумоподобными сигналами
Бобровский В.В., Ильичев П.В., Александров П.Н. 93

Аттракторы энергии напряженного состояния литосферы Земли на основе технологии АГЦ геофизических полей
Сибгатулин В.Г., Детков В.А., Кабанов А.А., Кругляков А.С., Нефедов Б.Н. 101

Обращение для дискуссии
Детков В.А. 106

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Надежные виброисточники приходят на российский рынок
Варламов С.Е., Красноборов Д.Е. 107

Полевые испытания мобильной системы ускоренного электропрофилирования «БИКС-МХ»
Беляев В.Л., Вейхт Б.А., Ливеровский И.Г., Шабалин А.С. 115

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИДЕИ И РЕЗУЛЬТАТЫ

Комплексирование геофизических данных с целью районирования территории для поиска ловушек УВС в условиях солянокупольной тектоники Прикаспийской впадины
Сокулина К.Б., Хуснуллина Г.Ф., Сивожелезов Е.В., Дмитриев В.А. 122

Комплексирование данных сейсморазведки и магниторазведки при анализе палеоврезов и палеопонижений шельфа Карского моря
Казанин А.Г., Жилин Ф.Е., Демонов А.П., Кочетов М.В.,
Шепелев А.А, Коснырева М.В. 131

Планета Земля превращается в планету Вода
Череповский А.В. 140

ЛЮДИ, ДАТЫ, СОБЫТИЯ

Удивительные технологии сейсмасонов. Заметки выставки-конференции «Геофест EXPO -2023»
Камалтдинов Р.Р.. 149

ПАО «Пермнефтегеофизика» дает оценку российской бескабельной сейсморегистрирующей системе «Геотом»
Спешилов В.И., Хакимова Ж.А., Захаров Ю.М. 154

Отзыв ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» о работах с ПАК «Геотом» 161

НАШИ ПАРТНЕРЫ

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

Руководитель проекта
Матвеев С.А.

Корректор:
Голубева А.Р.

Учредитель:
СРО МОО ЕАГО

Издатель:
ООО «ПСРГео»

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

Обложка и оформление:
Мокроусов Д.В.

Вёрстка:
Мокроусов Д.В.

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

Подписано в печать:
15.09.2023

Дата выпуска:
30.09.2023

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

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

Организатор журнала:
Турлов П.А.

Уважаемые коллеги!

Представляем вашему вниманию третий номер за 2023 год журнала «Приборы и Системы разведочной геофизики». Тема номера – «Программное обеспечение геофизических работ».

Номер получился большой – почти вдвое больше наших «стандартных» размеров. Мы могли бы считать, что тема выбрана удачно, или журнал становится популярнее и привлекательнее для авторов. Но есть иное соображение. Во времена СССР научные публикации и выступления на конференциях выполняли задачи популяризации новых технологий, служили инструментом развития отрасли. Позднее, во времена «развитого капитализма» о научных достижениях преимущественно рассказывали в формате «смотрите, как мы умеем, но как мы это делаем – наше ноу-хау, о котором мы не будем рассказывать». Мне кажется, что возросшая активность авторов показывает, что возвращаются времена коллективного участия в технологическом прогрессе, когда специалисты понимают, что новые технологии развиваются качественнее и быстрее при широкой апробации в различных организациях. В этой связи я бы хотел обратить внимание коллег на призыв Деткова-Сибгатулина к дискуссии на тему, как можно делать сейсморазведку дешево и эффективно.

Журнал расширяет свое участие в различных профессионалах конференциях и мероприятиях, стараясь рассказать о них на своих страница. В номере – отчет по конференции «Геофест-2023», информация о предстоящих мероприятиях, которые наверняка заинтересуют специалистов.

Мы продолжаем следить за продвижением нового российского оборудования «Геотом», принимая участие непосредственно в тестовых и опытно производственных работах. Об этом в материале «ПАО «Пермнефтегеофизика» дает оценку российской бескабельной сейсморегистрирующей системе «Геотом».

Надеемся, что формат публикаций «репортаж с места событий» заинтересует и других производителей нового оборудования, разработчиков новых технологий, и мы сможем рассказать так же интересно и полно про другие российские проекты.

А учитывая актуальность, первый номер журнала в следующем году (первый квартал 2024 года) будет посвящен теме «Импортозамещение». В целом тематика номеров на следующий год уже видна. Причем, учитывая рост интереса авторов к журналу «Приборы и Системы», мы решили обозначить сразу шесть возможных тем:

- Импортозамещение;
- Геофизика для ТПИ и инженерная геофизика;
- Цифровые технологии в геофизике;
- Как много методов хороших в геофизике;
- Малые проекты, небольшие месторождения;
- Тенденции современной сейсморазведки.

И если с мартовской и декабрьской тематикой номеров определено – 2024 год завершит тема «Тенденции современной сейсморазведки», то остальные темы мы постараемся реализовать по мере сбора статей.

Возвращаясь к анонсу текущего номера, повторю, что номер получился большой и разнообразный. По теме номера статьи прислали специалисты компаний «Геостра», «Пангея», «Сейсмотек».

Радует появление новых авторов из «Центра Глубинной нефти», (г. Санкт-Петербург), и Института физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук. Мы продолжим работу по расширению аудитории издания за счет привлечение новых авторов из учебных и научных заведений. Напомню, что для учебных заведений мы готовы предоставить скидку на публикацию в 50%, а журнал входит во второй квартиль реферируемых ВАК изданий.

Сегодня на рынке геофизического оборудования происходят серьезные изменения – уходят одни компании, которые много лет оставались в лидерах, появляются новые. Активно идет разработка геофизического оборудования в России. Мы будем стараться оперативно рассказывать об этих трансформациях, важных для всех участников рынка. Тема декабрьского номера в этом году будет «Новости рынка и технологий».

А пока – интересного вам прочтения журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» на тему «Программное обеспечение геофизических работ».

Главный редактор журнала
«Приборы и Системы
разведочной геофизики»,



Слонов
Дмитрий
Николевич

Планирование уровневой системы контроля качества полевых сейсморазведочных работ на шельфе для повышения эффективности проектов

Горбачев С.В., ООО «РН-Шельф-Арктика», г. Москва.

Аннотоцая.

В работе рассматривается проблематика оперативного изменения требований контроля качества сейсмических данных в процессе приемки результатов полевых работ. Представлена методика подготовки и планирования системы контроля качества морских сейсморазведочных работ 2D и 3D с буксируемым оборудованием, направленная на повышение эффективности реализации проектов на шельфе. Показано, что для оперативного выполнения полевых работ и получения качественных сейсмических данных необходимо на этапе планирования работ прорабатывать возможность оперативного изменения (смягчения) параметров контроля качества регистрируемых данных. Особое внимание уделено вопросам обоснованности параметров контроля качества с точки зрения теории сейсмического сигнала, что напрямую связано с возможностями обработки и задачами интерпретации.

Ключевые слова: сейсморазведка, контроль качества, допуски, планирование работ, супервайзеры.

Введение

Сейсморазведочные работы — сложный и дорогостоящий процесс, в результате которого должны быть получены качественные сейсмические данные, которые в дальнейшем будут обработаны с использованием различных математических алгоритмов обработки, проинтерпретированы и увязаны с имеющейся геолого-геофизической информацией. От качества полевых данных во многом зависит результат последующих этапов геологоразведочных работ. Поэтому для снижения рисков получения некондиционных данных разработаны требования контроля качества. Они прописаны в технических заданиях, планах работ или иных регламентирующих документах. Чаще всего требования формируются максимально жёсткими без достаточной оценки множества технических, природно-климатических, сейсмогеологических особенностей районов проведения работ. Многие критерии качества регистрации копируются из одного документа в другой без детального понимания и анализа их влияния на конечный результат. В технических заданиях говорится о возможности изменения критериев приемки данных, но для этого необходимы соответствующие обоснования, которые, как правило, отсутствуют. С учетом быстрого развития технологий обработки сейсмических данных превышения пороговых значений некоторых параметров контроля качества могут быть скомпенсированы инструментами обработки, что в свою очередь позволит существенно оптимизировать процесс выполнения полевых работ.

Полевые работы — это непрерывный процесс и для проведения дополнительного анализа данных, чаще всего, нет ресурсов и времени. Более того, не всегда геофизики-обработчики в полевых партиях обладают необходимым уровнем знаний для проведения углубленного анализа, что не позволяет оперативно подготовить обоснования и принять взвешенные решения. Понимая все сложности процесса производства полевых работ, зная параметры контроля

качества и возможные их изменения из-за влияния различных техногенных и природных факторов, возможно на этапе подготовки к полевым работам проработать варианты оптимизации параметров контроля качества в виде обоснованной уровневой системы их изменения без существенной потери качества результатов.

Контроль качества

Рассмотрим особенности контроля качества морских сейсморазведочных работ 2D/3D и предлагаемую систему с точки зрения повышения оперативности принятия решений и эффективности работ в целом. В России, к сожалению, нет государственного стандарта морской сейсморазведки, при этом единственный стандарт 1986-ого года охватывает только сухопутные данные. Он морально устарел и требует существенных изменений [Слонов, 2023]. Во всех нефтяных компаниях, работающих на шельфе, разработаны внутренние нормативные документы или имеются типовые технические задания. В них детально прописаны методики работ, требования контроля качества, условия приема данных и критерии по переотработке/перестрелу данных. Частично они схожи между собой и основаны на мировых стандартах, сформированных много лет назад. При этом, не всегда понятно, как изменение того или иного параметра, превышающего требования спецификации, отражается на качестве данных, насколько это существенно и можно ли чем-то пожертвовать. Если задать вопрос, как влияют изменения того или иного параметра на итоговое качество данных, мало кто сможет ответить. Анализировать это необходимо с учетом возможностей и ограничений всех процедур последующей обработки сейсмических данных на камеральном этапе. С учетом того что технологии обработки постоянно совершенствуются [Горбачев, 2020], применяются эффективные алгоритмы подавления помех и пространственной интерполяции данных, указанные в технических заданиях параметры зачастую необоснованно жесткие. В результате этого возникают дополнительные затраты времени и денег при производстве полевых работ. При этом полученный прирост качества полевых сейсмических данных на результат камеральной обработки практически не влияет.

Факторы, влияющие на качество полевых сейсморазведочных данных, можно разделить на четыре группы:

I. Качество работы сейсмического оборудования: приемников, источников и всего набора вспомогательных элементов. Если придерживаться стандартных правил, то все характеристики оборудования должны соответствовать допускам производителей. Только при их соблюдении может выполняться качественная регистрация сейсмических данных. Важным условием является качественная подготовка и обслуживание оборудования Подрядчиком на этапе подготовки к работам. Поэтому, для успешного выполнения проектов, заказчику необходимо проверять качество выполнения данной задачи перед началом работ. В процессе работ могут быть поломки с частичной заменой оборудования, но процент таких случаев желательно минимизировать путем использования надежного оборудования и своевременного сервисного обслуживания. Необходимо принимать во внимание некоторые особенности характеристик оборудования, например, отклонение чувствительности сейсмоприемника величиной 10% является существенным моментом для сейсмического сигнала, но в практике работ допускается.

II. Точность определения координат и положение оборудования в пространстве (геометрия расстановки) – очень важный параметр, который влияет на фактическое положение зарегистрированных данных, качество покрытия и построения изображения. На подготовительном этапе в обязательном порядке должны проводится проверки и верификация навигационного оборудования. В процессе работ необходимо постоянно осуществлять контроль точности позиционирования источников и приемников в пространстве. С учетом специфики морских работ с буксируемым оборудованием, связанной с нахождением расстановки в постоянном движении под влиянием гидрологической обстановки, точность определения истинных координат существенно ниже чем при работах на суше. Для контроля положения оборудования в пространстве применяются специальные многоканальные акустические системы. При этом, для соблюдения геометрии расстановки необходимо применять специальные динамические системы. Под воздействием природных гидрологических факторов истинное положение оборудования в пространстве отличается от проектного, что требует высокой точности его определения. На последующем этапе обработки выполняется восстановление планового положения точек наблюдения путем регуляризации данных [Никульников, 2023].

III. Уровень шумов - этот параметр можно разделить на два вида. Первый, связан с техногенным шумом буксировки сейсмического оборудования в водном слое, шумом от самого судна, винтов и других объектов, генерирующих упругие колебания в водном слое. Этот вид помех принимается как постоянный, так как технически исключить его невозможно. Второй вид связан с гидрологическими и природно-климатическими условиями. Течения и волнение моря существенно влияют на качество данных и детально контролируется в процессе работ. При превышении допустимого уровня таких помех предусмотрена приостановка работ [Титов, 2016].

IV. Особенности сейсмогеологического строения – чаще всего под ним подразумевается изменение строения верхней части разреза (мерзлота, зона малых скоростей, газ, интрузии и т.д.), влияющее на характеристики сейсмического сигнала. При автоматическом контроле качества [Тищенко, 2011] такие зоны определяются достаточно хорошо. Они не связаны с работой оборудования и природно-климатическими помехами (зоной ответственности подрядчика). При условии неизменности методики, технологии и оборудования полевых работ и соблюдении критериев контроля качества учет влияния неоднородностей верхней части разреза переходит на этапы обработки и интерпретации.

При такой классификации система контроля качества и приемки данных должна сводиться к анализу I, II и III групп (работа сейсмического, навигационного оборудования и контроль уровня шумов). Поэтому рассмотрим более детально конкретные параметры и их изменения для морских сейсмических работ 2D и 3D с буксируемым оборудованием.

Пример анализа параметров

Для возбуждения сигнала используется групповой пневмоисточник высокого давления, основные элементы его контроля можно разделить на две группы: технические и геометрические. К первой группе относятся: объем источника (работа всех элементов), стабильность

Параметры	Глубина 3м (-1 м)	Глубина 4м (базовая)	Глубина 5м (+1 м)
Peak to peak	37,6 (-16%)	44,8	47 (5%)
Peak to bubble	17,4 (-15%)	20,5	21,9 (7%)
Макс/мин уровень амплитуды	17,4/ 20,3	20,5/ 24.3	21,9/ 25,1
Амплитуда максимума bubble	1 (-22%)	1,28	1,56 (22%)
Время задержки bubble- peak, мс	145 (3%)	141	134 (-5%)
Энергия, Дж	31 927,9 (-39%)	52 306,3	68 984,7 (32%)
Акустическая эффективность, %	9,5 (-39%)	15,6	20,6 (32%)

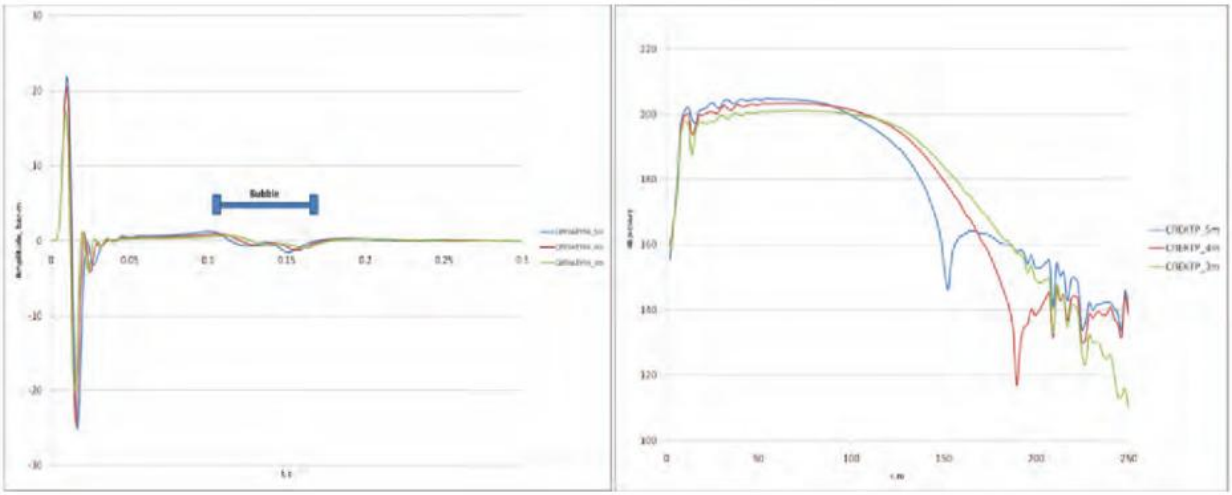
▲ *Табл. 1. Сравнение изменения характеристик пневмоисточника при изменении глубины.*

давления, синхронизация элементов и момента срабатывания. Ко второй: глубина погружения и геометрия положения линий источника в пространстве.

Попробуем оценить влияние различных параметров и их взаимосвязь на примере изменения глубины источника. При спокойном море и буксировке источников в водном слое его глубина достаточно стабильна и выдерживается в пределах проектных значений. При наличии волнения глубина может существенно меняться. Рассмотрим изменение характеристик источника при изменении глубины на +/- 1 м. Для этого можно выполнить моделирование сигнатур источника на разных глубинах (в специализированном программном обеспечении), имитируя влияние волнения моря на форму сигнала. В качестве другого теста можно проанализировать ситуации с отключением нескольких единичных пушек или изменения рабочего давления пневмоисточника. Что касается изменения геометрии, то есть сближения или расхождения линий пневмоисточников, то также можно провести анализ изменения геометрии с учетом возможных смещений из-за влияния кильватерной струи, волнения моря и других факторов [Казанин, 2023]. По результатам моделирования вышеуказанных отклонений и анализа данных можно сделать количественные предположения, каким образом изменения параметров кластера ПИ влияют на характеристики генерируемого сигнала (энергия, амплитудно-частотные характеристики и т.д.). Далее, на сверточной модели в программных продуктах по обработке можно проверить, как и какие процедуры обработки могут скомпенсировать эти изменения, в том числе, при различном уровне шума. Проведя такие работы, можно более однозначно, понимать влияние изменения параметров морского пневмоисточника на характеристики сигнала, а также инструменты компенсации таких влияний тем самым обоснованно корректировать диапазоны/критерии контроля качества каждого из параметров.

В таблице 1 приведены характеристики одного источника, рассчитанные в специальном софте, для разных глубин буксировки. Из таблицы видно, что при изменении глубины +/- 1 м изменения различных характеристик источника составляют от 5 до 39%, что является существенным. Поэтому, отслеживание параметров глубины является важным элементом контроля. На рисунке 1 представлены формы импульсов и их амплитудно-частотные спектры.

Проанализируем на модельных данных влияние искажений истинной глубины источника. На рисунке 2а представлены трассы свертки базовой сигнатуры с несколькими дельта импульсами. Далее к данным была применена сигнатурная



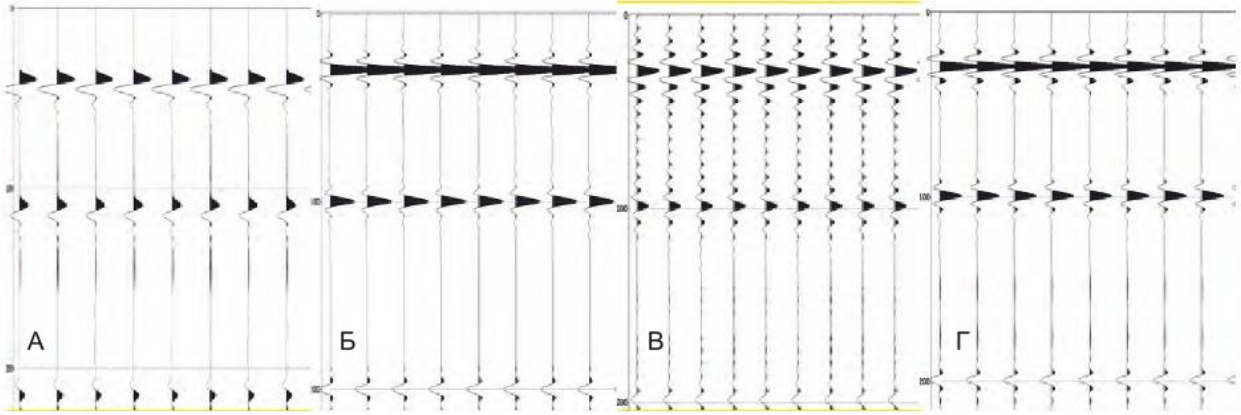
▲ *Рис. 1. Изменение формы сигнала и его спектра в зависимости о глубины.*

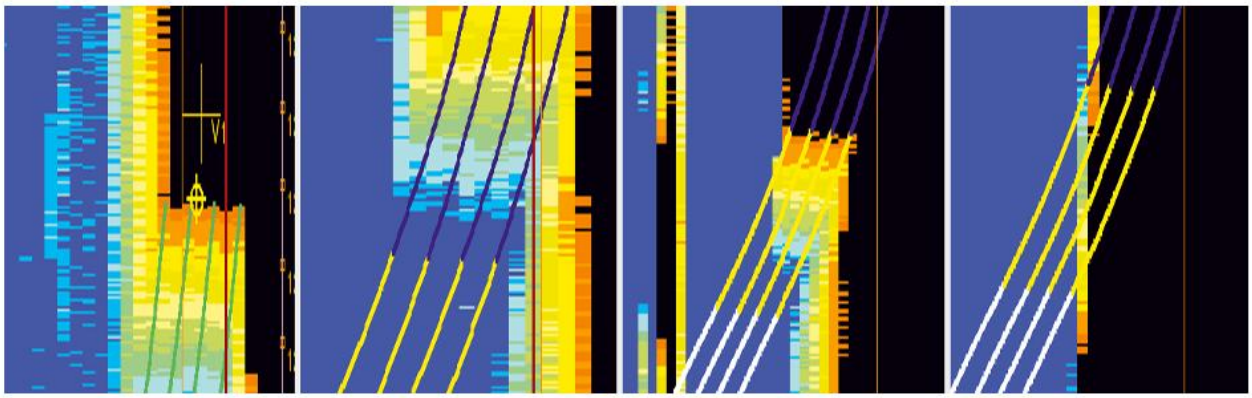
деконволюция с разными формами импульса, 2б - рассчитанным для истинной глубины, 2в - рассчитанным этой же группы, но для другой глубины. Как видно, применение стандартной сигнатурной деконволюции к морским данным при изменении и не учете глубины вносит дополнительный существенный шум в данные. Поэтому для корректного учета побочных пульсаций и приведения данных к ноль фазовой форме обязательно применение алгоритмов адаптивной сигнатурной деконволюции (2г).

На примере такого анализа можно сделать вывод о возможной адаптации параметров контроля и приемки данных с учетом изменения волнение моря. Аналогичную работу можно провести для сейсморегистрирующей аппаратуры (сейсмокосы): стабильность глубины погружения, амплитудно-частотные характеристики гидрофонов, уровень шумов на разных зонах по косе, количество работающих и неработающих каналов и т.д.

Наиболее сложными задачами 3D морских сейсморазведочных работ с буксируемым оборудованием является контроль буксировки оборудования в водном слое и поддержание планового положения в пространстве для получения равномерного покрытия по всем диапазонам удалений. На современных судах для контроля стабильности используют латеральные контролеры, которые позволяют с достаточно хорошей точностью буксиро-

▼ *Рис. 2. Синтетические трассы: а – свертка с сигнатурой, б – результаты сигнатурной деконволюции с истинной сигнатурой, в – результаты сигнатурной деконволюции с сигнатурой с рассчитанной для некорректной глубины, г – результат использования адаптированной сигнатурной деконволюции для данных с некорректной глубины.*





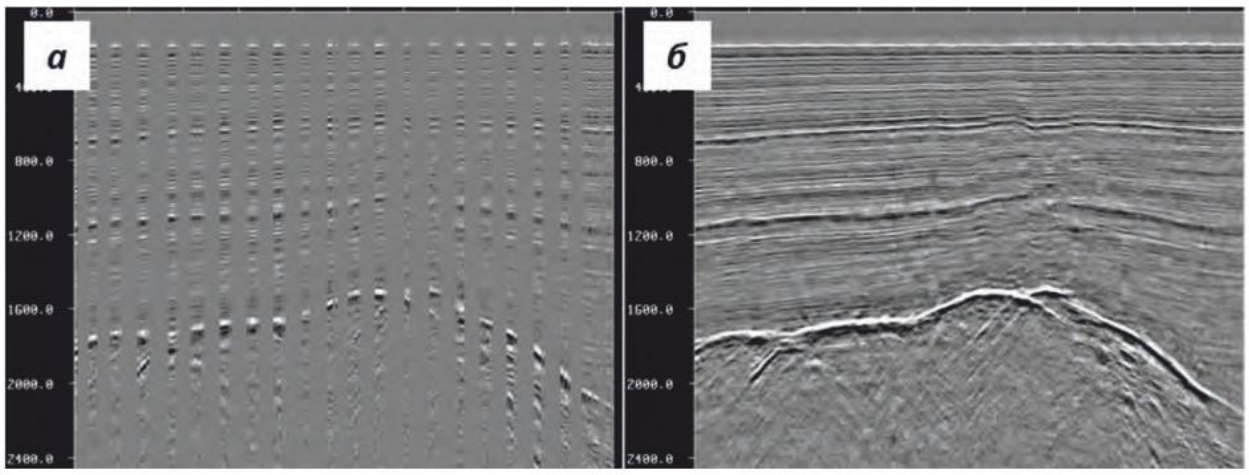
▲ *Рис. 3. Пример захода судна 3D и сноса кос в зоне сильных течений.*

вать оборудование. При сильных течениях возникают существенные сносы регистрируемого оборудования. Помимо изменения геометрии расстановки повышается уровень шума. В этом случае необходимо находить компромисс между меньшим процентом дострелов с целью компенсации пропусков покрытия и повышением уровня шумов.

В любом случае, в процессе полевых работ возникают пропуски в кратности по разным диапазонам удалений, которые надо закрывать дополнительными проходами, что требует времени и, как следствие, финансовых затрат. В технических заданиях прописаны допустимые размеры зон понижения кратности для разных диапазонов удалений, но при этом всегда есть граничные условия. Для оценки возможных зон пропусков и критериев контроля качества необходимо понимать технологии последующей обработки. Процедурой, направленной на компенсацию неравномерного покрытия площади работ, является пространственная регуляризация данных на основе алгоритмов интерполяции [Никульников, 2023].

На рисунке 3 представлен пример сноса сейсмических кос при работе на мелководной зоне Печорского моря [Титов, 2016]. В районе работ присутствовало сильное постоянное течение, направленное перпендикулярно движению исследовательского судна с регистрирующем оборудованием. Были предприняты все возможные попытки перестрела профилей и учета сноса оборудования, однако зоны пропуска по разным диапазонам удалений полностью компенсировать не удалось. В результате последующих процедур обработки, а именно регуляризации, удалось компенсировать пропуски и получить качественные данные для дальнейшей интерпретации (рисунок 4).

▼ *Рис. 4. Фрагмент разреза ближних удалений до (а) и после (б) 3D регуляризации.*



Уровневая система контроля качества

Работая на шельфе и особенно в Арктических и Северных морях, необходимо четко понимать все сложности и ограничения, планировать варианты выполнения сейсмических проектов с учетом всех возможных природно-климатических и технических рисков. Поэтому для выполнения запланированных объёмов программы геологоразведочных работ, получения сейсмических данных хорошего качества в установленные сроки, необходимо заранее проработать варианты оптимизации базовых и расширенных параметров контроля качества. Фактически, до начала полевых работ, понимая все сложности их проведения, связанные с безледовым периодом, течениями, гидрометеорологической обстановкой, возможными экологическими ограничениями и т.д., отсутствие четко проработанной системы принятия решений может привести к неэффективно потраченному времени, проблемам во взаимоотношениях подрядчика и заказчика, не выполнению запланированных объёмов работ и существенным финансовым затратам.

На основании описанных выше примеров анализа, необходимо прорабатывать влияние различных параметров контроля качества на характеристики получаемых сейсмических данных. Понимая возможности и ограничения процедур обработки, можно выработать гибкую систему смягчения первоначальных допусков в зависимости от конкретных ситуаций. То есть для каждого параметра или группы прорабатываются варианты изменения допусков контроля качества на каждом уровне, что позволяет заблаговременно иметь детальный анализ и оперативно принимать решения с в короткие сроки. Базовая схема системы расширенного контроля качества представлена на рисунке 5.

Суммарно, при выполнении морских сейсморазведочных работ контролю подлежат порядка 40 параметров, для каждого их них существуют допуски, прописанные в технических заданиях. Данная система предполагает проработку 4х уровней возможных отклонений с предварительной проработкой влияния каждого из них на качество сейсмических данных и возможности компенсации на уровне последующей обработки.

На первом уровне в процессе выполнения полевых работ супервайзер и группа контроля качества подрядчика работают по ним и самостоятельно принимают решение о приемке либо переработке зарегистрированных данных.

Второй уровень – подразумевает более расширенные значения параметров контроля качества, которые превышают базовые в силу объективных причин.

Для приемки данных с такими отклонениями необходима подготовка пояснительно записки с описанием ситуации и обоснованности отклонений.

Третий уровень включает еще большие

▼ *Рис. 5. Пример схема многоуровневой системы контроля качества.*

Базовые параметры по ТЗ.	**Расширенные параметры первого уровня.** Решение о приеме за супервайзером с подготовкой краткой пояснительной записки.	**Расширенные параметры второго уровня.** Решение о приеме за супервайзером с обсуждением с заказчиком с подготовкой пояснительной записки с анализом влияния на проект.	**Расширенные параметры третьего уровня.** Решение о приеме за заказчиком. Супервайзер совместно с подрядчиком готовит аргументированное обоснование и влияние на проект.

отклонения от базового варианта, в процессе принятия решений в обязательном порядке участвуют сотрудники службы качества заказчика и разбирают ситуацию, с последующими выводами о приемке либо переотработке данных.

Четвертый уровень самый сложный: отклонения принимаются на основании углубленного анализа данных, с подготовкой соответствующих материалов, с привлечением, чаще всего, группы обработчиков.

Наличие четкой системы контроля качества и схемы принятия решений позволяет оперативно принимать решения о качестве данных, минимизировать непроизводственное время работы судна, получать качественные данные.

Понимание особенности зарегистрированных данных позволяет более грамотно и взвешенно подходить к камеральной обработке и последующей интерпретации.

Благодаря наличию многоуровневой системы контроля качества удаётся исключить большой пласт лишней работы и разногласий между супервайзерами, заказчиком и подрядчиком.

Работа супервайзеров

Очень важный вопрос в процессе реализации полевых сейсмических проектов, это работа супервайзеров. К сожалению, в этом направлении имеются проблемы. Чаще всего в супервайзеры переходят уже опытные специалисты с позиций начальников партий, технических руководителей, руководителей группы контроля качества или обработки, а иногда и операторов. При этом, навыки супервайзера должны охватывать очень большой объем знаний по аппаратуре, сейсморазведке, навигации и обработки данных, а также и высокий уровень коммуникаций и менеджмента, необходимого для эффективного взаимодействия с подрядчиком и заказчиком. Здесь возникают существенные проблемы, так как таких людей полностью обладающих всеми качествами и знаниями практически нет. Поэтому, наличие заранее проработанной системы контроля качества, с вариантами изменения параметров, позволяет минимизировать многие сложности в процессе выполнения полевых работ.

Выводы

Проведение сейсморазведочных работ очень дорогостоящий и трудоемкий процесс. В нем задействовано много разноуровневого персонала, техники, но самое главное - это данные. Важно качество и своевременность их получения. Поэтому система контроля качества результатов полевых работ должна критериев контроля качества учитывать скорость производства работ, основываясь на возможности решении геолого-геофизических задач средствами обработки и интерпретации. При этом очень важный элемент минимизации рисков проекта - это заблаговременная и качественная подготовка всего геофизического, навигационного и судового оборудования к проекту.

Большинство параметров контроля качества разработаны давно и не все понимают, как они влияют не решения геолого-геофизических задач. Поэтому необходимо четко оценивать с учетом современных технологий обработки сейсмических данных и прорабатывать гибкие критерии каждого элемента контроля качества.

В статье описано и представлено несколько примеров анализа изменений параметров и их влияния на характеристики сигнала. Они показывают, что на количественном уровне можно оценить различные изменения и проработать подходы по их минимизации в процессе обработки.

При планировании и подготовке к полевым работам необходимо адаптировать базовые параметры контроля качес-

тва с учетом специфики работ, позволяя получать оптимальные данные при максимальной производительности и минимизации времени на переотработку данных.

На большинстве проектов присутствуют супервайзреры, в задачи которых входит контроль выполнения работ и взаимодействие с группой контроля качества подрядчика, а также выработка и принятия оперативных решений. В большинстве случаев супервайзеры - это бывшие операторы, полевые обработчики, технические руководители, которые с детальными возможностями и задачами современной обработки и интерпретации не знакомы. Поэтому заказчику необходимо заранее и самому прорабатывать варианты систем уровневого контроля качества и сопровождать работы для повышения эффективности проектов.

Данная система контроля качества неоднократно применялась на морских сейсморазведочных проектах и показала свою эффективность.

Подобный подход к анализу параметров и выработке обоснованных уровней допуска может быть эффективно применен и к сухопутным сейсморазведочных работам, и другим геофизическим методам.

Благодарности

Автор выражает огромную благодарность всем коллегам, которые на разных проектах и этапах работ участвовали в планировании, подготовке, сопровождении, контроле качества и приемке сейсмических данных, а также в анализе влияния параметров регистрации и технологий обработки на качество сейсмических данных.

Литература

1. Горбачев С.В., Никульников А.Ю., Нурмухамедов Т.В. Возможности, методы и примеры повышения качества переобработки морских сейсморазведочных данных, как инструменты получения новой геолого-геофизической информации // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №4, 2020.
2. Горбачев С.В., Титов А.Б., Обметко В.В., Рейдик Ю.В. Особенности планирования и выполнения 3D сейсморазведочного проекта в условиях предельного мелководья шельфа Печорского моря// Нефтяное хозяйство, №6, 2021.
3. Казанин А.Г., Базилевич С.О., Литвачук А.В., Росанов В.В. Влияние геометрии группы пневмоисточников на сейсмический сигнал при выполнении 4D-мониторинга // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №2, 2023.
4. Никульников А.Ю., Горбачев С.В., Нурмухамедов Т.В., Самаркин М.А. Оптимизация методик регуляризации сейсмических данных 3D на примере транзитных данных акватории Печорского моря // Геофизика, №4, 2023.
5. Слонов Д.Н., Горбачев С.В. Инструкция по сейсморазведке - догмат или фундамент развития отрасли // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №1, 2023.
6. Титов А.Б., Горбачев С.В. Элементы контроля качества морских сейсморазведочных работ с буксируемым оборудованием // Приборы и системы разведочной геофизики, Саратов, №1, 2016.
7. Тищенко И.В., Тищенко А.И., Жуков А.А. Алгоритмы и критерии оценки качества полевых сейсмических записей // Технологии сейсморазведки, №2, 2011.

Подробнее об авторе



Горбачев
Сергей Викторович

Начальник управления реализации ГРР ООО «РН-Шельф-Арктика», к.т.н., Доцент Высшей школы инновационного бизнеса МГУ.

Отечественное программное обеспечение для выполнения сейсмофациального анализа «SeisART». Реализованные технологии, функциональные возможности, производственное подтверждение эффективности применения.

- Акуленко А.С., Шайхлисламова А.В., ООО НПЦ «Геостра», АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа.
- Михеев А.С., ООО «ЮКОЛА-нефть», г. Саратов.
- Писецкий В.Б., АО НПФ «Геофизика», АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа.

Аннотация.В статье освещаются ключевые технологические и функциональные возможности специализированного программного комплекса «SeisART», разработанного компанией ООО НПЦ «Геостра» в сотрудничестве со специалистами Тегеранского университета и успешно используемого для выполнения сейсмофациального анализа волновых полей МОГТ-3D. Эффективность применения «SeisART», многократно подтверждённая результатами производственных проектов, представлена на примере работ, проведённых на одном из участков, расположенном в Средневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в процессе которых была использована актуальная версия программного обеспечения.

Ключевые слова: сейсмофациальный анализ, интерпретация сейсмических данных, динамический анализ, отечественное программное обеспечение, SeisART, ООО НПЦ «Геостра».

Введение

Специализированные программные комплексы являются одним из основных элементов производственного процесса выполнения камеральных сейсморазведочных работ, т.к. с одной стороны представляют собой средства автоматизации, а с другой, обеспечивают возможность фактического выполнения технологических операций, представленных применением того или иного математического алгоритма, реализованного в коде программного обеспечения (ПО).

Таким образом, качество результатов камеральных работ, направленных на изучение недр методами сейсморазведки, а также длительность их получения, всецело зависят от того, какие технологии, а в производственном отношении, программные комплексы, применяются при проведении исследований данного типа.

Компания ООО НПЦ «Геостра», являясь не только производственным, но и научным центром АО «Башнефтегеофизика», на протяжении многих лет в рамках внутренних программ развития, реализует инициативы по созданию собственного ПО, позволяющего применять на практике разработки и инновации специалистов, выполняющих работы по различным направлениям.

К примерам успеха в данном направлении можно отнести программный комплекс «GeoSeis Pro» (Свидетельство о регистрации программ для ЭВМ №2003610472), представляющий собой интерактивную систему, предназначенную и применяемую более 10 лет для обработки и интерпретации данных скважинной сейсморазведки ВСП, НВСП, ВСП-ПИ, МОГ. В «GeoSeis Pro» в дополнение к классическим, но во многом оптимизированным, технологическим решениям, реализованы и уникальные, например, запатентованная методика определения азимутального направления трещиноватости.

При работе с данными ГИС компания уже несколько лет обеспечивает повышение эффективности выполнения проектов за счет применения модульного програм-

много комплекса «dbAssist» (Свидетельство о регистрации программ для ЭВМ №2023611368), позволяющего решать широкий спектр разноплановых задач в направлении верификации, стандартизации и поточной работы с основными и сопутствующими данными геофизических исследований в скважинах.

Не является исключением и направление камеральной обработки и интерпретации сейсмических данных. На текущий момент компания завершает разработку собственного программного обеспечения, реализующего технологию структурно-ориентированной регуляризации Common Reflection Surface, а также применяет программный комплекс «SeisART» (Свидетельство о регистрации программ для ЭВМ №2017662426) при выполнении сейсмофациального анализа.

В 2021 году программные коды и математические алгоритмы ПО «SeisART», созданного в рамках сотрудничества со специалистами Тегеранского университета шесть лет назад, были существенно переработаны. После завершения программы бета-тестирования и принятия решения о возможности производственного применения обновленной версии ПО в 2022 году программный комплекс был успешно использован при выполнении блока работ камеральной интерпретации сейсмических данных, зарегистрированных на одном из участков недр, расположенных в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Принимая во внимание результативность производственного применения актуальной версии ПО, а также значительную, на текущий момент, степень заинтересованности компаний отраслевого сектора в рассмотрении эффективного отечественного программного обеспечения, из перечня программных продуктов, разработанных ООО НПЦ «Геостра», именно программный комплекс «SeisART» был выбран для освещения в рамках данной статьи, открывающей цикл публикаций по теме достижения технологического суверенитета.

Технологии и функциональные возможности

Технологическое ядро программного комплекса на данный момент обеспечивает возможность выполнения сейсмофациального анализа как в случае отсутствия скважинной информации, так и при наличии таковой, и представлено алгоритмами, позволяющими реализовать расчёты в вариантах управляемой классификации и кластеризации с предварительным выбором эталонного признака, а также возможностью автоматизированного определения оптимального количества классов.

При этом метод управляемой классификации во многих случаях является более перспективным, т.к. использование скважинной информации в процессе «обучения» алгоритма, позволяет получать геологически обоснованные результаты и уйти от проблемы недостаточной степени сходимости карт сейсмофаций и данных ГИС [1]. Тем не менее, оперативность выполнения расчётов обеспечивает возможность получения результатов по обоим вариантам, что, как правило, и реализуется в рамках производственных проектов для решения задач, связанных с уточнением литофациальных моделей, границ замещения коллекторов, детализацией границ продуктивных залежей и т.д.

Управляемая классификация в «SeisART» выполняется с привлечением каротажных кривых в качестве эталона для математического «обучения». Данный подход позволяет интерактивно классифицировать каротажные кривые по признаку литологической принадлеж-

ности, свойств коллекторов и их насыщения. Результатом реализации варианта управляемой классификации являются кубы сейсмофаций, рассчитанные в целевом интервале [2]. Методы, применяемые для «обучения», представлены широким спектром, включающим многослойный перцептрон (MLP), метод опорных векторов (SVM), методы самоорганизующихся карт (SOM) и адаптивной нейронной сети, основанной на нечеткой системе вывода (ANFIS).

Кластеризация реализуется в двух вариантах: на основе выборки данных и по форме сегмента сейсмической трассы. Входными данными в первом случае являются атрибуты сейсмической записи, количество и состав которых определяет в процессе предварительного тестирования, включающего реализацию метода главных компонент (PCA). Во втором случае, на вход подаётся сейсмический импульс или несколько последовательных сигналов в ограниченном временном интервале. При выполнении расчётов на основе выборки данных, в результате кластеризации формируются схемы сейсмофаций в интервале исследования, при реализации расчёта на основе формы трасс, результатом являются выделенные по форме записи кластеры сейсмических фаций.

Таким образом, технологический базис «SeisART» обеспечивает реализацию таких ключевых функциональных возможностей как:

- использование геологической информации и данных ГИС для построения уточненной фациальной модели;
- создание фациальных кодов литотипов без выполнения предварительной интерпретации каротажных кривых;
- применение каротажных данных в качестве эталона для машинного обучения;
- реализация интегрированного подхода принципов нечеткой логики и нейронных сетей;
- выбора метода распознавания образов и возможность управления правилами обучения.

Данный функционал позволяет получать материалы, не только не уступающие по качеству результатам применения распространённых зарубежных программных комплексов, но также, во многих случаях, превосходящие их по критериям детальности и геологической непротиворечивости. Ярким примером подтверждения этого факта являются результаты, полученные при выполнении серии проектов 2018-2020 гг. по сейсмогеологическому изучению участков недр, расположенных в Республике Саха. По всем целевым пластам схемы сейсмофаций, рассчитанные в программном комплексе «SeisART» характеризовались значительно более высокой сходимостью с картами эффективных толщин, построенными по скважинным данным, по сравнению с картами сейсмофаций, рассчитанными в одном из программных комплексов зарубежной вендорной компании (Рис.1).

Производственное подтверждение эффективности применения актуальной версии программного обеспечения

Эффективность применения «SeisART» находит подтверждение и при выполнении работ в иных регионах, например, Средневолжской нефтегазоносной области Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, камеральные сейсмические исследования по одному из участков недр которой были завершены в конце 2022 года специалистами ООО НПЦ «Геостра». Осадочный чехол участка сформирован отложениями палеозойского и кайнозойского возрастов, крис-

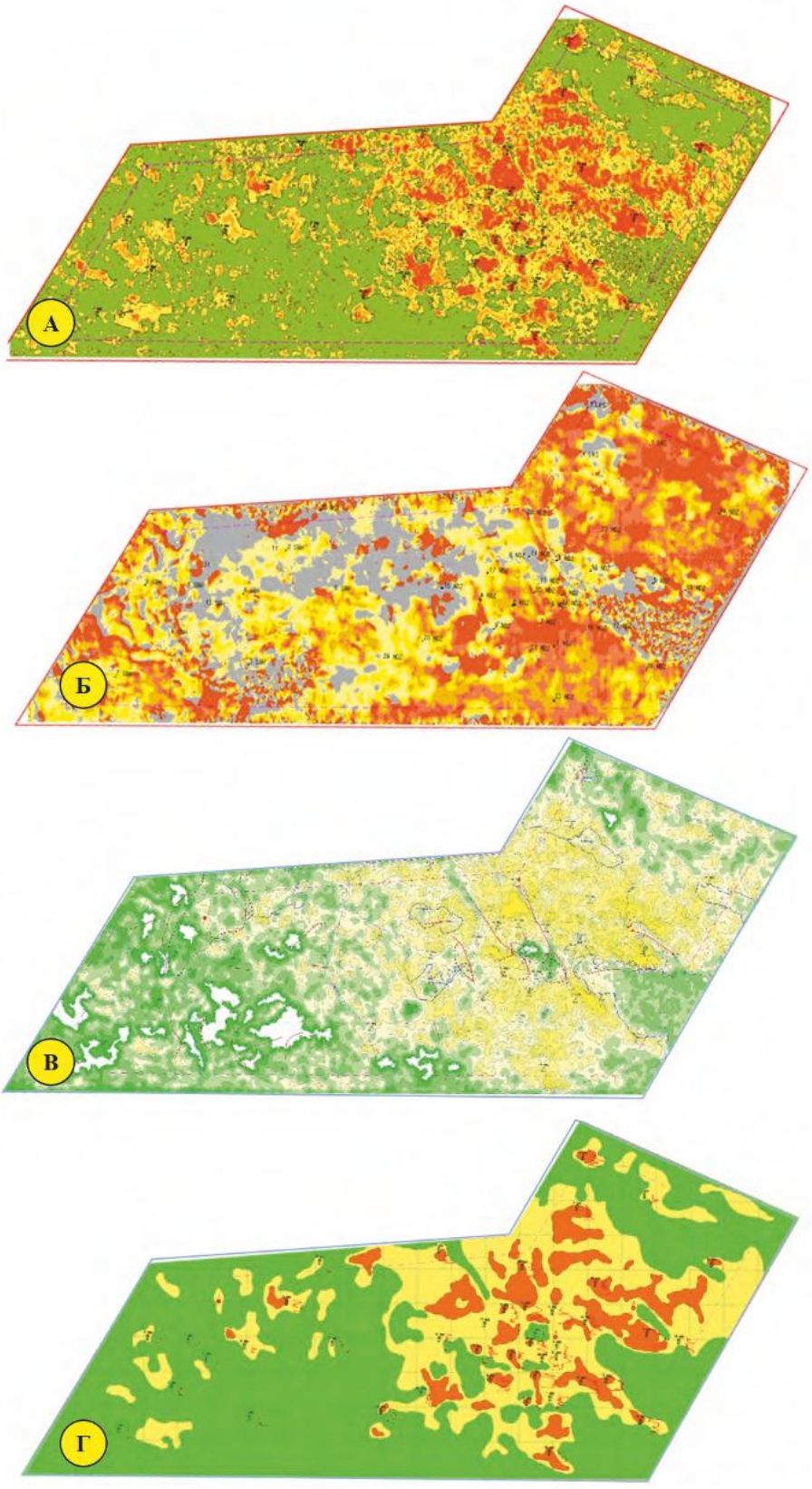
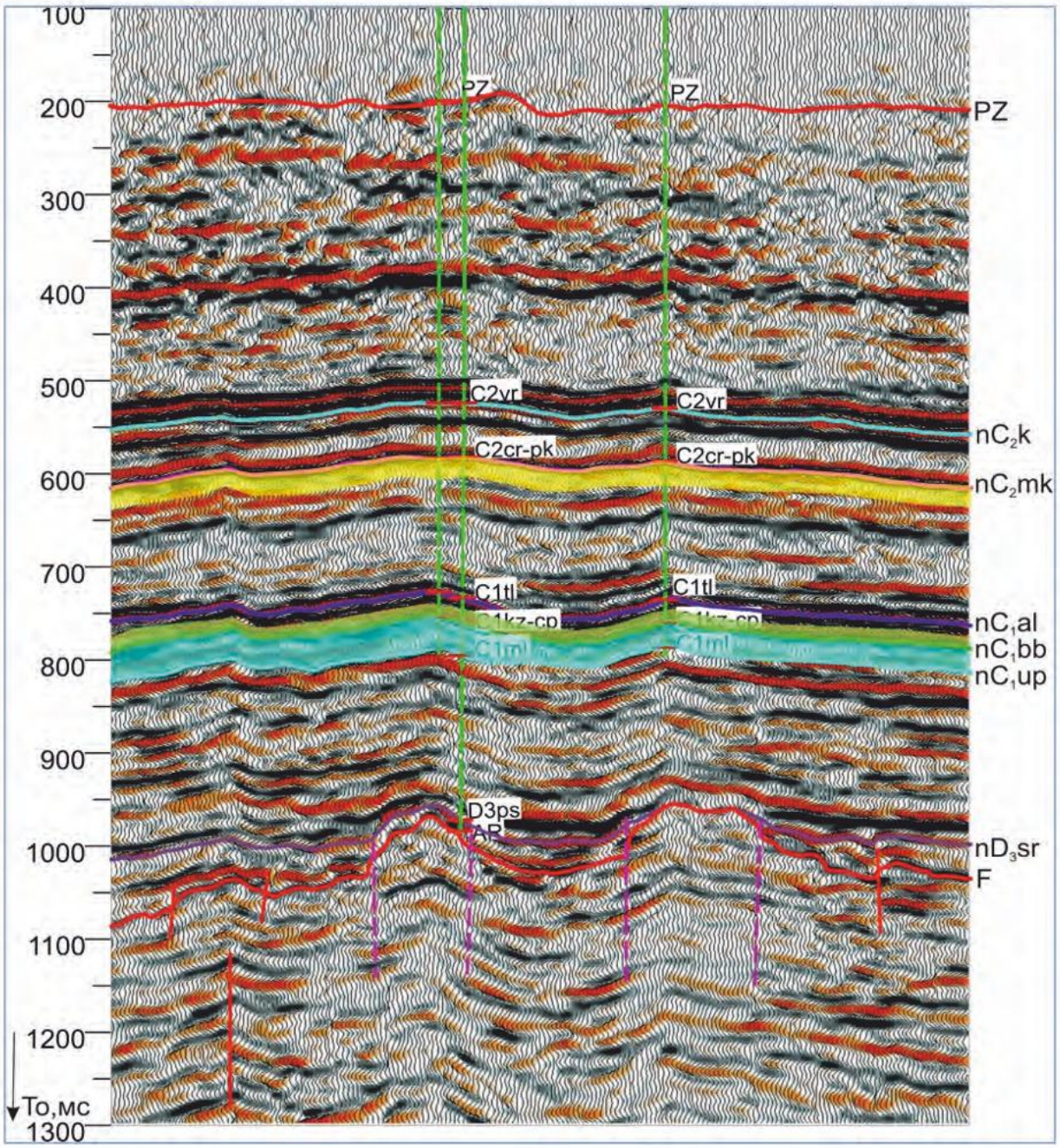


Рис. 1. Пример схемы сейсмофаций, рассчитанной по одному из пластов кызылсырской свиты в программном комплексе «SeisART» (А) и в программном комплексе зарубежной вендорной компании (Б), а также карты эффективных толщин (В), рассчитанной независимым методом на основе скважинных данных и итоговой литофациальной карты (Г), построенной на основе результатов расчёта в ПО «SeisART».



▲ *Рис. 2. Пример вертикального сечения результирующего мигрированного волнового поля с цветовой маркировкой целевых пластов: пласт C2b – жёлтый цвет, пласт C1bb – зеленый цвет, пласт C1up – синий цвет.*

таллический фундамент - архейско-протерозойскими породами. Основные продуктивные отложения представлены переслаивающимися песчаниками, аргиллитами и алевролитами.

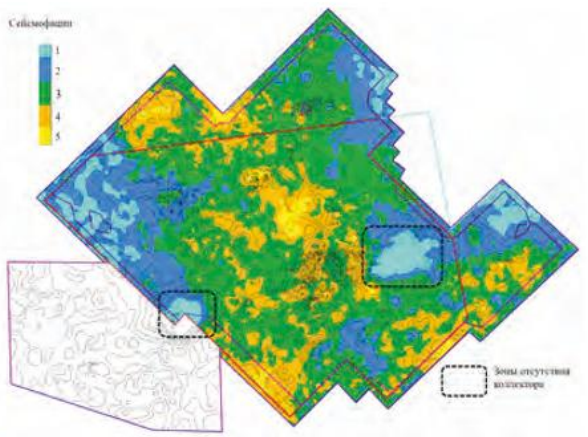
Состав работ проекта, направленного на решение таких геологических задач как: прогноз литологии и коллекторских свойств продуктивных и потенциально продуктивных пластов геологического разреза, уточнение геологического строения изучаемого участка недр, картирование локальных структур, после обработки сейсмических данных, предполагал выполнение комплексной интерпретации, в рамках которой технологии программного комплекса «SeisART» были применены при изуче-

Пласт	Характеристика
C_2b (башкирский ярус)	▪ Отложения продуктивные на нефть ▪ Пласт сложен плотными, крепкими известняками, пропластками кавернозно-трещиноватых, кристаллических и органогенно-детритовых ▪ Эффективные толщины от 4,4 м до 29,4 м ▪ Коэффициент пористости от 8,8% до 20% ▪ Пласт вскрыт 49 скважинами
C_1bb (бобриковский горизонт визейского яруса)	▪ Отложения продуктивные на нефть ▪ Пласт сложен переслаивающимися песчаниками, аргиллитами и алевролитами ▪ Эффективные толщины от 1,6 м до 24,5 м ▪ Коэффициент пористости от 15,4% до 27,2% ▪ Коэффициент песчанистости от 12% до 78% ▪ Пласт вскрыт 49 скважинами
C_1up (упинский горизонт турнейского яруса)	▪ Отложения продуктивные на нефть ▪ Пласт сложен переслаивающимися известняками и аргиллитами ▪ Эффективные толщины от 4 м до 9,4 м ▪ Коэффициент пористости от 5,5% до 15,9% ▪ Пласт вскрыт 38 скважинами

▲ *Табл. 1. Краткая характеристика целевых пластов.*

нии наиболее перспективных целевых пластов башкирского, визейского и турнефского ярусов (Рис.2), краткая характеристика которых представлена в Таблице 1.

Важно отметить, что по всем пластам сходимость коэффициентов корреляции RMS-амплитуд и данных бурения была низкой (не превышала значения 0,4), что являлось подтверждением бесперспективности выполнения анализа коллекторских и литолого-фациальных свойств изучаемых интервалов непосредственно по кубу амплитуд. Данная ситуация является достаточно типовой и характерна для различных регионов, что обуславливает значительное распространение работ по сейсмофациальному анализу в отрасли.



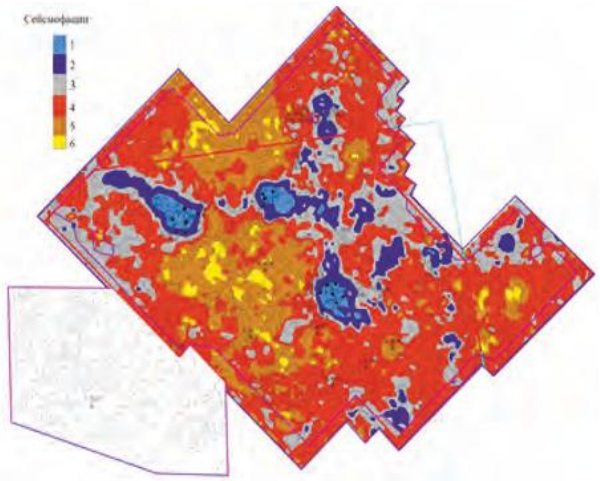
▲ *Рис. 3. Схема сейсмофаций, рассчитанная на основе управляемой классификации в ПО «SeisART» в интервале пласта C2b башкирского яруса.*

Пласт C2b башкирского яруса. При изучении данного пласта наиболее значимыми стали результаты, полученные после реализации метода управляемой классификации «SeisART» (Рис.3). Расчёт

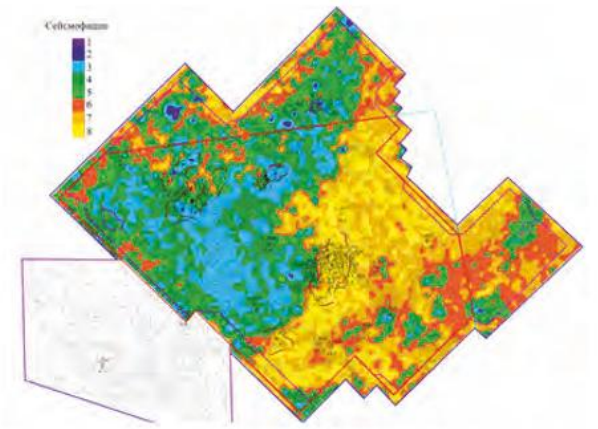
был выполнен с привлечением данных по 9 скважинам, а также серии сейсмических атрибутов.

На полученной схеме сейсмофация №2 отождествлена с породами, мощности эффективных толщин которых достигают 9 м., сейсмофации №3-5 ассоциированы с областями распределения пород с повышенным значением эффективных толщин (до 29 м). Зоны отсутствия коллектора (сейсмофация №1) выделяются однозначно. Коэффициент корреляции схемы сейсмофаций со значениями эффективных толщин пласта, рассчитанными по данным бурения независимым методом, составил 0,82, что подтверждает значительную степень сходимости полученных результатов со скважинной информацией.

Пласт C1bb бобриковского горизонта визейского яруса. Наибольший вклад в последующее построение сейсмогеологической модели пласта внесли результаты кластеризации, выполненной в ПО «SeisART» по форме сегмента сейсмической трассы (Рис.4). Коэффициенты сходимости рассчитанной схемы сейсмофаций со значениями эффективных толщин и коэффициента песчанистости составили 0,9 и 0,89 соответственно.



▲ *Рис. 5. Схема сейсмофаций, рассчитанная на основе управляемой классификации в ПО «SeisART» в интервале пласта C1up упинского горизонта турнейского яруса.*



▲ *Рис. 4. Схема сейсмофаций, рассчитанная на основе применения метода кластеризации по форме сегмента сейсмической трассы в ПО «SeisART» в интервале пласта C1bb бобриковского горизонта визейского яруса.*

Пласт C1up упинского горизонта турнейского яруса. Схема сейсмофаций, рассчитанная методом управляемой классификации обеспечила возможность пространственного прогноза параметров ФЕС по пласту, т.к. коэффициенты корреляции сейсмофаций со значениями эффективных толщин и средневзвешенной пористости превысили величину 0,8. Сеймофации №1-3 были отождествлены с областями улучшенных коллекторских свойств, а сейсмофации №4-6 ассоциированы с зонами, коллекторские свойства которых не являлись перспективными.

Данные, полученные с применением «SeisART» были использованы для решения задач комплексной интерпретации по всем целевым пластам и обеспечили достижение значимых результатов проекта, связанных с уточнением сейсмогеологической модели изучаемого участка. Таким образом, выполненный проект, с одной стороны, подтвердил эффективности производственного применения актуальной версии программного комплекса, а с другой, предопределил целесообразность использования «SeisART» при выполнении работ на участках со схожими глубинными сейсмогеологическими условиями в рамках как интерпретации, так и переинтерпретации сейсмических и скважинных данных.

Заключение

Программное обеспечение «SeisART», успешно применяемое на протяжении шести лет для решения геолого-геофизических задач, является ярким подтверждением значительного потенциала внедрения отечественных отраслевых разработок.

Учитывая высокий уровень разноплановых рисков, связанных с доступностью программного обеспечения, предоставляемого транснациональными вендорными компаниями, при пересмотре в начале 2023 года стратегии развития, компанией ООО НПЦ «Геостра», для реализации в ближайшей перспективе, запланирован новый цикл внутренних работ по оптимизации и расширению функционала данного ПО, в дополнение к созданию новых программных комплексов, повышающих эффективность производственных процессов и качество результатов выполняемых работ.

Важно отметить, что стратегия компании по достижению технологического суверенитета направлена не на создание аналогов стандартного функционала распространённого отраслевого ПО, а на реализацию нетривиальных технологий и методов, разрабатываемых с учётом накопленного практического опыта. По этой причине компания открыта к любым формам сотрудничества в данном направлении, включая производственное применение уже созданных программных комплексов, совместную разработку нового программного обеспечения, реализацию тестирований различного уровня и состава, а также дистрибьюцию программных решений, созданных и развиваемых отечественными разработчиками.

Благодарности

Авторский коллектив благодарит руководство и инженерный корпус компании ООО «ЮКОЛА-нефть» за поддержку деятельности ООО НПЦ «Геостра» в направлении развития отечественных разработок и инноваций, а также готовность к сотрудничеству не только в рамках производственных, но и научно-методических проектов.

Литература

1. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. – М: Институт компьютерных исследований, 2017. – 152 с. - ISBN 978-5-4344-0433-4

2. S. Hadiloo, H. Hashemi, S. Mirzaei, B. Beiranvand. SeisART software: seismic facies analysis by contributing interpreter and computer. // Arabian Journal of Geosciences. - 2017.- №23.

Подробнее об авторах



Акуленко
Александр Семёнович
Руководитель группы развития бизнеса
ООО НПЦ «Геостра»
(АО «Башнефтегеофизика»).
Окончил Гомельский ГТУ им. П.О. Сухого.



Шайхлисламова
Алина Владиковна
Ведущий геофизик сектора динамического анализа
ООО НПЦ «Геостра»
(АО «Башнефтегеофизика»).
Окончила Уфимский ГТНУ.



Михеев
Алексей Сергеевич
Главный геолог
ООО «ЮКОЛА-нефть».
Окончил Саратовский ГУ им. Н.Г.Чернышевского.



Писецкий
Владимир Борисович
Доктор геолого-минералогических наук, профессор отдела аспирантуры
АО НПФ «Геофизика»
(АО «Башнефтегеофизика»).
Окончил Свердловский ГИ.

GST – программное обеспечение для построения геолого-геофизических карт и анализа данных

- Шайхлисламова А.В., Акуленко А.С., ООО НПЦ «Геостра», АО «Башнефтегеофизика», г. Уфа
- Сидоров А.А., АУ ХМАО-Югры НАЦРН им. В.И. Шпильмана, г. Тюмень

Аннотация. В статье представлена актуальная информация об отечественном специализированном программном комплексе GST, обеспечивающем возможность гибкого и вариативного решения широкого спектра задач, связанных с построением карт различных типов и разноплановым анализом геолого-геофизической информации. Освещены ключевые возможности, а также преимущества программного обеспечения по сравнению с функционалом, предоставляемым зарубежными компаниями. Приведён план развития комплекса на ближайшую перспективу.

Введение

Одним из перспективных методов повышения качества, оперативности и эффективности решения геологических задач в процессе камеральных сейсморазведочных работ является совершенствование специализированных программных комплексов. При этом, успешность реализации данного метода во многом зависит не только от состава и количества математических формул и моделей, реализованных в программном обеспечении (ПО), но также и от того, ведётся ли разработка во взаимосвязи со специалистами, выполняющими производственные работы.

Данный фактор является актуальным безотносительно к стадиям и направлениям выполняемых работ, т.к. несмотря на высокий уровень цифровизации, экспертная составляющая при проведении камеральных исследований недр попрежнему является ключевой. Таким образом, развитие и модернизация функционала специализированного ПО, при котором наибольшее внимание уделяется нуждам и потребностям специалистов-практиков, а не популярным зарубежным трендам, представляет собой рациональный подход со значительным потенциалом.

Специализированное отечественное программное обеспечение GST (Свидетельство о регистрации программ для ЭВМ №2005612939) является показательным примером результативности применения данного подхода, т.к. функционал комплекса разрабатывался и продолжает развиваться на основе актуальных производственных задач в направлении геологической интерпретации, решаемых специалистами АУ ХМАО-Югры НАЦРН им. В.И. Шпильмана, где ведётся непосредственная разработка программного обеспечения, ООО НПЦ «Геостра», а также иных компаний. Таким образом, программный комплекс хоть и является многофункциональным, но не пересыщен опциями и технологиями, использование которых будет востребовано с низкой степенью вероятности при выполнении работ на участках недр Российской Федерации и СНГ.

Программное обеспечение является коммерческим и уже более 20 лет успешно применяется для построения региональных и локальных структурных каркасов геолого-геофизических моделей, анализа данных и оперативной оценки запасов углеводородов [1-3]. При этом, разработчики программного обеспечения продолжают развитие функционала комплекса в концепции консолидации ожиданий экспертов отрасли и собственных производственных целей. Таким образом, данная публикация представляет собой не только источник информации о перспективном отечественном ПО, но и является открытым предложением о принятии участия в его развитии для

специалистов сервисных компаний и компаний-недропользователей.

Ключевые функциональные возможности GST

Архитектура программного комплекса выстроена по принципу конструктора, в качестве элементов (объектов) которого выступают стандартизованные типы данных – таблицы, линии, гриды, абстрагированные от конкретных геологических сущностей. Каждый элемент может представлять собой исходную информацию, а также являться результатом расчётов в программном обеспечении с применением иных элементов.

Процесс работы в ПО осуществляется в рамках того или иного «Проекта GST», представляющего собой иерархическое дерево объектов, узлы которого являются одновременно и результатом вычислений, и исходными данными для расчетов следующего уровня. Кроме самих объектов в проекте сохраняются все параметры расчетов и связей между элементами дерева, необходимые для того, чтобы получить итоговый результат. Реализованный «сценарный» подход позволяет формировать уникальные технологические графы под каждую конкретную задачу, а многопоточность позволяет вести несколько расчетов параллельно или прервать их в любой момент.

Таким образом, функциональный базис программного комплекса представлен следующими основными возможностями:

• автоматизированный расчет элементов геологических моделей с применением параллельных вычислений и многопоточности;

• формирование технологических цепочек с применением гибкого «сценарного» подхода, учитывающего состав исходных данных и специфику решаемой задачи;

• адаптированность к работе с большими объемами информации, что позволяет в приемлемые сроки решать задачи по построению региональных структурных моделей в рамках макропроектов;

• расширение функционала ПО через написание на языке C++ внешних расчетных модулей, встраиваемых в сценарий решения задачи;

• выполнение пространственных операций с векторизованными и точечными данными;

• автоматическое отслеживание необходимости перестроения объектов при изменении исходных данных или настроек. Технология обеспечивает полное соответствие результатов расчетов исходным данным в условиях непрерывного изменения, добавления исходной информации, корректировки схемы и параметров вычислений;

• копирование объектов и веток проекта для решения однотипных задач. Данная функция значительно сокращает время и трудозатраты в случае построения целых наборов структурных поверхностей;

• синхронизация работы группы специалистов при работе с макропроектами с помощью технологии «связанных проектов». Технология заключается в прямом доступе из одного «Проекта GST» к данным другого, минуя обменные файлы и директории. Подход позволяет эффективно разбить крупную практическую задачу на несколько блоков и распределить ее между специалистами. При этом обеспечивается синхронизация решения блоков задачи, модифицированные данные в автоматическом режиме попадают из блока в блок вверх по технологической цепочке;

• поддержка работы с различными форматами точечных данных, линий, полигонов, гридов. При этом перечень форматов регулярно пополняется;

• пакетная загрузка файлов, а также автоматический пересчет проекций и единиц измерений координат в ходе загрузки файлов в проект и их экспорте.

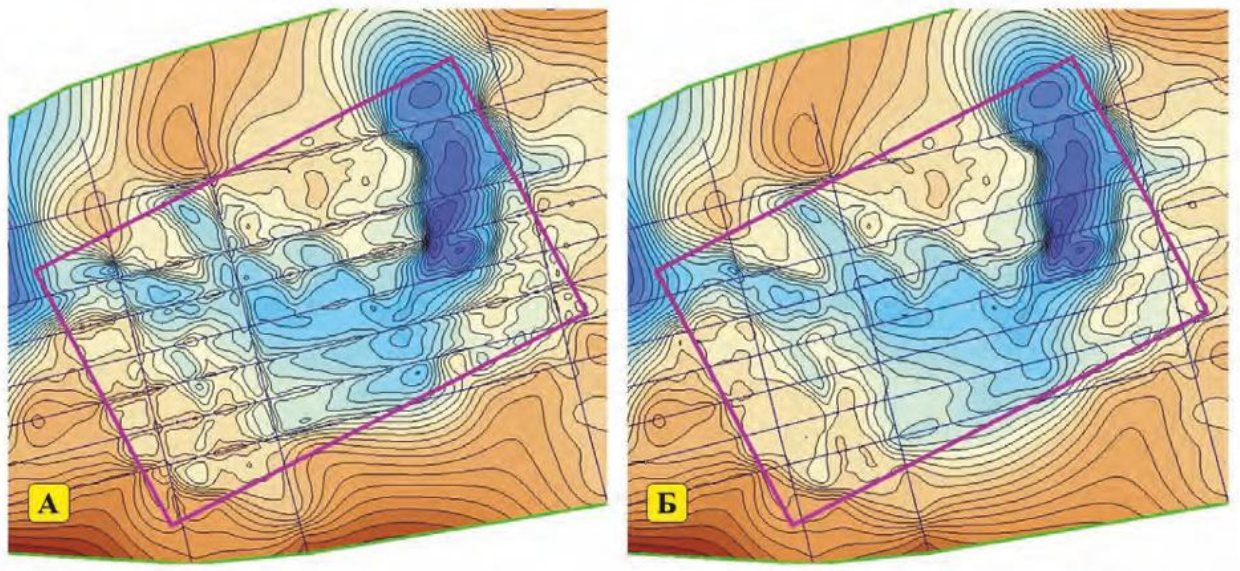
Особенности программного обеспечения

По сравнению с зарубежными аналогами программный комплекс имеет ряд значимых особенностей, которые на основе производственного опыта в полной мере могут быть отнесены к преимуществам освещаемого ПО.

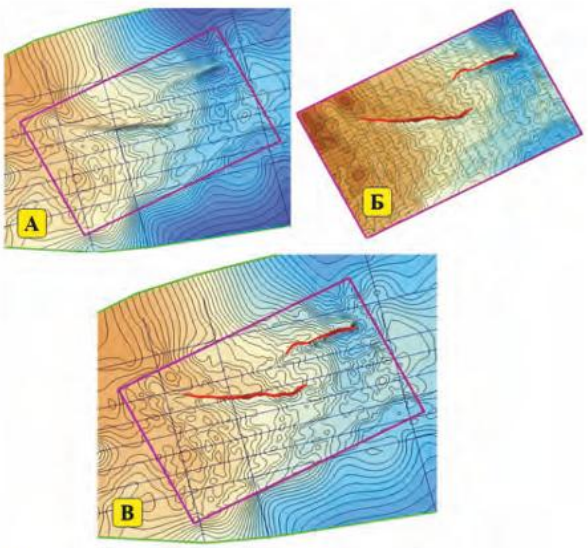
Единый метод вариационно-сеточного картопостроения позволяет с высокой эффективностью решать задачи как регионального, так и локального уровня и учитывать разнородную геолого-геофизическую информацию. Универсальность метода заключается в том, что помимо структурных построений, он применим для расчета полей свойств через задание законов их пространственного распределения в виде дифференциальных уравнений. Особенность вариационного метода картирования подразумевает наличие отклонения значений результирующего грида от данных наблюдения. Величина этой невязки регулируется весовыми коэффициентами, и она тем ниже, чем больше вес (значимость) данных. Варьируя весовые коэффициенты, пользователь может добиться или максимального соответствия карты исходным данным, или построить некий тренд, учитывающий лишь общую тенденцию распределения картируемого параметра. Таким образом, данный подход позволяет сделать акцент на тех данных, которые вызывают больше доверие, и является крайне эффективным при построении поверхностей с использованием результатов интерпретации сейсмических данных МОГТ-2D и МОГТ-3D, так как точность и детальность карты будут существенно зависеть от плотности сейсмических профилей, шага между пикетами, а также изменчивости простирания отражающих горизонтов вдоль профиля.

Пример производственной реализации подхода представлен на рисунке 1. Специфика работ заключалась в том, что данные МОГТ-2D и МОГТ-3D были получены в разные годы, корреляцию отражающих границ выполняли специалисты разных компаний, но на завершающей стадии проекта необходимо было получить единые сводные структурные поверхности. На рисунке 1.А отображен результат процедуры картопостроения без применения весовых коэффициентов. Невязки между данными МОГТ-2D и МОГТ-3D составляют примерно 60 мс, также карта осложнена артефактами. На рисунке 1.Б представлен результат картопостроения, полученный после применения весов. Невязки полностью компенсированы, артефакты отсутствуют. Таким образом, задача решена корректно с учётом полного перечня исходных данных и их специфики.

Различные способы использования дополнительной информации при построении карт. В процессе выполнения региональных или комплексных проектов, нередко возникает ситуация, при которой необходимо учесть результаты, полученные как в процессе выполняемых работ, так и в рамках ретроспективных исследований изучаемого района. Как правило, это могут быть фрагменты сеток или наборы изолиний. В зависимости от решаемой задачи и качества данных, в программном обеспечении существует два способа их использования. Фрагменты карт могут быть преобразованы в точечную информацию и, далее, включены в схему построения или же эти фрагменты могут быть «один в один» встроены в результирующий грид. На примере, предоставленном на рисунке 2, карта, построенная по данным МОГТ-3D с шагом грида 25х25 м успешно встроена в карту по данным МОГТ-2D с шагом грида 250х250 м (результаты ретроспективных работ).



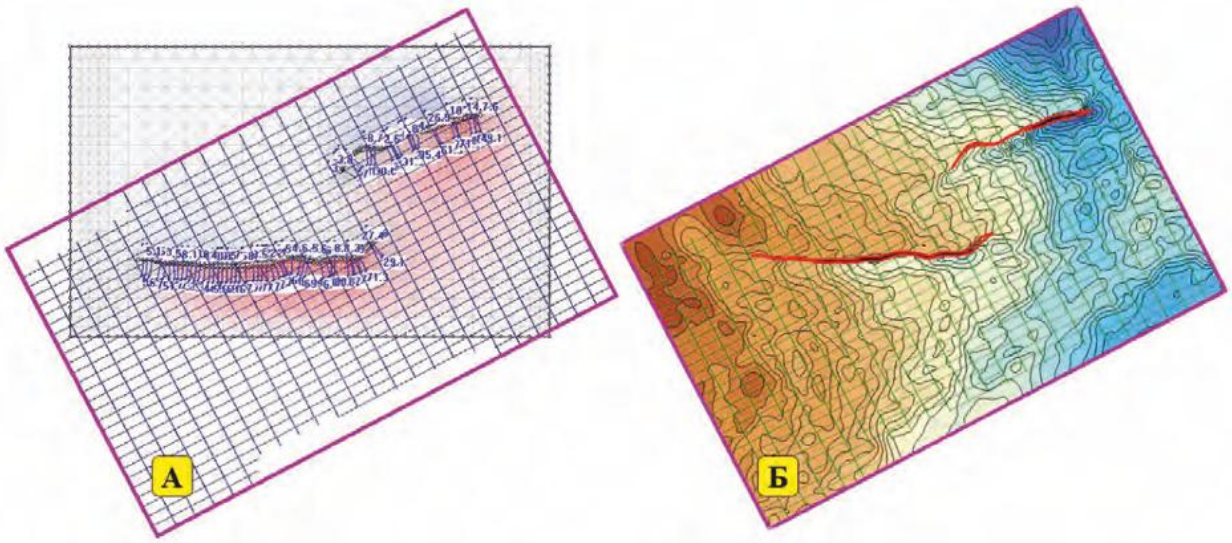
▲ *Рис. 1. Примеры результатов картопостроения до (А) и после (Б) применения весовых коэффициентов.*



▲ *Рис. 2. Пример построения результирующей карты (В) на основе карты по данным МОГТ-2D (А) и карты с дизъюнктивными нарушениями по данным МОГТ-3D (Б).*

Применение различных моделей конформности при построении согласованного структурного каркаса. При решении данной задачи возможности GST не ограничиваются простейшим условием параллельности картируемой и опорной поверхностей. Функционал программного комплекса позволяет описать различные ситуации: выклинивание пластов на фундамент с постепенным выравниванием палеорельефа и выполаживанием структур, согласное залегание пластов с плавным переходом структурных форм от нижней поверхности к верхней, пласты клиноформного типа.

Построение детальных локальных и региональных структурных карт с учетом дизъюнктивных нарушений. Для реализации данной возможности в программном обеспечении предусмотрены два способа: картирование поверхности в окрестности разломов совместно с построением пликативной части грида и раздельное построение пликативной и разломной частей. Первый способ заключается в построении в окрестности линии разлома, в дополнение к основному гриду, пакета вложенных гридов с использованием сплайнов на треугольном базисе. При этом искомая функция с разных сторон разлома ведет себя независимо. Идея второго способа заключается в представлении картируемой поверхности как суммы пликативной части и сдвиговой. Пликативную часть можно трактовать как ненарушенную поверхность, а сдвиговую, как поле тектонического сдвига. Амплитуда разломов может импортироваться из файлов, устанавливаться вручную или определяться на основе результатов сейсмической интерпретации.



▲ *Рис. 3. Пример построения карты с дизъюнктивными нарушениями: А - сдвиговая часть, Б - пликативное поле с учетом сдвиговой части.*

Пример построения карты с дизъюнктивными нарушениями вторым способом представлен на рисунке 3. Сдвиговая часть представляет собой сетку, состоящую из нерегулярных треугольных элементов (Рис. 3, А), в узлах которой заданы значения сдвига, а линии приподнятого и опущенного блоков разломов совпадают с ребрами треугольников. Пликативное поле рассчитано на основе сдвигового поля с соответствующими поправками в используемой точечной и косвенной информации (Рис. 3, Б). Цифрами на рисунке обозначены значения смещения по разломам.

О планах развития

Программное обеспечение непрерывно дополняется новыми функциональными возможностями и уже в ближайшей перспективе с высокой степенью вероятности можно ожидать завершение работ по следующим направлениям:

- расширение функциональных возможностей работы с траекториями наклонных скважин;
- совершенствование мультисеточных технологий – создание детализирующих вклеек сложной формы;
- развитие технологии «динамических параметров» – возможность задания ключевых параметров построения динамически, в ходе исполнения технологической цепочки;
- развитие технологии многовариантных построений;
- дальнейшее совершенствование возможностей по взаимодействию GST со сторонним программным обеспечением на уровне исполнения технологической цепочки.

Заключение

Специализированное программное обеспечение для построения геолого-геофизических карт и анализа данных GST представляет собой не только успешную программную реализацию, которая позволяет решать широкий перечень задач геологической интерпретации сейсмических, скважинных и сопутствующих материалов, но и является подтверждением возможности создания эффективного программного обеспечения отечественными разработчиками, не уступающего, а по некоторым аспектам даже превосходящего зарубежные аналоги.

Авторы статьи выражают надежды, что инициатива создателей GST по разви-

тию программного комплекса с учётом мнений и ожиданий специалистов, выполняющих производственные работы, найдёт поддержку и количество компаний, использующих комплекс в практической деятельности, будет неуклонно возрастать, что позволит продолжить совершенствовать функционал ПО, повышая результативность выполнения производственных проектов и сокращая их продолжительность.

Литература

1. Сидоров А.А. О формировании цифровой постоянно действующей структурной модели осадочного чехла Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и Геофизика, 2022, т. 63 (8), С. 1153-1166.

2. Сидоров А. А. Учет дизъюнктивных нарушений в задачах геокартирования с использованием метода граничных интегральных уравнений // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Том 6. № 2 (22). С. 110-126. DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-110-126.

3. Сидоров А. А. Вариационно-сеточный подход к построению литологических моделей клиноформных отложений // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Том 8. № 1 (29). С. 109-125. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-109-125.

References

1. A. A. Sidorov. On the creation of a digital permanently operating structural model for the sedimentary cover of the West Siberian petroleum province // Geology and Geophysics, 2022, Vol. 63 (8), pp. 1153–1166.

2. A. A. Sidorov. Using the method of boundary integral equations in solving of the geological mapping problems with faults // Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modelling. Oil, Gas, Energy. 2020. Vol. 6. No. 2 (22). pp. 110–126 DOI: 10.21684/2411-7978-2020-6-2-110-126.

3. A. A. Sidorov. Variational gridding approach to the lithological modeling of clinoform-type deposits // Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modelling. Oil, Gas, Energy. 2022. Vol. 8. No. 1 (29). pp. 109–125. DOI: 10.21684/2411-7978-2022-8-1-109-125.

Подробнее об авторах



Шайхлисламова
Алина Владиковна

Менеджер по развитию бизнеса в направлении комплексной интерпретации сейсмических данных ООО НПЦ «Геостра» (АО «Башнефтегеофизика»). Окончила Уфимский ГНТУ.



Акуленко
Александр Семёнович

Руководитель группы развития бизнеса ООО НПЦ «Геостра» (АО «Башнефтегеофизика»). Окончил Гомельский ГТУ им. П.О. Сухого.



Сидоров
Андрей Андреевич

К. ф.-м. н., заведующий отделением Математического моделирования геологических объектов АУ ХМАО-Югры НАЦРН им. В.И. Шпильмана. Окончил Тюменский ГУ.

Sk Участник

Сейсмотек

Программное обеспечение Prime (Прайм) – интерпретационная обработка данных сейсморазведки

Анисимов Р.Г., Давлетханов Р.Т., Кунченко Д.С., Овчинников К.Р., ООО «Сейсмотек», г. Москва.
Проект реализуется участником проекта «Сколково» при грантовой поддержке Фонда «Сколково».

О системе

Prime (Прайм) – полнофункциональное российское программное обеспечение для выполнения проектов по обработке сейсмических данных любого уровня сложности. Программный комплекс позволяет обрабатывать 2D/3D/4D/3C/4C морские и наземные сейсмические данные в сложных сейсмогеологических условиях: при сложном рельефе дневной поверхности, при наличии неоднородностей в верхней части разреза, в условиях соляно-купольной и сильно дислоцированной тектоники, в шельфовых и переходных зонах, при наличии большого количества интенсивных кратных волн и т.п.

В основу системы заложена серия принципиально новых авторских технологий, опережающих в развитии стандартные подходы, реализованные в известных иностранных аналогах. Успешность применения технологий Prime доказана более чем на 100 выполненных проектах, а полученные результаты обсуждались в многочисленных докладах и публикациях совместно с заказчиками работ. Сегодня технологиям Prime посвящено порядка 200 научных публикаций и докладов.

Рис. 1. География проектов, выполненных с использованием ПО Prime.



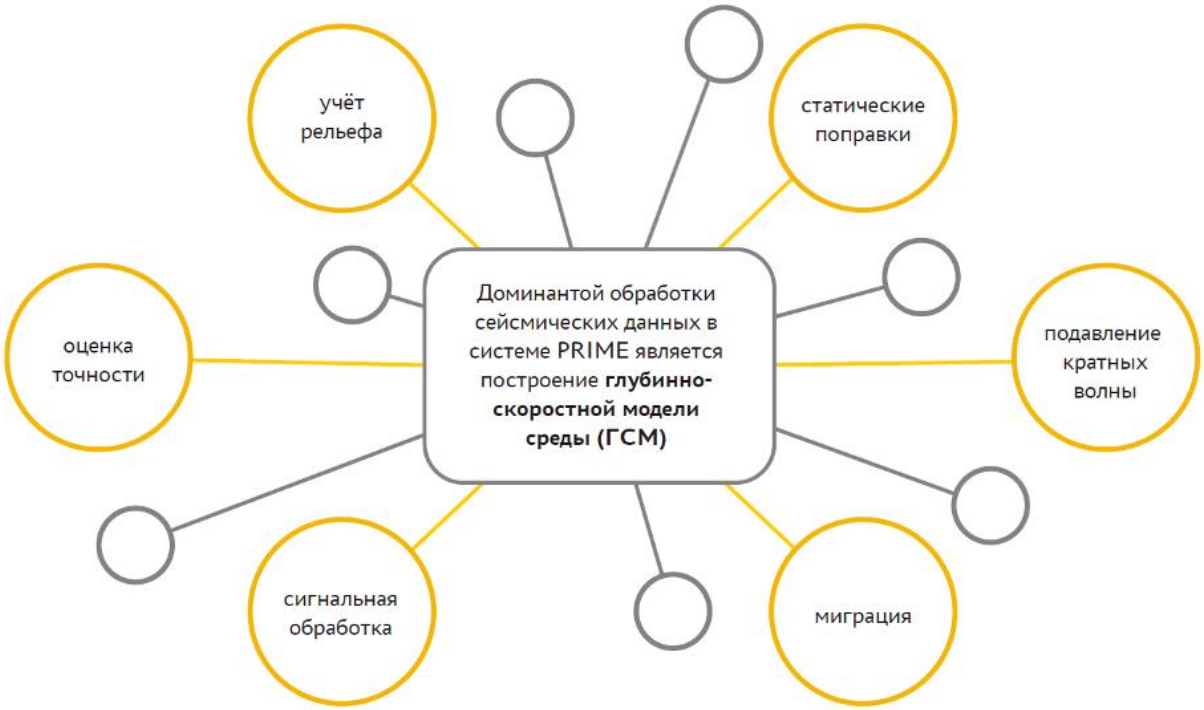
Базовый функционал Prime

Более 20 лет развития и практического применения технологий Prime позволили вырастить систему для выполнения обработки, результаты которой не только конкурируют, а зачастую превосходят результаты работ, выполненных на зарубежных аналогах.

На сегодняшний день Prime представляет собой интеграцию более чем 400 эффективных интерактивных инструментов, 15 графических приложений и более 200 вычислительных модулей, что позволяет работать с данными от чтения до построения окончательного мигрированного изображения. Набор имеющихся инструментов соответствует всем современным требованиям технических заданий по обработке сейсмических данных. Базовый функционал пакета включает в себя следующие инструменты:

- Ввод данных (SEGY, SEGD), присвоение геометрии, работа с полями заголовков.
- Контроль качества данных (QC).
- Подавление случайных помех во временной и частотной области.
- Коррекция амплитуд за сферическое расхождение и поглощение.
- Различные виды деконволюции: сжатия, амплитудная, сигнатурная, предсказывающая, нестационарная, фазовая, и т.д.
- FX-деконволюция.
- Скоростной анализ с использованием вертикальных и горизонтальных спектров скоростей.
- Кинематические фильтры: FK фильтрация, веерные фильтры, высокоразрешающее преобразование Радона (параболическое и гиперболическое).
- Подавление волн-спутников: методом кинематической и рекурсивной фильтрации.
- Подавление вторичных пульсаций газового пузыря (Debubble)
- Работа с донными станциями. Разделение волн на падающие и восходящие (Up-down separation), PZ-суммирование.
- Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд (SCAC) и поверхностно-согласованная деконволюция.
- Коррекция статических поправок по отраженным и преломленным волнам.
- Различные технологии регуляризации, в том числе с возможностью сохранения исходных трасс (Surface Related Illumination Density).
- Решение обратной кинематической задачи – построение глубинно-скоростной модели среды.
- Решение прямой кинематической задачи – оценка достоверности структурных построений.
- Учёт криволинейного рельефа дневной поверхности, компенсация влияния ВЧР, реконструкция слоя.
- Оценка и учёт VTI/HTI/TTI/STI параметров анизотропии. Томография.
- Трансформации волновых полей.
- Моделирование и вычитание регулярных помех (кратных волн).
- Миграционные преобразования. Получение офсетных/угловых/ дирекционных развёрток.
- Миграция данных, полученных с донными станциями, миграция кратных волн.
- Когерентная фильтрация.
- Подавление следов расстановки (Defootprint).
- Моделирование волновых полей.
- Интерпретационные инструменты.
- Инструменты для вывода данных.

Важность наличия базового функционала в любой системе, безусловно, неоценима, ведь без него становится невозможной полноценная производственная деятельность, и Prime обладает всеми



▲ *Рис. 2. Глубинно-скоростная модель, как центральный элемент системы обработки.*

необходимыми инструментами. Главной ценностью программного комплекса являются его уникальные алгоритмы, которые отличают Prime от других систем обработки и обеспечивают его конкурентное преимущество. О таких преимуществах системы пойдет речь далее.

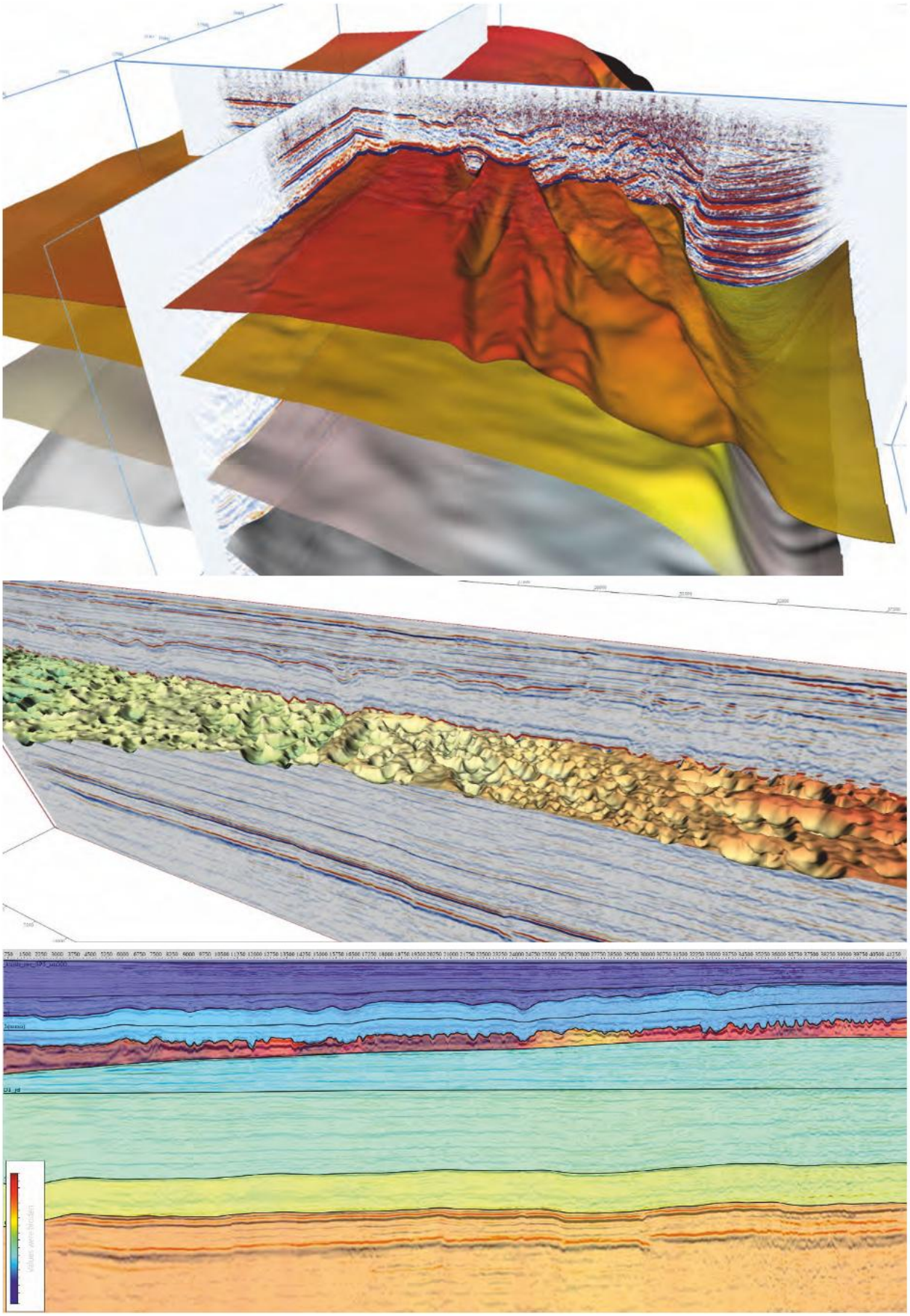
Концепция обработки в Prime

Доминантой обработки в Prime является построение глубинно-скоростной модели среды, являющейся основой многих других процедур обработки, например, миграции. Таким образом, правильность окончательных результатов обработки – глубинных динамических мигрированных разрезов (кубов), – в значительной мере определяется качеством построенной глубинно-скоростной модели, в рамках которой выполнена миграция. Поэтому целый ряд процедур в системе призван обеспечить получение надежных данных для определения глубинно-скоростных параметров и контроля точности построенной модели.

Концепция Prime позволяет решать конкретную задачу с применением индивидуального эффективного графа обработки и оценивать точность ее решения. Концепция непосредственно влияет на архитектуру системы, ее интерфейс, а также на способ хранения и представления данных. Так, по мнению пользователей, удачным является решение привязывать параметры, описывающие данные, и параметры обработки к геологически осмысленным поверхностям во временной или глубинной областях, что позволяет вести согласованную по параметрам обработку по сети профилей и площадным наблюдениям [1, 2].

Уникальные технологии

Система Prime уникальна благодаря технологии и алгоритмам, лежащим в ее основе. Технология Prime позволяет контролировать корректность и точность полученных результатов, привлекая априорную информацию и используя глубинные построения, начиная с самых



▲ *Рис. 3. Примеры глубинно-скоростных моделей, построенных в Prime.*

ранних этапов обработки. Поэтому мы называем обработку в Prime интерпретационной обработкой.

Набор процедур системы основан на специальных интерактивных алгоритмах, что делает промышленную обработку эффективной и технологичной, и в то же время позволяет реализовать индивидуальный подход к работе с сейсмическими данными. Большинство алгоритмов, составляющих содержание системы, являются авторскими разработками, однако они призваны решать те же задачи, которые тем или иным образом решаются во всех современных пакетах.

Есть, однако, и решения, не имеющие аналогов, например:

- способы коррекции фазового спектра сигнала [3, 4],
- нестационарная предсказывающая деконволюция [5, 6],
- способ построения эффективной модели ВЧР с помощью кинематико-динамического преобразования [7], а также основанного на нем способа прослеживания и параметризации временных полей [8], и многое другое.

Многовариантная томография

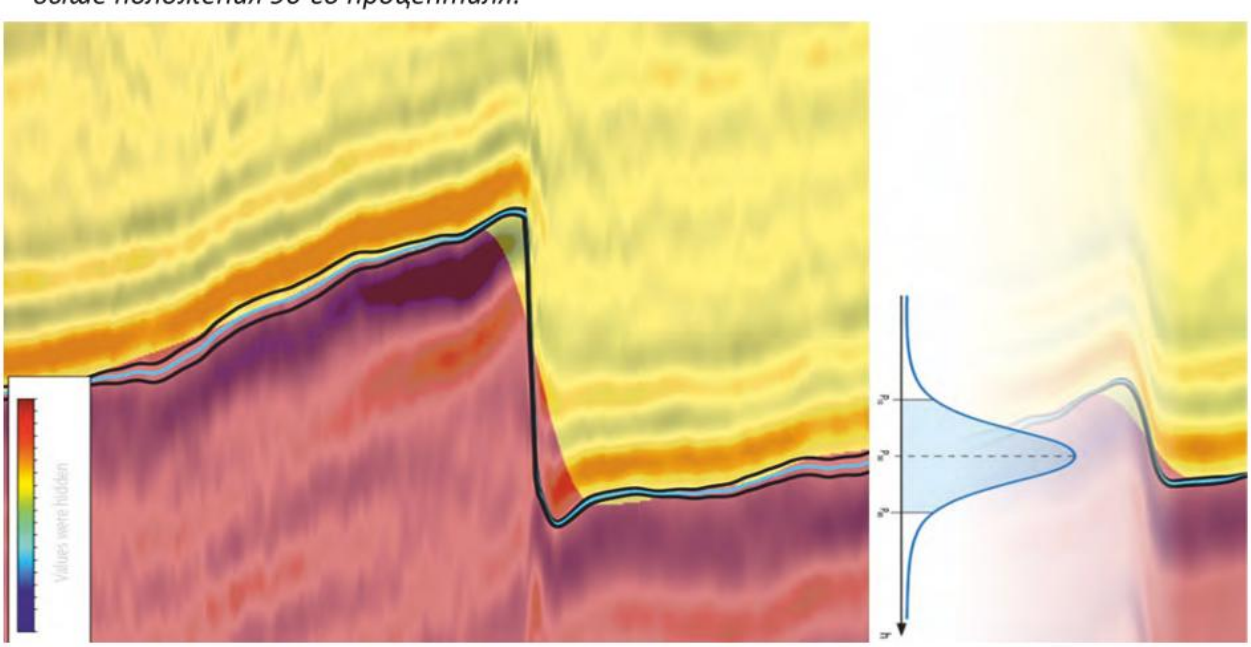
Анализ неопределённости структурных построений – крайне важная задача, решение которой необходимо для адекватной оценки рисков, связанных с оценкой запасов месторождения [9].

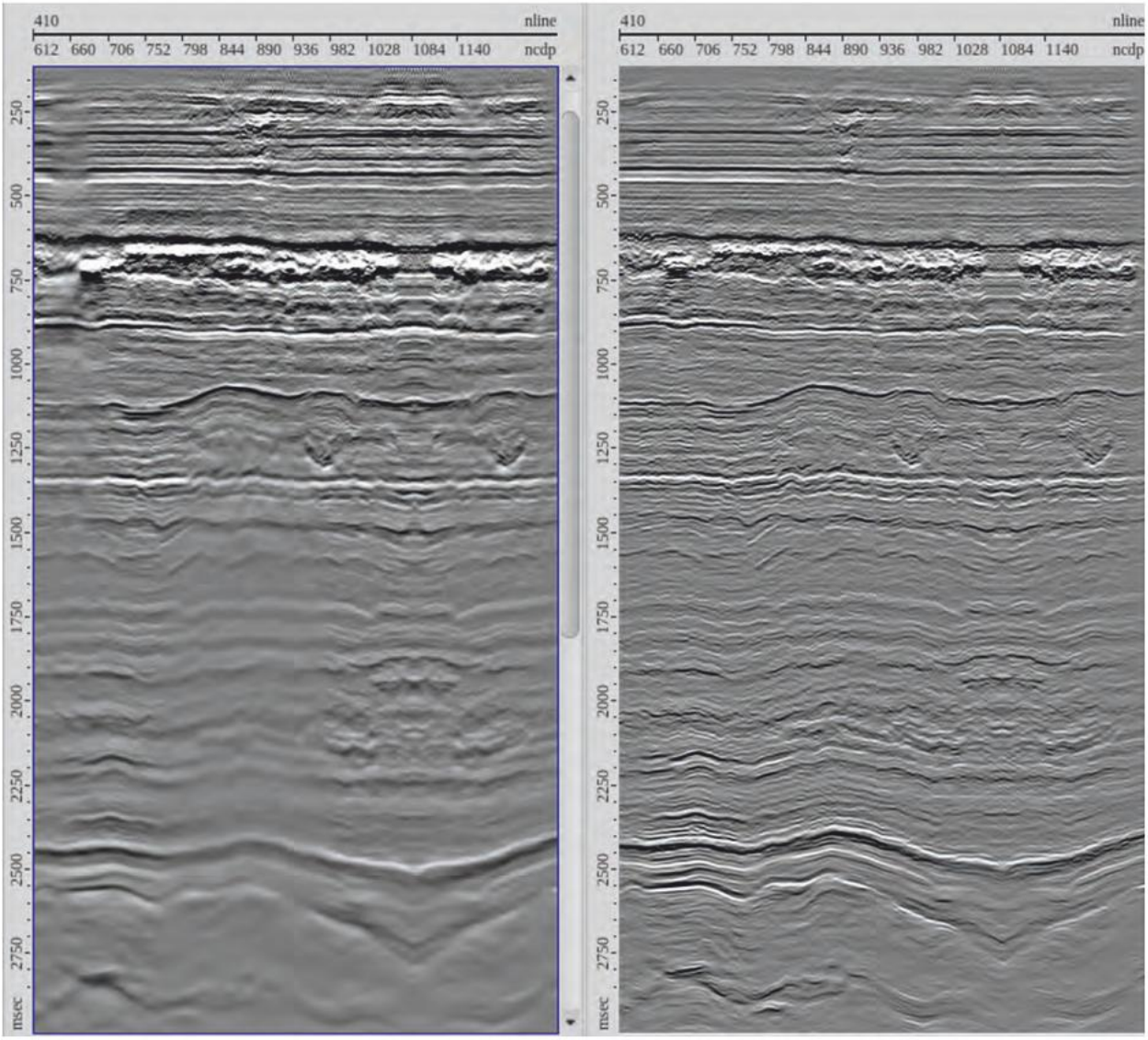
Существующие геостатистические подходы, применяемые на поздних этапах работ и использующие только скважинные отбивки и структурную поверхность после интерпретации сейсмических данных, имеют слабую связь с реальными данными, так как не учитывают качество исходного сейсмического материала.

По этой причине необходимо развитие и применение методов анализа неопределённости структурных построений на более раннем этапе, а именно непосредственно в процессе обработки, на этапе получения сейсмических кубов, при построении глубинно-скоростной модели среды.

Таким инструментом служит технология многовариантной сейсмической томографии.

▼ *Рис. 4. Границы P10 и P90 показывают, что с вероятностью 10 процентов настоящая граница окажется выше положения 10-го процентиля, и с вероятностью 90 процентов выше положения 90-го процентиля.*





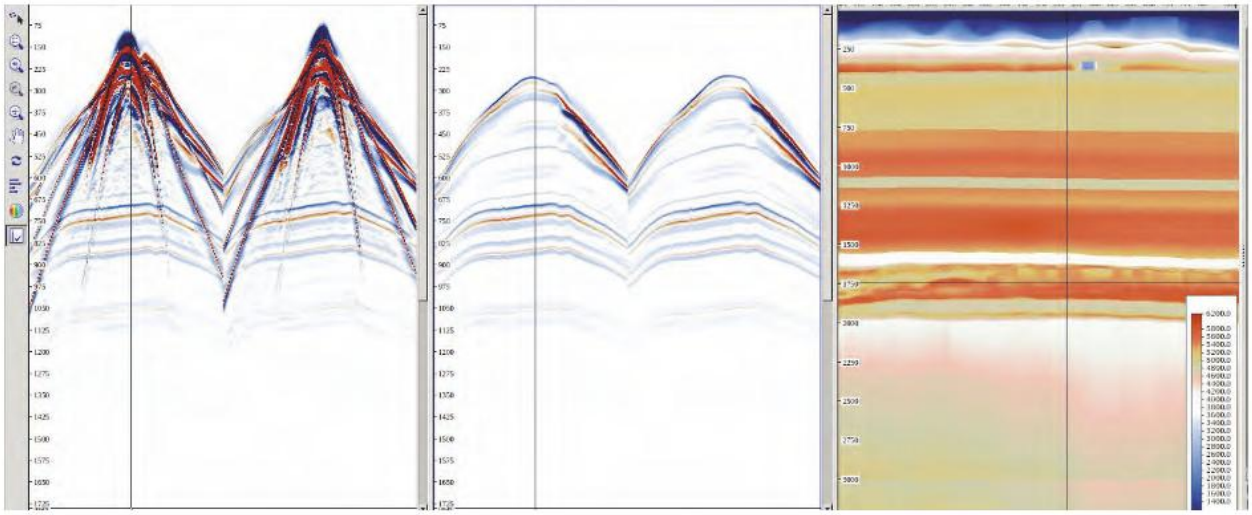
▲ *Рис. 5. Пример результата Q-томографии.*

Q-томография

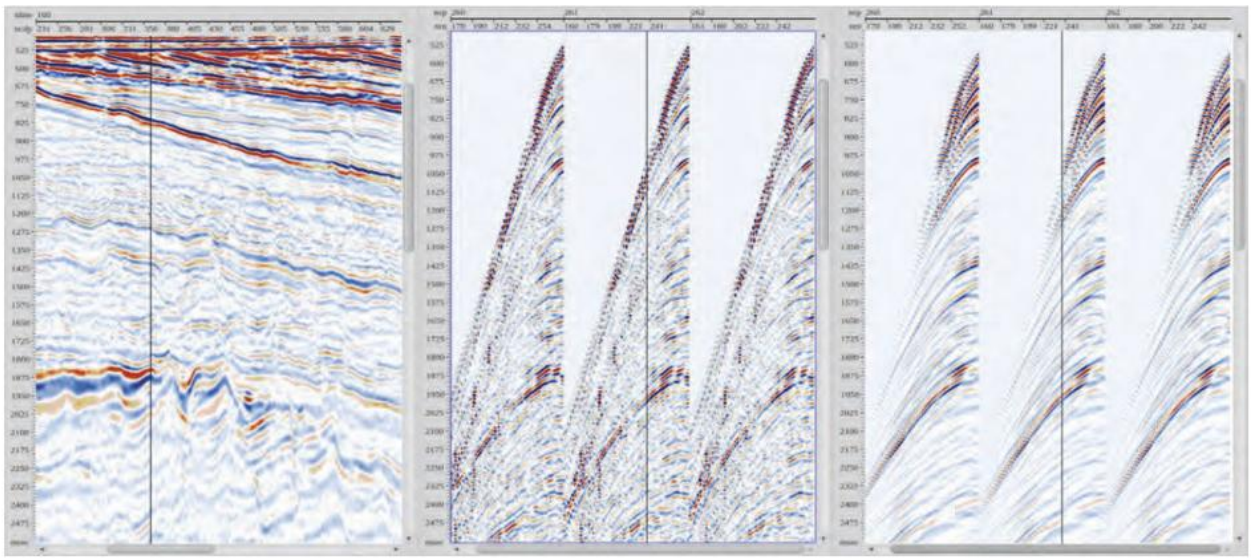
Задача определения параметров Q относится к некорректным, поэтому важно научиться использовать априорную информацию о возможном диапазоне изменения параметров поглощения в конкретных пластах. Способ определения параметров поглощения в пластах предполагает коррекцию поглощения в ходе миграции. В системе Prime реализован алгоритм послойной миграции с возможностью коррекции поглощения. Однако коррекция поглощения может приводить к фатальному росту помех и подбирать регуляризирующие параметры в ходе миграции представляется крайне затруднительным. Поэтому предполагается использование атрибутной миграции для оценивания зависимости параметра Q от удаления. Это позволит корректно компенсировать эффект поглощения на сейсмограммах общей точки изображения после миграции. Кроме того, возможен более дорогостоящий способ коррекции поглощения на основе обращенного миграционного преобразования. Такой способ также реализован и опробован на модельных данных.

Моделирование волновых полей и его приложения

Инструменты моделирования широко



▲ *Рис. 6. Пример полноволнового 3D моделирования для оценки эффективности процедур обработки/интерпретации. Слева – полноволновое модельное поле, в центре – полезные отражения, справа – фрагмент ГСМ.*



▲ *Рис. 7. Пример сравнения модельных и реальных сейсмограмм. Слева – глубинное изображение, в центре – реальные сейсмограммы, справа – модельные сейсмограммы (результат демиграции).*

применяют для расчёта поля помех, главным образом, кратных волн. Мы полагаем, что моделирование полезных сигналов также имеет хорошие перспективы в обработке и интерпретации, например, для проверки возможностей обработки как с точки зрения структурных построений, так и с точки зрения сохранения динамики волнового поля. Моделирование необходимо привлекать не только в НИР, но и при выполнении «стандартных» производственных работ, поскольку только в этом случае можно говорить о точности процедур обработки и интерпретации. Список приложений моделирования в обработке достаточно обширный [10]:

- Кинематическая фильтрация.
- Эталонирование.
- Оценка поглощения (Q).
- Машинное обучение (ML).
- Построение эталонов с целью автоматической коррекции статических поправок.

• Изучение полей рассеянных волн (Diffraction imaging).

• Подавление кратных волн.

Помимо лучевого моделирования, в Prime реализовано несколько алгоритмов, в основе которых лежит использование интегральных операторов Кирхгофа. При их использовании имеется возможность моделирования каждой волны по отдельности, что облегчает анализ полученного поля.

А что еще?

Prime Cloud

Программный комплекс Prime в конфигурации Prime Cloud адаптирован к выполнению расчётов на виртуальных ресурсах и позволяет воспользоваться всеми преимуществами облачных вычислений. Технологии распределённых вычислений, заложенные в ПО Prime, и возможности облачных вычислений позволяют выполнять расчёты с максимальной производительностью и значительно ускорить решение геологических задач, а благодаря защищённым каналам связи и изоляции виртуальных ресурсов обеспечивается полная конфиденциальность данных.

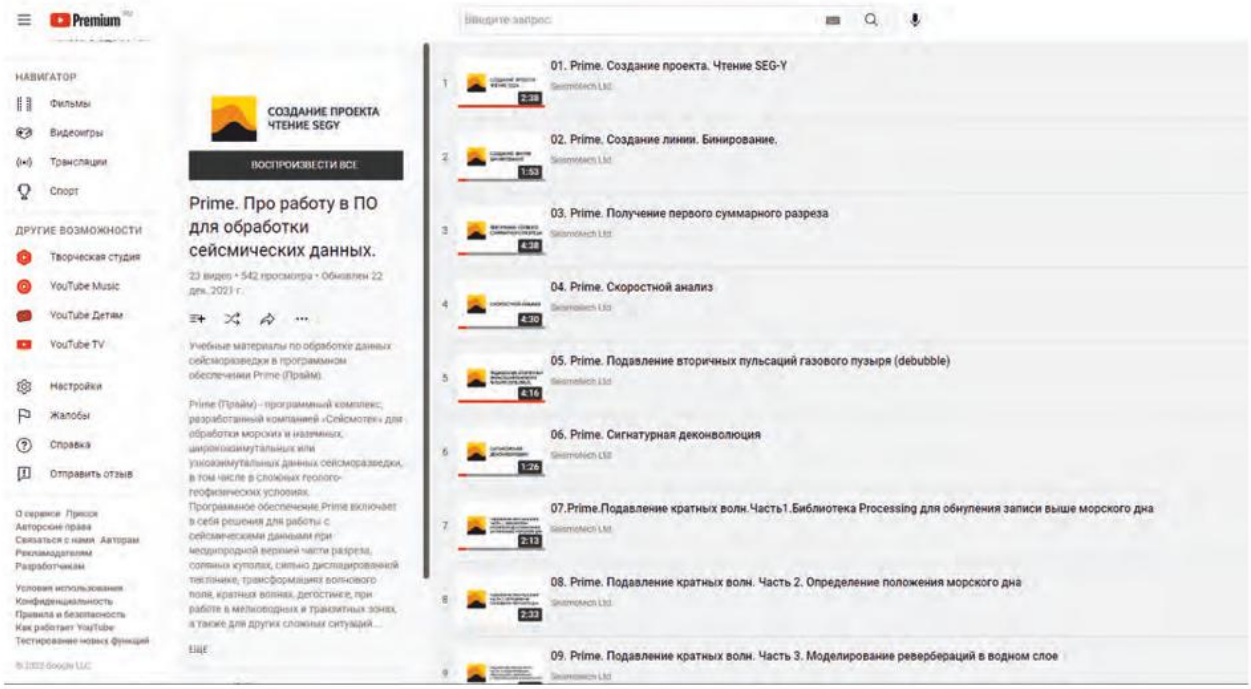
Облачная кластерная инфраструктура разворачивается полностью в течение 30 минут, после чего можно сразу начинать работать над новым проектом. Вычислительные кластеры необходимой мощности и конфигурации создаются для каждого конкретного расчёта, учитывая его требования и специфику. Таким образом, в ходе обработки оплачиваются только реально использованные ресурсы, необходимые для выполнения конкретных задач, что позволяет оптимизировать затраты, связанные с простоем оборудования.

Примером может послужить недавний кейс, когда большой объём морских данных потребовал локализации 20 000 ядер, что позволило выполнить глубинную миграцию Кирхгофа за 7 дней.

10 Тб	объём данных для миграции на одном из проектов
15 км	глубина миграции
30 км	максимальные апертуры миграции
20 000 ядер	выделено на облаке для выполнения процедуры
7 дней	заняла данная процедура

▼ *Рис. 8. Концепция облачной реализации Prime.*





▲ *Рис. 9. Обучающие материалы на официальной YouTube странице компании.*

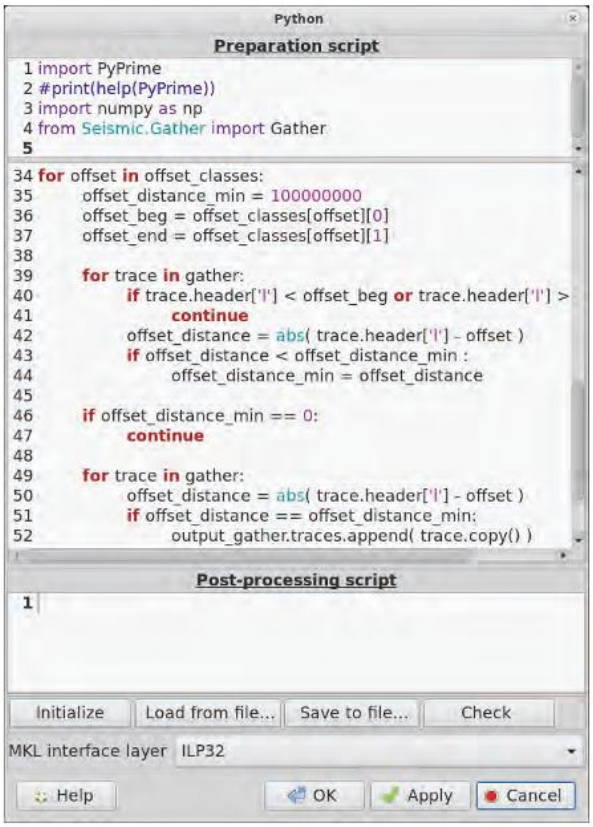
На данный момент Prime поставляется с подробной инструкцией на русском языке и примерами типичных заданий. Помимо этого, на YouTube канале компании есть серия обучающих роликов. Планируется дальнейшая разработка видеоматериалов для самостоятельного изучения.

Prime & Python

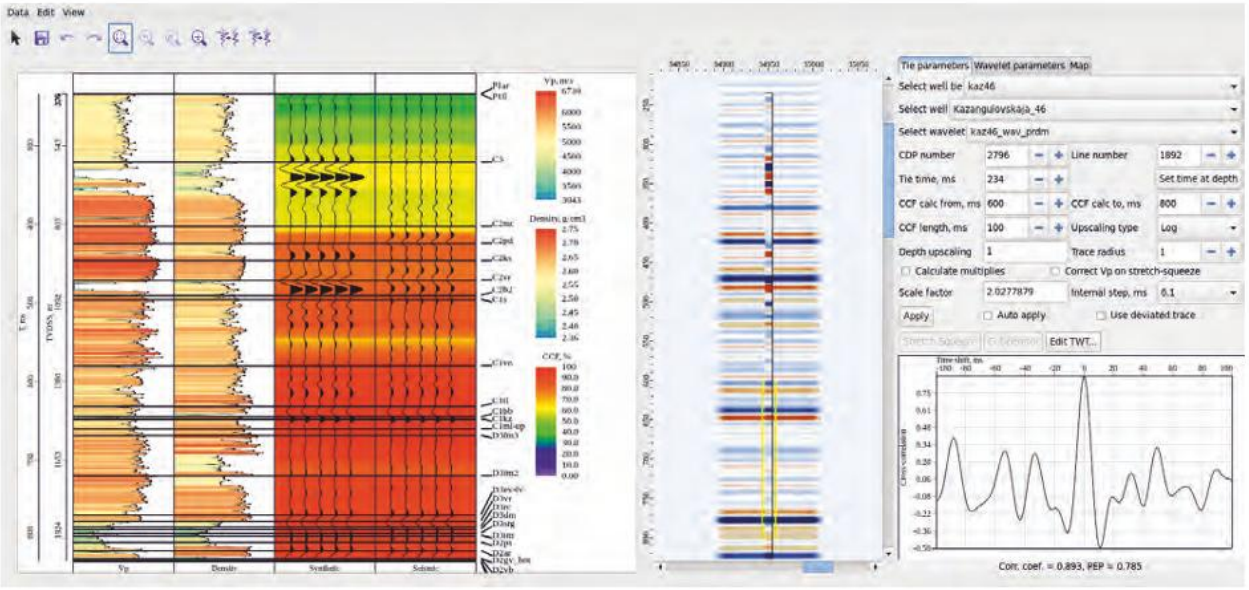
Недавно в дереве обработки данных появился модуль – Python, который позволяет пользоваться огромным потенциалом самого популярного языка программирования для проведения любых операций с сейсмическими трассами и заголовками.

Данный инструмент открывает огромные возможности по расширению функционала Prime, вплоть до реализации алгоритмов машинного обучения (Machine Learning).

Кроме того, в этом модуле можно использовать библиотеки, предназначенные для работы на графических картах (GPU) – это открывает возможность задействовать графические ядра для счета (например, NVIDIA Tesla).



▲ *Рис. 10. Пример написания собственных скриптов на языке Python для работы с сейсмическими данными.*



▲ *Рис. 11. Основное окно программы WellTie для работы со скважинными данными.*

Программа WellTie – новый инструмент работы со скважинами

Функционал программы позволяет выполнять:

- Стратиграфическую привязку.
- Извлечение формы сигнала.
- Коррекцию скорости.

Разработка новых инструментов

1. Полноволновая инверсия сейсмических данных с использованием трансформаций волновых полей (FWI)

В настоящее время активно ведётся разработка комплекса программ полноволновой инверсии, интегрированных в систему обработки сейсмических данных.

2. Моделирование волновых полей по гибридной схеме (сеточное моделирование и моделирование послойным пересчётом)

Планируется разработать программы конечно-разностного моделирования волновых полей для отдельного пласта или части среды в целевой области и, затем, пересчёта полей на дневную поверхность способом послойного пересчёта для пластовой модели вышележащей толщи.

3. Комплекс программ оценивания и коррекции частотно-зависимого поглощения

Данный комплекс предназначен для решения следующих задач:

- Оценивание плавной составляющей изменений поглощения по площади.
- Уточнение параметров поглощения с учётом реального пути пробега волны средствами томографии с целью коррекции глубинно-скоростной модели.
- Возможность коррекции поглощения на кинематическом уровне за счет модификации программ миграции.
- Реализация способа частотной и фазовой коррекции поглощения на этапе постмиграционной обработки.

Раз в полгода мы делаем официальный релиз последней версии программы, в которую входят новые инструменты, разрабатываемые в течении длительного времени. Например, в ближайшую версию планируется включить инструменты для оценки и коррекции частотно-зависимого поглощения. В то же время Prime улучшается непрерывно: исправление ошибок, минорные изменения и дополнения вносятся в программу ежедневно и регулярно поставляются пользователям.

Литература

1. Анисимов Р. Г. и др. Повышение эффективности обработки больших объемов сейсмических данных //Геология нефти и газа. – 2021. – №. 3. – С. 95-109.

2. Овчинников К. Р. и др. Технологические преимущества обобщенной пластовой модели при обработке и интерпретации сейсмических данных. Материалы конференции «ПроГРРесс» //EAGE, Сочи. – 2019.

3. Фиников Д.Б. Симметризующие фильтры // Технологии сейсморазведки. 2007. №1. С. 26-36.

4. Овчинников К. Р., Рябинский М. А., Фиников Д. Б. Фазовая деконволюция 3D данных сейсморазведки. Технологические и методические аспекты применения статистического алгоритма коррекции фазового спектра //ГеоЕвразия-2022. Геологоразведочные технологии: наука и бизнес. – 2022. – С. 80-83.

5. Полубояринов М.А., Фиников Д.Б. Предсказывающая деконволюция в задаче коррекции нестационарных сейсмических записей // Технологии сейсморазведки. 2006. №1. С. 24-32.

6. Кунченко Д. С., Фиников Д. Б., Шалашников А. В. Влияние фазового спектра сигнала на результаты робастной деконволюции //ГеоЕвразия. – 2020. – №. 2018. – С. 45.

7. Давлетханов Р.Т., Лангман С.Л., Силаенков О.А. Кинематико-динамическое преобразование в задаче коррекции статических поправок. Тезисы докладов конференции «Новые геотехнологии для старых провинций», Тюмень, 2013.

8. Анисимов Р.Г., Давлетханов Р.Т. Некоторые технологические приемы, используемые при построении пластовой глубинно-скоростной модели среды. «Геофизика» Выпуск №1. – 2017. – С.02-07.

9. Анисимов Р.Г. и др. Оценка достоверности структурных построений способом многовариантной томографии //Труды III Международной геолого-геофизической конференции и выставки" ГеоЕвразия 2020 Современные технологии изучения и освоения недр Евразии". – 2020. – Т. 2. – С. 209.

10. Овчинников К. Р. и др. Как и зачем моделировать волновые поля в сейсморазведке //Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. – 2022. – С. 117-137.

Подробнее об авторах



Анисимов
Руслан Гурьевич

Ведущий программист,
ООО «Сейсмотек».



Давлетханов
Ришат Талгатович

Ведущий геофизик,
Кандидат ф.-м. наук,
ООО «Сейсмотек».



Кунченко
Даниил Сергеевич

Геофизик,
ООО «Сейсмотек».



Овчинников
Кирилл Радиславович

Геофизик,
ООО «Сейсмотек».

Система ПАНГЕЯ® - компьютерные технологии для творческой работы геолога-геофизика

АО «Пангея», г. Москва.

Работа интерпретатора в геофизике – это всегда творчество, это всегда проверка многочисленных идей и предположений. И неслучайно, в ходу поговорка – «Два геолога – три мнения». Однако, решение должно быть всегда обосновано фактическими данными. Именно поэтому инструмент геофизика должен, с одной стороны, быть удобным и производительным, а с другой – иметь возможность реализации новых идей и алгоритмов.

АО «ПАНГЕЯ» — высокотехнологичная компания, ведущая с 1994 года разработку программного обеспечения для работы с большим объемом геофизических и геологических данных.

Традиции советской школы геологов и геофизиков, огромный опыт практических задач, современные компьютерные интеллектуальные технологии – вот слагаемые эффективности и востребованности программных решений, реализованных в программном комплексе «ПАНГЕЯ».

Система ПАНГЕЯ является отечественным программным комплексом, включает в себя наиболее ценные разработки российской геофизической школы и отлажена за 20 лет на сотнях проектов в различных сейсмогеологических условиях РФ, Ливии, Китая, Индии, Намибии, Ирака, Казахстана.

Увеличивались компьютерные мощности, менялись языки программирования, повышалась производительность вычислений, разрабатывались новые алгоритмы, но неизменной оставалась главная цель – предоставить геологу-геофизику надёжный инструмент, позволяющий реализовать и проверить любые геологические идеи.

Обработка и интерпретация всех видов геолого-геофизических данных, комплексное изучение залежей и геологическое моделирование, подсчёт запасов, составление проектов разработки и технологических схем, разработка программ увеличения нефтеотдачи. Дополняя лицензионное программное обеспечение лучших мировых производителей инновационными разработками, АО «Пангея» создаёт инструмент, позволяющий реализовывать широкое многообразие геологических концепций и практических идей при построении моделей месторождений углеводородов.

В состав Системы ПАНГЕЯ® входят следующие программные модули:

Интерпретация геофизических данных

• Подсистема ***ReViewT™*** - интерпретация данных сейсморазведки 2D/3D совместно с ГИС в трёхмерном пространстве. Включает в себя модуль ***MapMaker™***, позволяющий создавать и редактировать карты по сейсмическим и каротажным данным.

• Комплекс ***PetroExpert™*** - интерпретация данных ГИС и исследований керна.

• Комплекс ***Certainty™*** - геологическая интерпретация структурных карт, карт сейсмических атрибутов и (при наличии) карт, построенных по данным других полевых методов – гравиразведка, магниторазведка, электроразведка и геохимия, совместно с данными о параметрах пластов по скважинам.

Обработка сейсмических данных

• Подсистема ***PROspect™*** (детальный скоростной анализ на основе метода ПРО по финальным сейсмограммам ОГТ без введённых кинематических поправок

для получения суммарного разреза ПРО и разрезов средних и интервальных скоростей во временном и глубинном масштабах).

Возможности Системы ПАНГЕЯ®

ReView™

Стандартная интерпретация ***ReView Lite™*** позволяет:

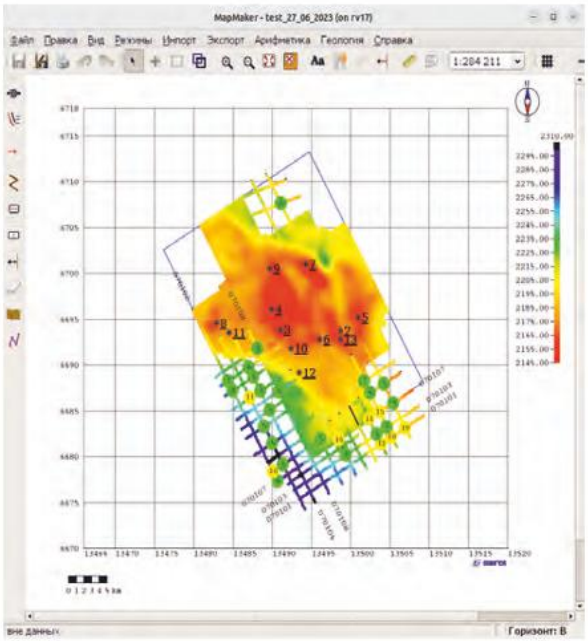
- загружать, импортировать, экспортировать, анализировать и править сейсмический и скважинный материал;

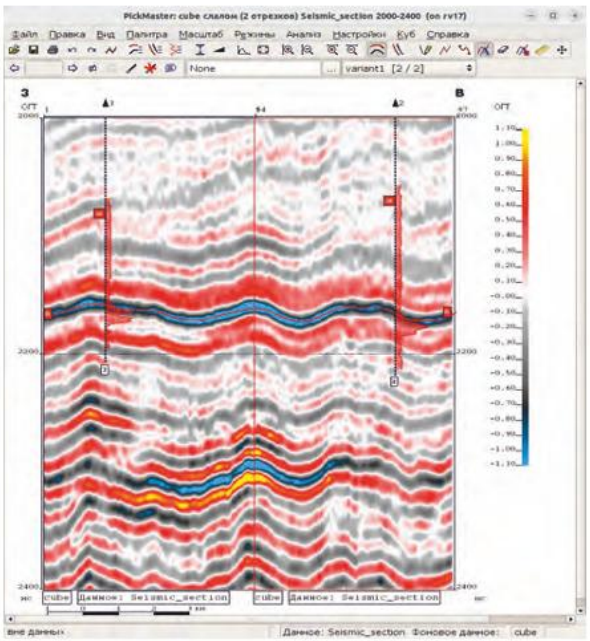
- увязывать сейсмические и скважинные данные, проводить корреляцию горизонтов и разломов, строить карты;

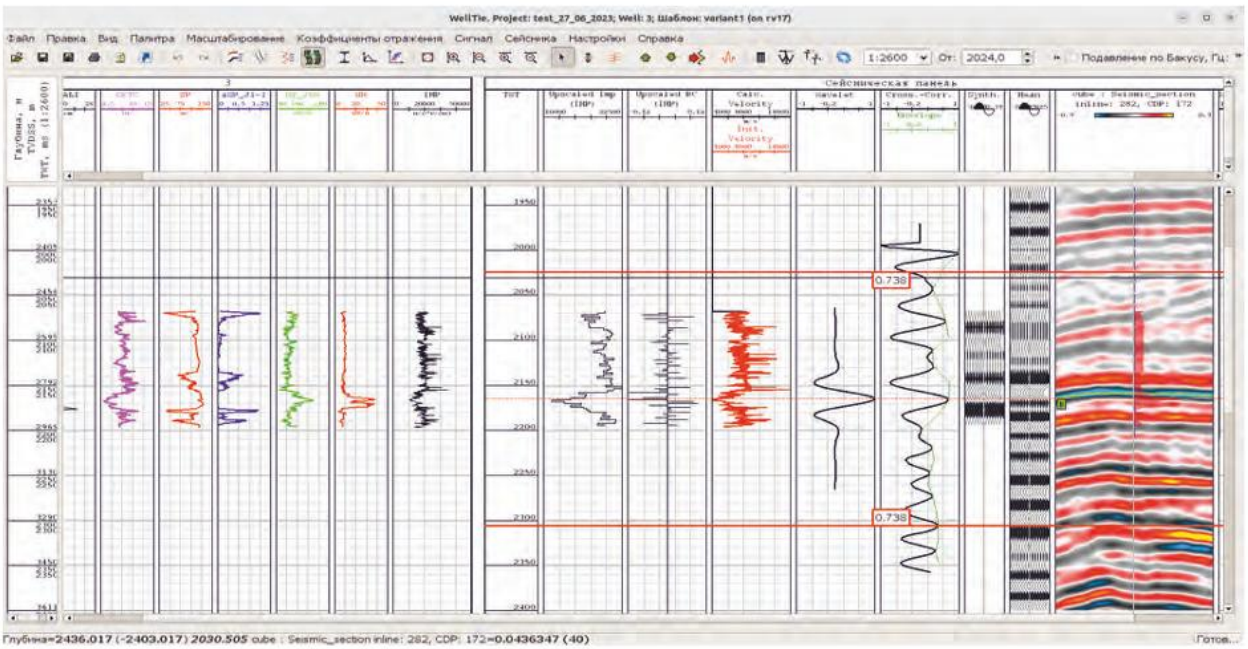
- проводить палеореконструкцию, рассчитывать спектры, получать гистограммы и кросс-плоты;

- работать с фрагментами сейсмических данных, делать любые математические преобразования атрибутов, изменять шаг дискретизации (без изменения частотного состава);

- рассчитывать интегральные динамические атрибуты вдоль отражающего



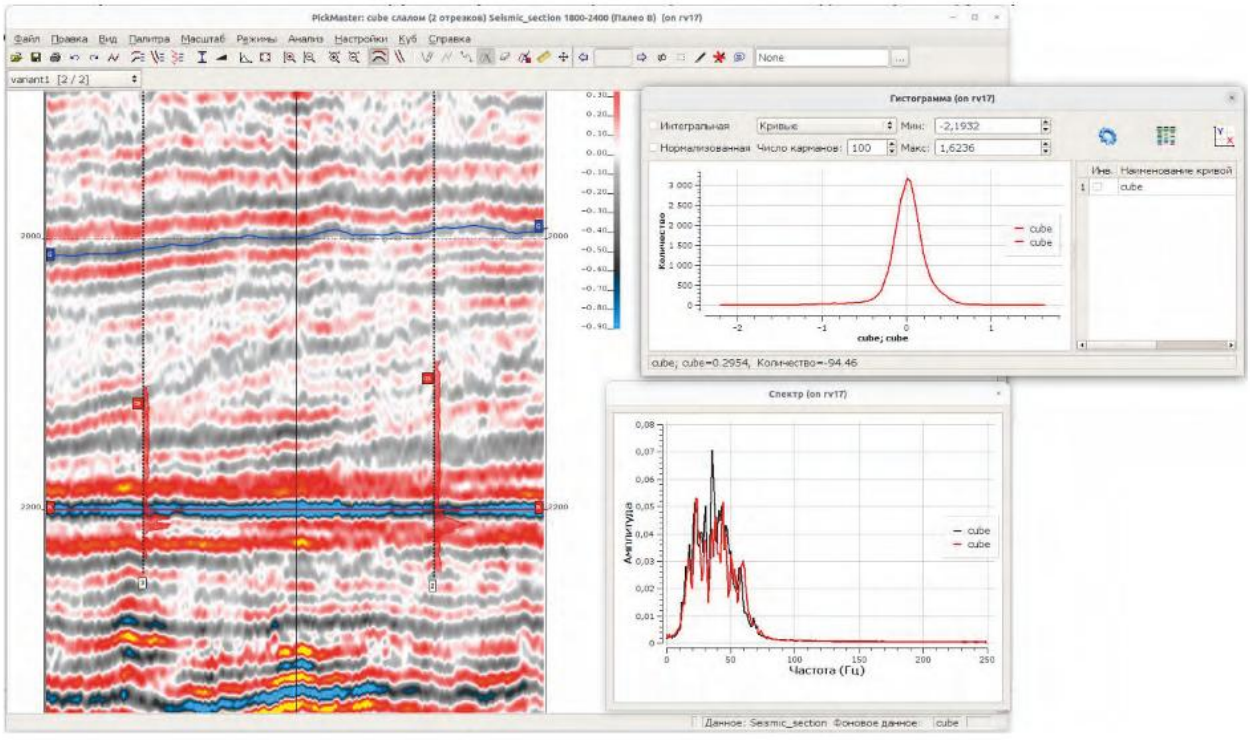


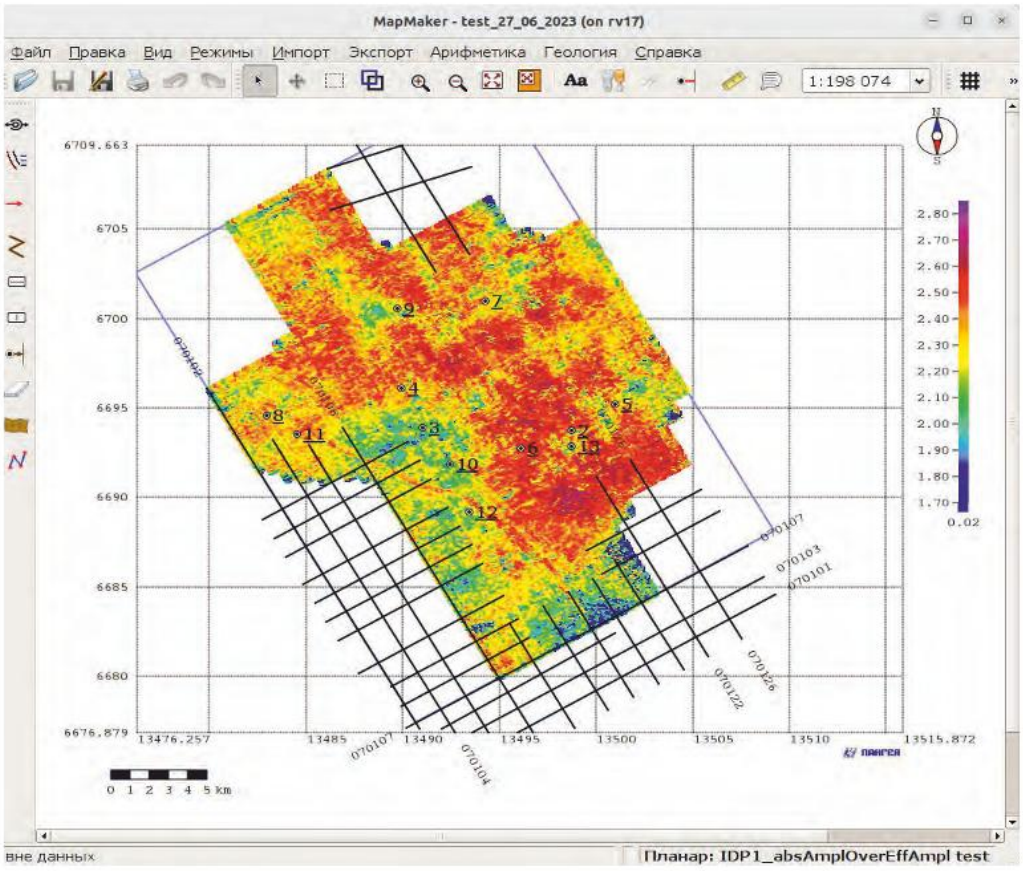


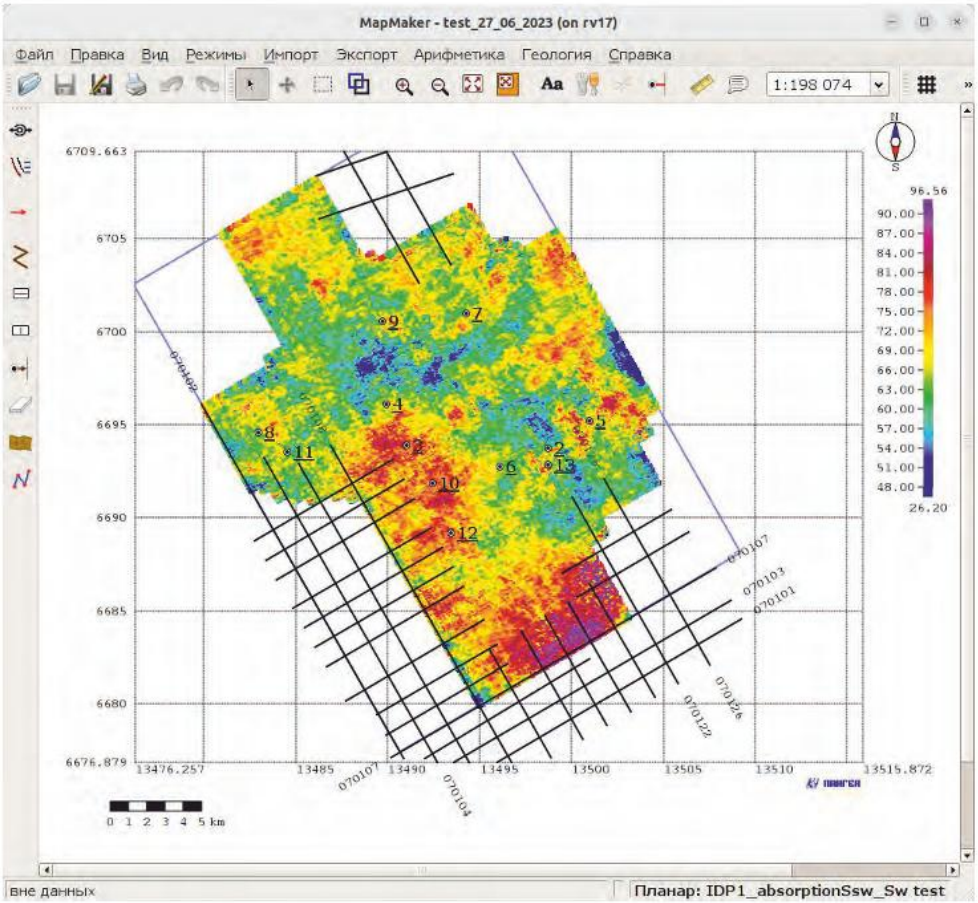
горизонта, в интервале между заданными двумя отражающими горизонтами;

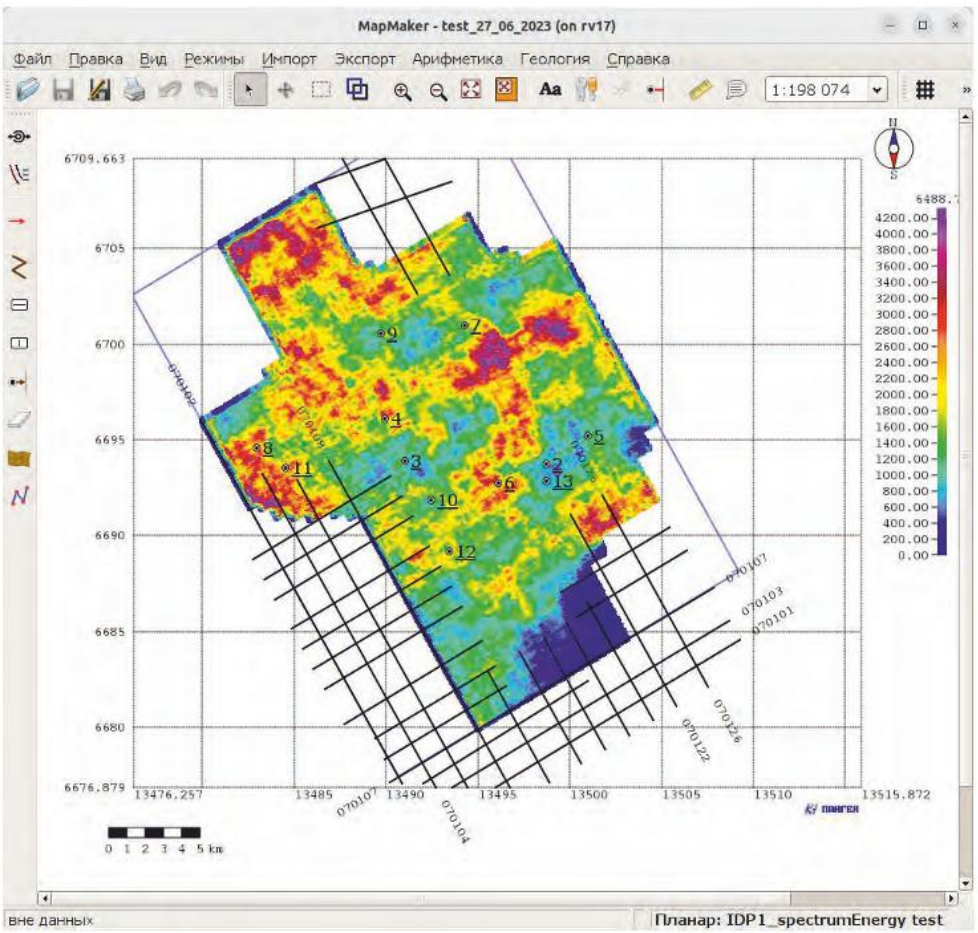
- создавать геологическую модель разреза, рассчитывать различные срезы: седиментационные, вдоль горизонта, по постоянному времени;

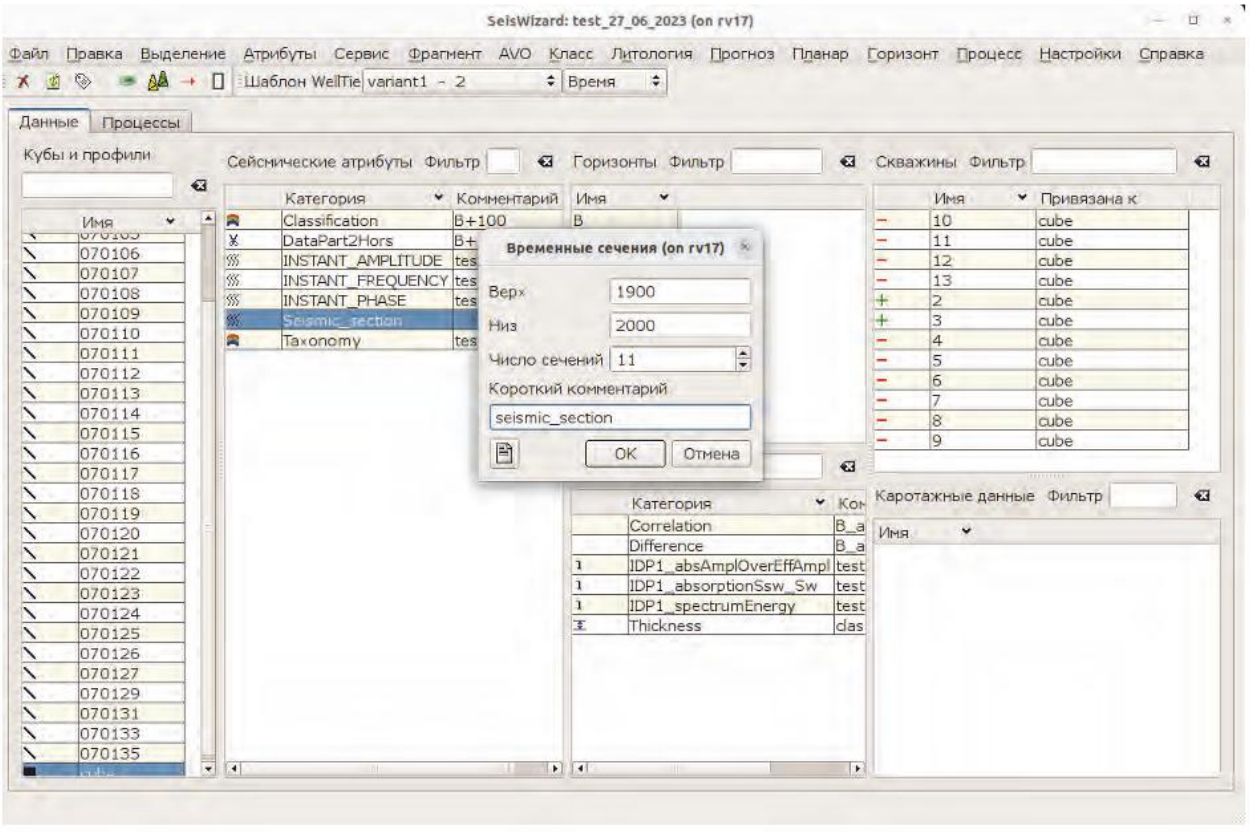
- рассчитывать временные толщины по диапазону значений, по выбранному классу или перечню классов.

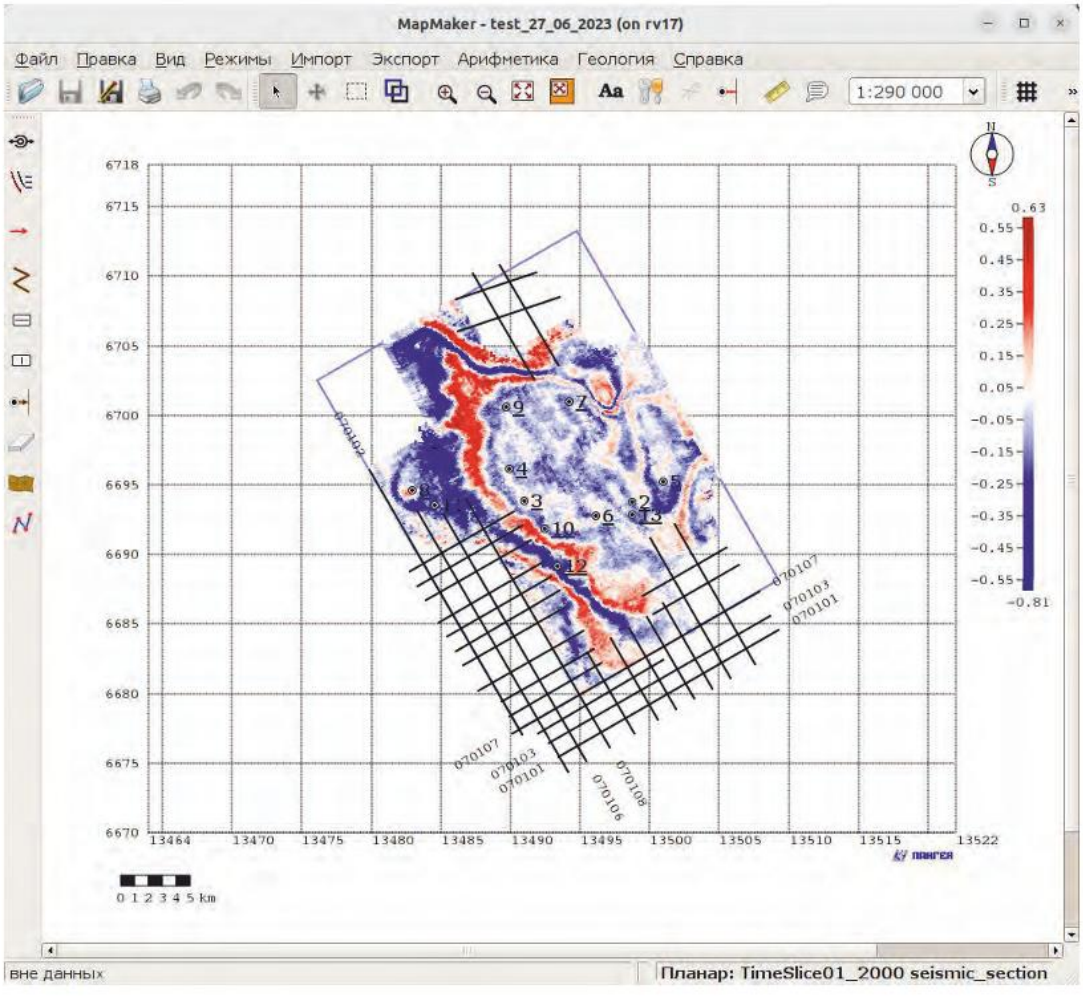


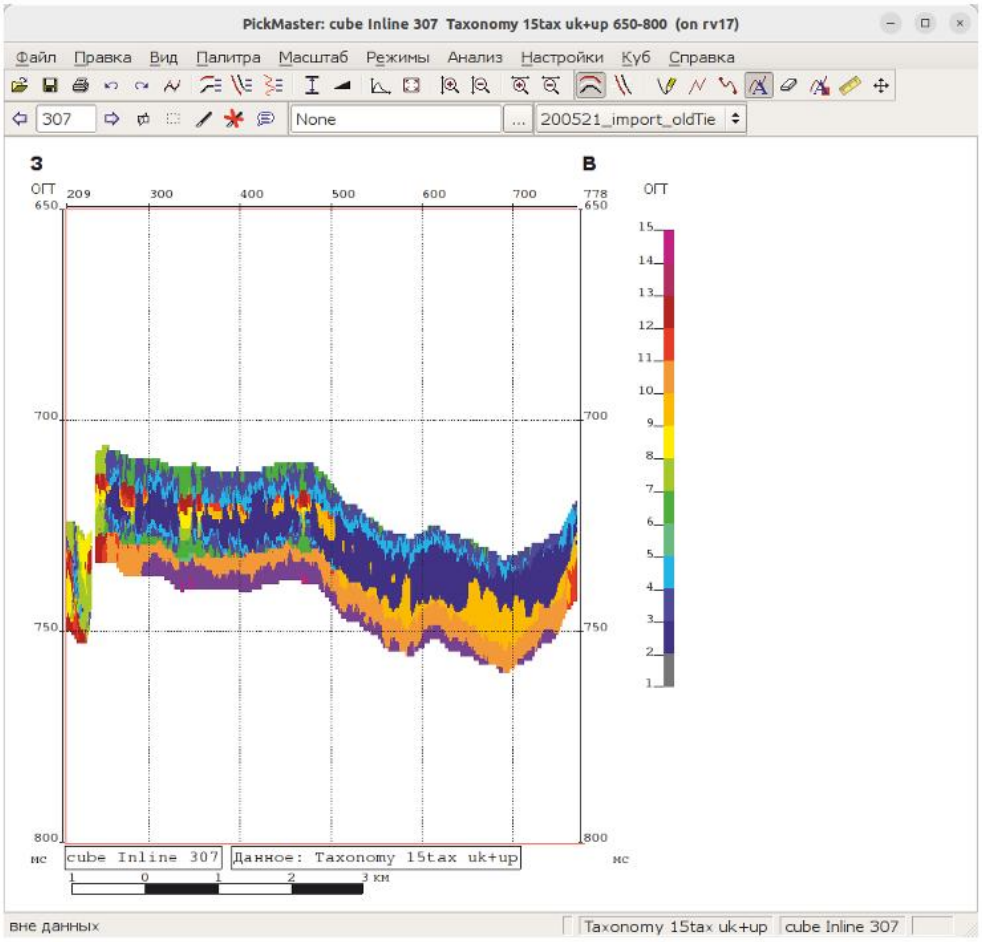


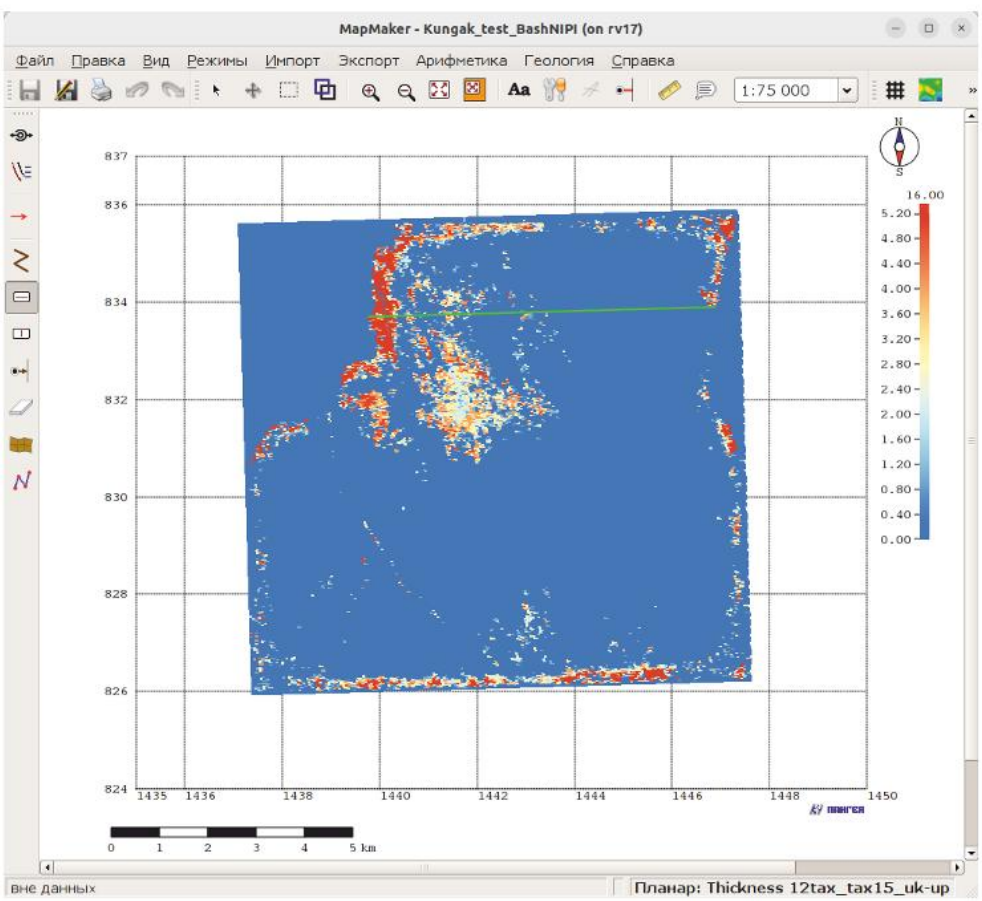

MapMaker - test_27_06_2023 (on rv17)
Файл Правка Вид Режимы Импорт Экспорт Арифметика Геология Справка
1:198 074
6709.663
6705
6700
6695
6690
6685
6680
6676.879
13476.257
13485
13490
13495
13500
13505
13510
13515.872
96.56
90.00
87.00
84.00
81.00
78.00
75.00
72.00
69.00
66.00
63.00
60.00
57.00
54.00
51.00
48.00
26.20
0 1 2 3 4 5 km
вне данных
Планар: IDP1_absorptionSsw_Sw test


MapMaker - test_27_06_2023 (on rv17)
Файл Правка Вид Режимы Импорт Экспорт Арифметика Геология Справка
1:198 074
6709.663
6705
6700
6695
6690
6685
6680
6676.879
13476.257
13485
13490
13495
13500
13505
13510
13515.872
4200.00
4000.00
3800.00
3600.00
3400.00
3200.00
3000.00
2800.00
2600.00
2400.00
2200.00
2000.00
1800.00
1600.00
1400.00
1200.00
1000.00
800.00
600.00
400.00
200.00
0.00
0 1 2 3 4 5 km
вне данных
Планар: IDP1_spectrumEnergy test


SeisWizard: test_27_06_2023 (on rv17)
Файл Правка Выделение Атрибуты Сервис Фрагмент AVO Класс Литология Прогноз Планар Горизонт Процесс Настройки Справка
Шаблон WellTie variant1 - 2
Время
Данные
Процессы
Кубы и профили
Сейсмические атрибуты Фильтр
Горизонты Фильтр
Скважины Фильтр
Имя
Категория
Комментарий
Classification
DataPart2Hors
INSTANT_AMPLITUDE
INSTANT_FREQUENCY
INSTANT_PHASE
Seismic_section
Taxonomy
Временные сечения (on rv17)
Верх 1900
Низ 2000
Число сечений 11
Короткий комментарий
seismic_section
OK
Отмена
Привязана к
Correlation
Difference
IDP1_absAmplOverEffAmpl
IDP1_absorptionSsw_Sw
IDP1_spectrumEnergy
Thickness
Каротажные данные Фильтр


MapMaker - test_27_06_2023 (on rv17)
Файл Правка Вид Режимы Импорт Экспорт Арифметика Геология Справка
1:290 000
0.63
0.55
0.45
0.35
0.25
0.15
0.05
-0.05
-0.15
-0.25
-0.35
-0.45
-0.55
-0.81
0 1 2 3 4 5 km
вне данных
Планар: TimeSlice01_2000 seismic_section

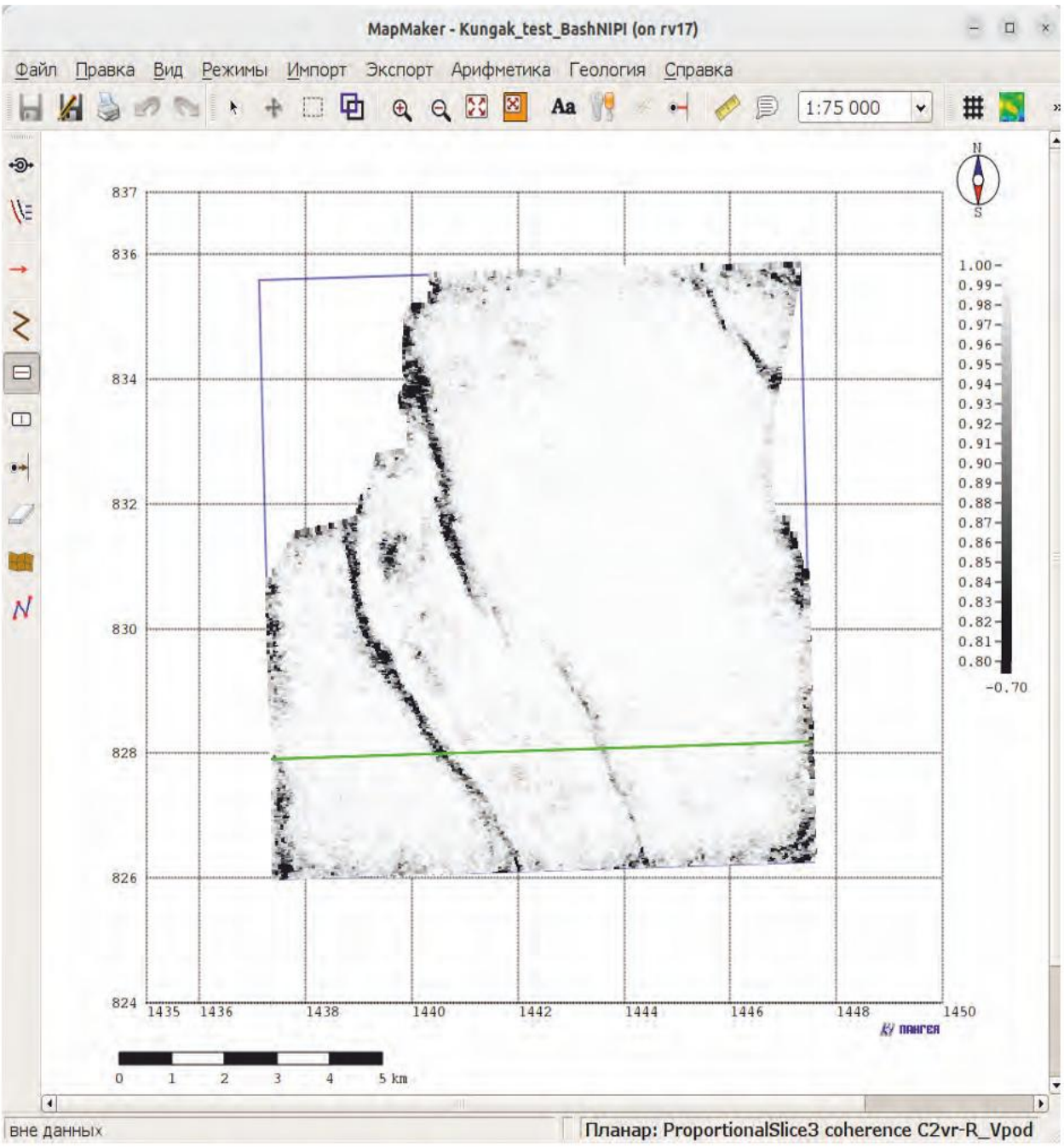

PickMaster: cube Inline 307 Taxonomy 15tax uk+up 650-800 (on rv17)
Файл Правка Вид Палитра Масштаб Режимы Анализ Настройки Куб Справка
307
None
200521_import_oldTie
З
В
ОГТ
209 300 400 500 600 700 778
650
700
750
800
ОГТ
15 14 13 12 11 10 9 8 7 6 5 4 3 2 1
мс
cube Inline 307
Данное: Taxonomy 15tax uk+up
1 0 1 2 3 км
вне данных
Taxonomy 15tax uk+up
cube Inline 307

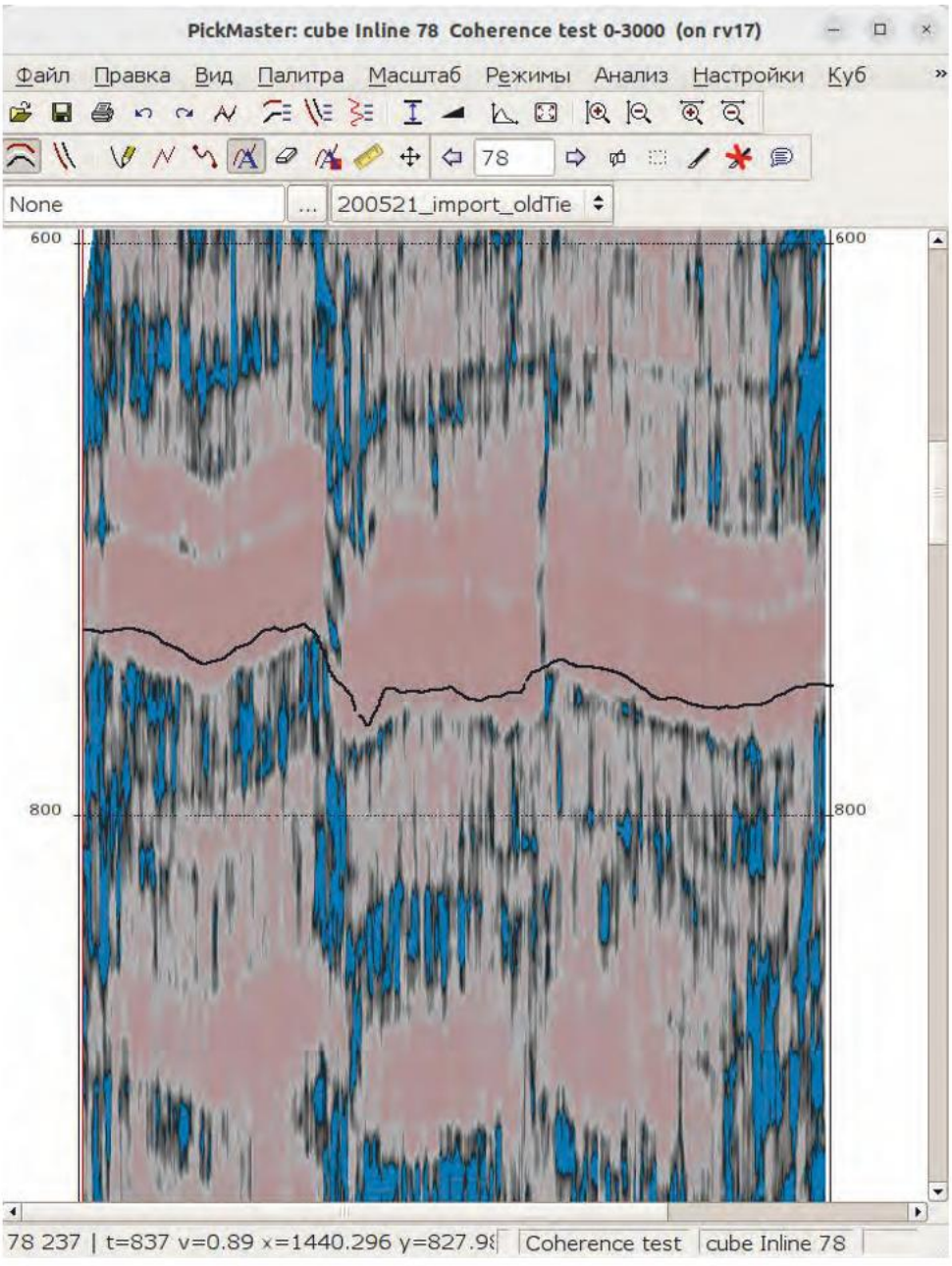

MapMaker - Kungak_test_BashNIPI (on rv17)
Файл Правка Вид Режимы Импорт Экспорт Арифметика Геология Справка
1:75 000
837 836 834 832 830 828 826 824
1435 1436 1438 1440 1442 1444 1446 1448 1450
16.00
5.20 4.80 4.40 4.00 3.60 3.20 2.80 2.40 2.00 1.60 1.20 0.80 0.40 0.00
0 1 2 3 4 5 km
вне данных
Планар: Thickness 12tax_tax15_uk-up

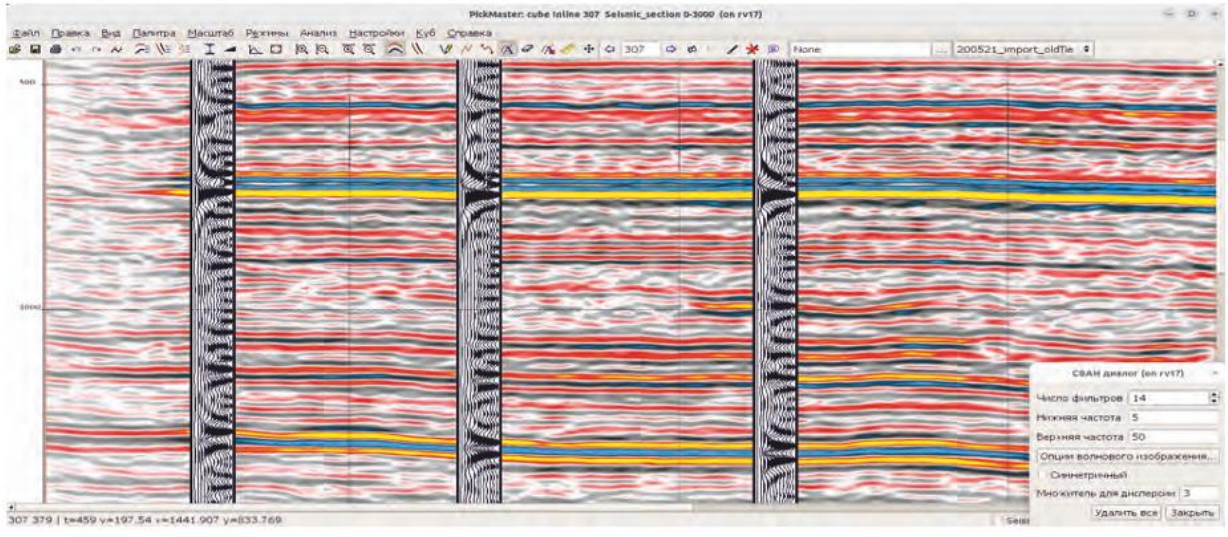
Углубленная интерпретация ReView™

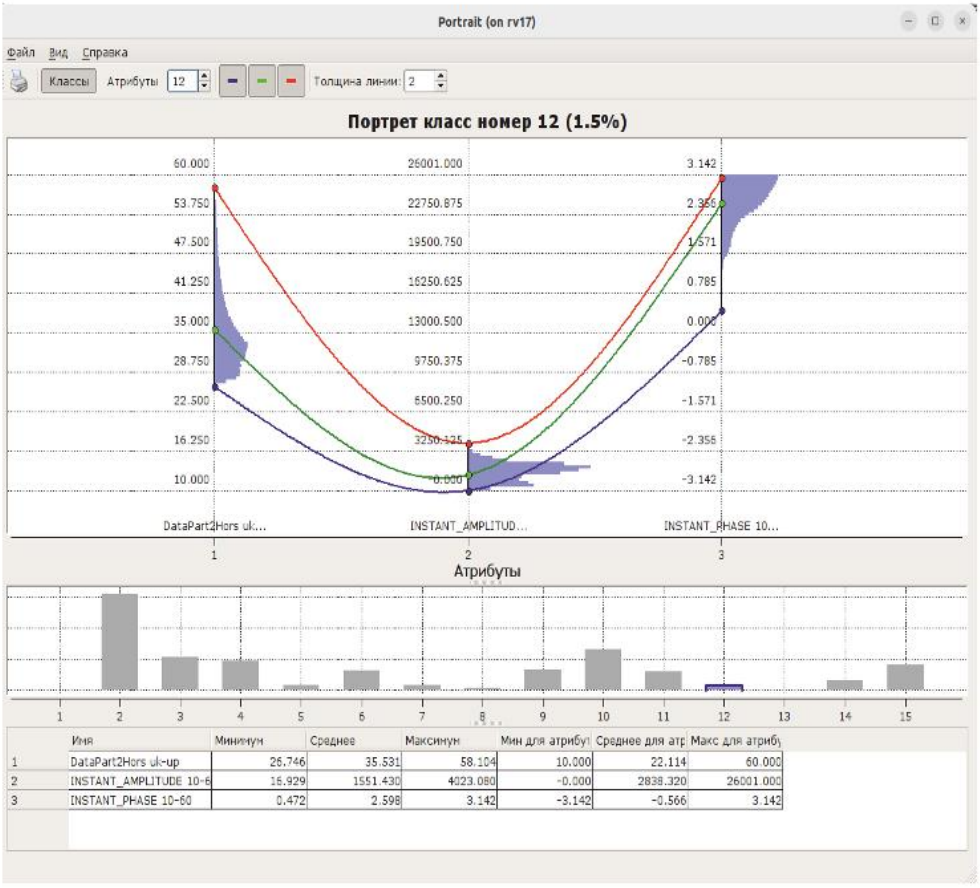
Место геофизика-интерпретатора для углубленной интерпретации сейсмических данных, позволяет:

- получить куб когерентности;
- выполнить СВАН (спектрально - временной анализ по разрезу);
- проанализировать результаты спектральной декомпозиции;
- выполнить качественную классификацию разрезов/кубов с выделением портретов классов;
- осуществить прогноз данных ГИС на профилях или по кубу по многомерным сейсмическим атрибутам - конверсию ***CSP™***, основанную на четырех различных алгоритмах;
- визуализировать совместно различные данные и результаты в трехмерном пространстве, выделять в пространстве геологические тела - Volume ViewerTM.

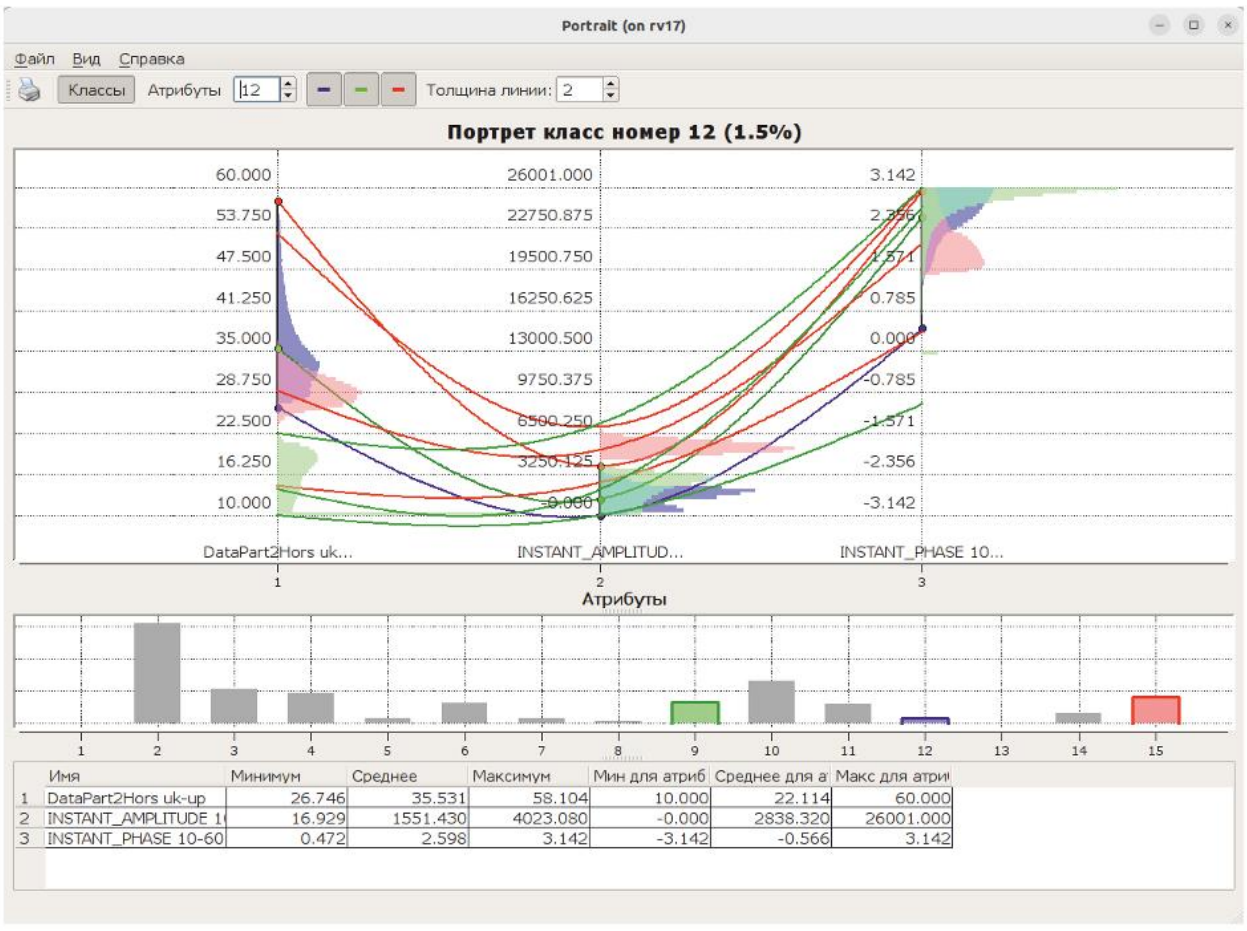



PickMaster: cube Inline 78 Coherence test 0-3000 (on rv17)
Файл Правка Вид Палитра Масштаб Режимы Анализ Настройки Куб
78
None
200521_import_oldTie
600
800
78 237 | t=837 v=0.89 x=1440.296 y=827.9
Coherence test
cube Inline 78

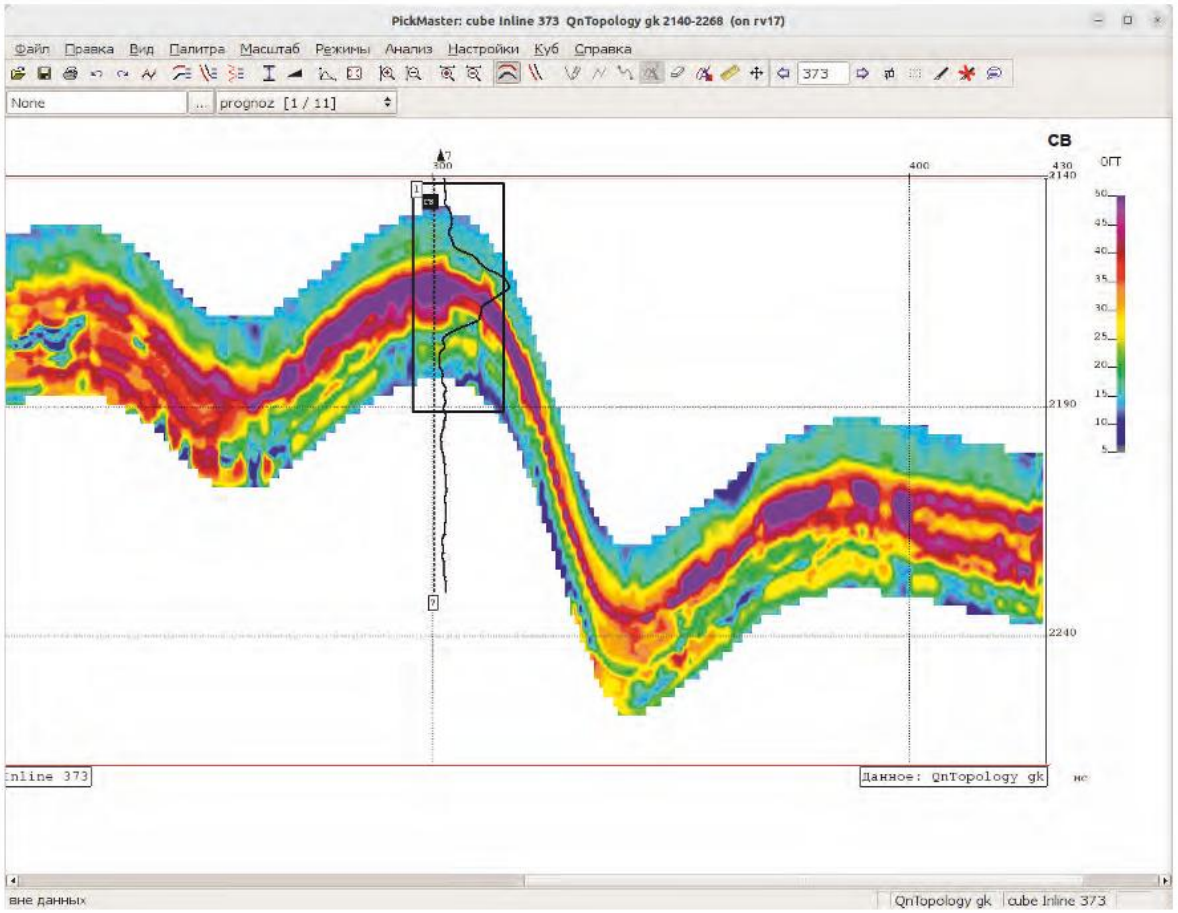


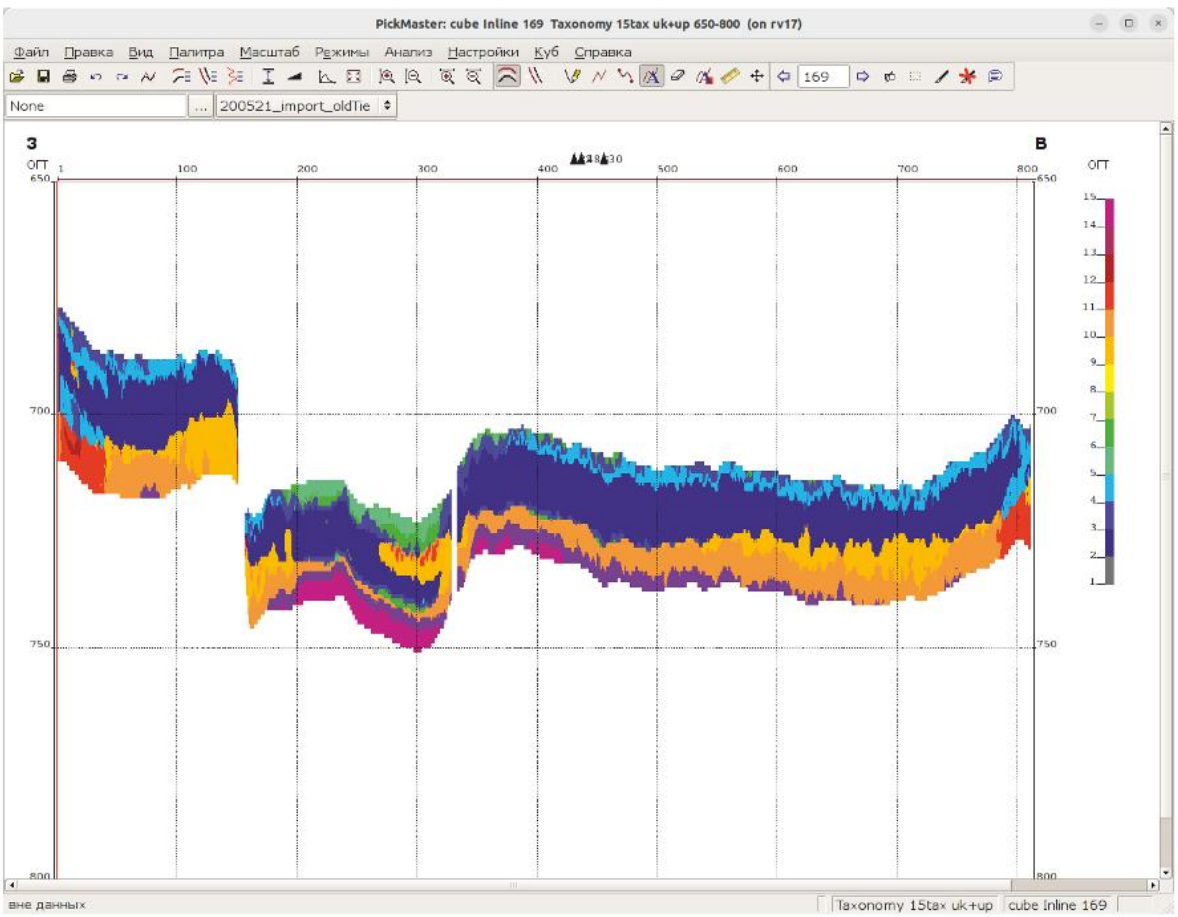


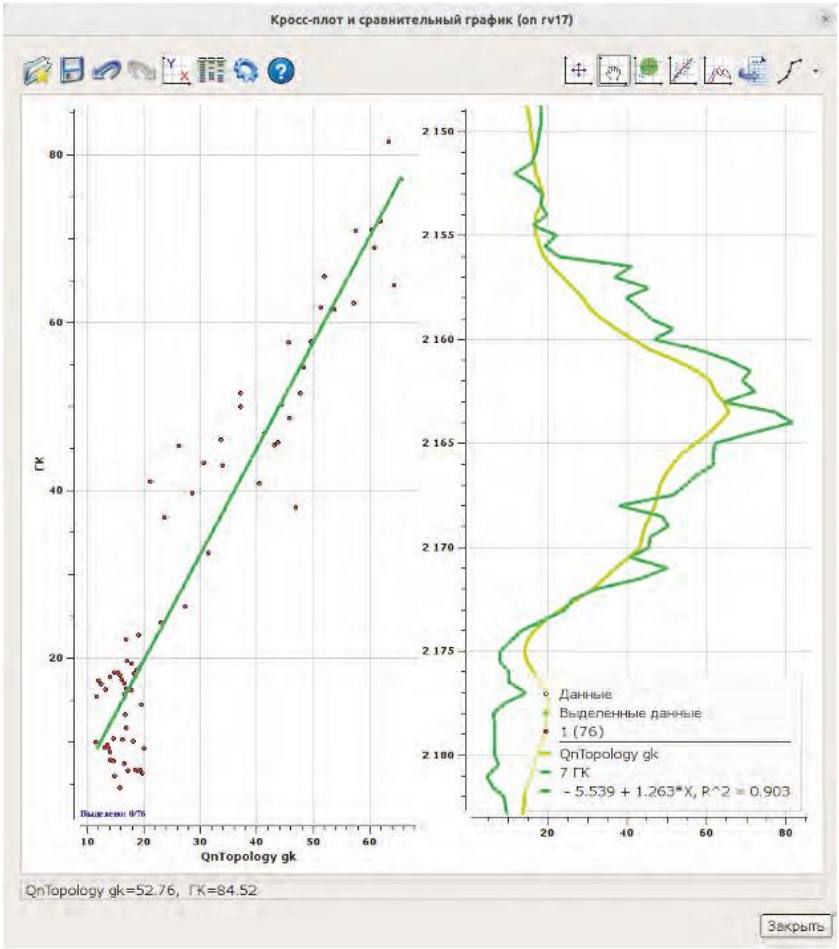
	Имя	Минимум	Среднее	Максимум	Мин для атрибут	Среднее для атр	Макс для атриб
1	DataPart2Hors uk-up	26.746	35.531	58.104	10.000	22.114	60.000
2	INSTANT_AMPLITUDE 10-6	16.929	1551.430	4023.080	-0.000	2838.320	26001.000
3	INSTANT_PHASE 10-60	0.472	2.598	3.142	-3.142	-0.566	3.142

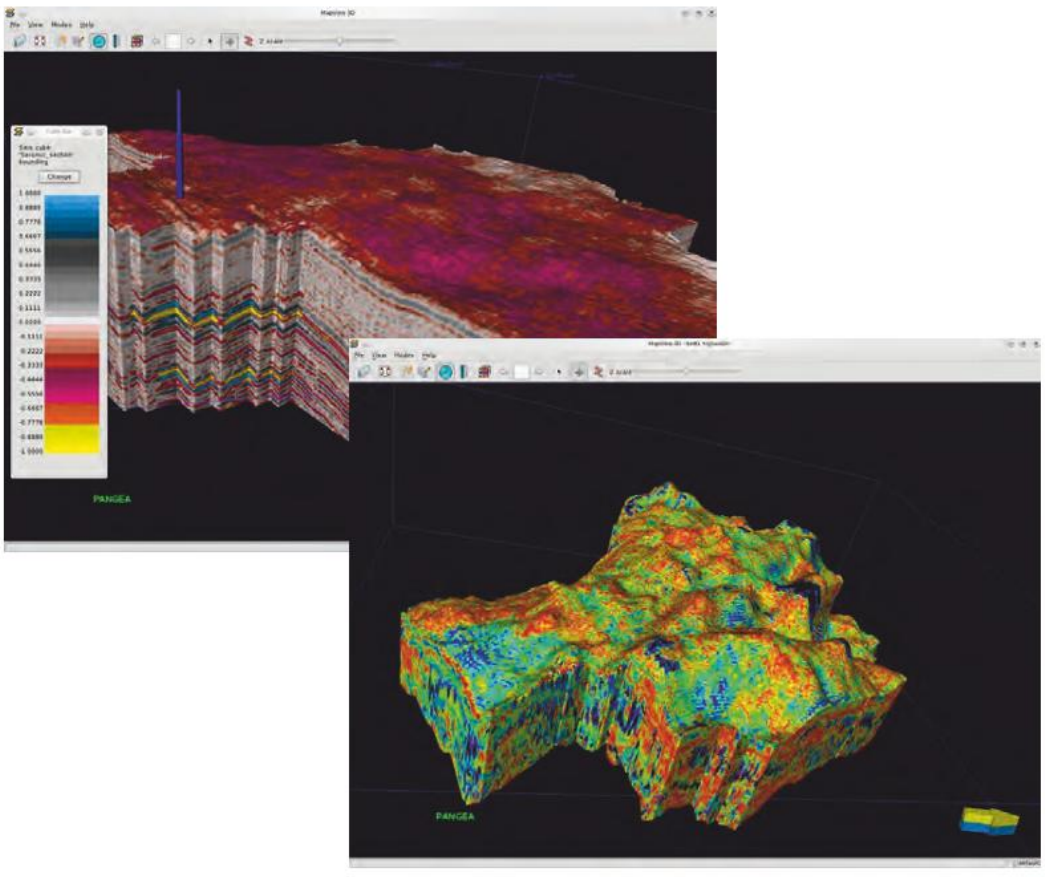


	Имя	Минимум	Среднее	Максимум	Мин для атриб	Среднее для а	Макс для атри
1	DataPart2Hors uk-up	26.746	35.531	58.104	10.000	22.114	60.000
2	INSTANT_AMPLITUDE 1(	16.929	1551.430	4023.080	-0.000	2838.320	26001.000
3	INSTANT_PHASE 10-60	0.472	2.598	3.142	-3.142	-0.566	3.142


PickMaster: cube Inline 373 QnTopology gk 2140-2268 (on rv17)
Файл Правка Вид Палитра Масштаб Режимы Анализ Настройки Куб Справка
None
prognoz [1 / 11]
373
СВ
ОГТ
2140
2190
2240
Inline 373
Данное: QnTopology gk
вне данных
QnTopology gk
cube Inline 373


PickMaster: cube Inline 169 Taxonomy 15tax uk+up 650-800 (on rv17)
Файл Правка Вид Палитра Масштаб Режимы Анализ Настройки Куб Справка
None
200521_import_oldTie
169
З
В
ОГТ
650
700
750
800
вне данных
Taxonomy 15tax uk+up
cube Inline 169


Кросс-плот и сравнительный график (on rv17)
ГК
QnTopology gk
Данные
Выделенные данные
1 (76)
QnTopology gk
7 ГК
- 5.539 + 1.263*X, R^2 = 0.903
QnTopology gk=52.76, ГК=84.52
Закрыть

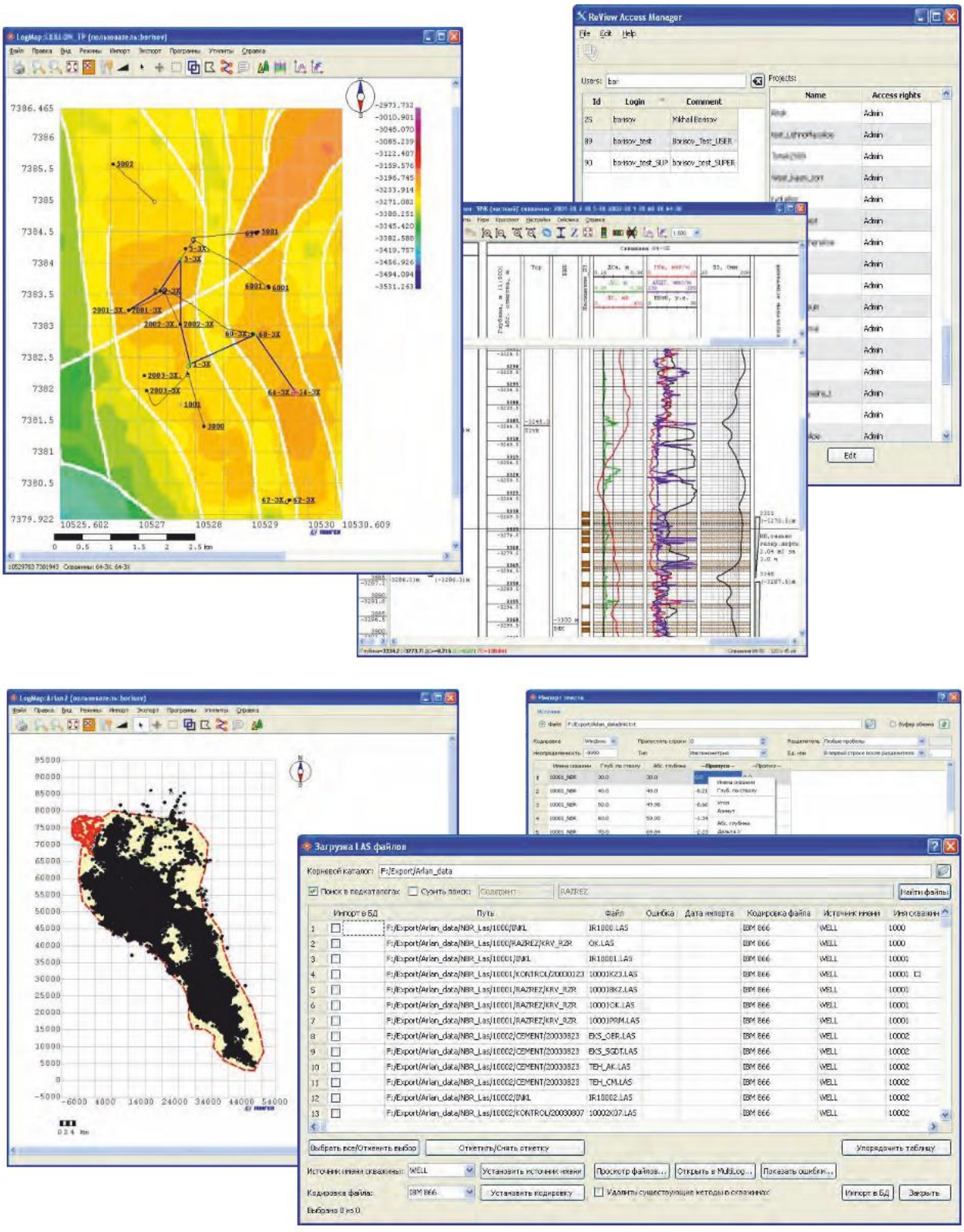

PANGEA
PANGEA

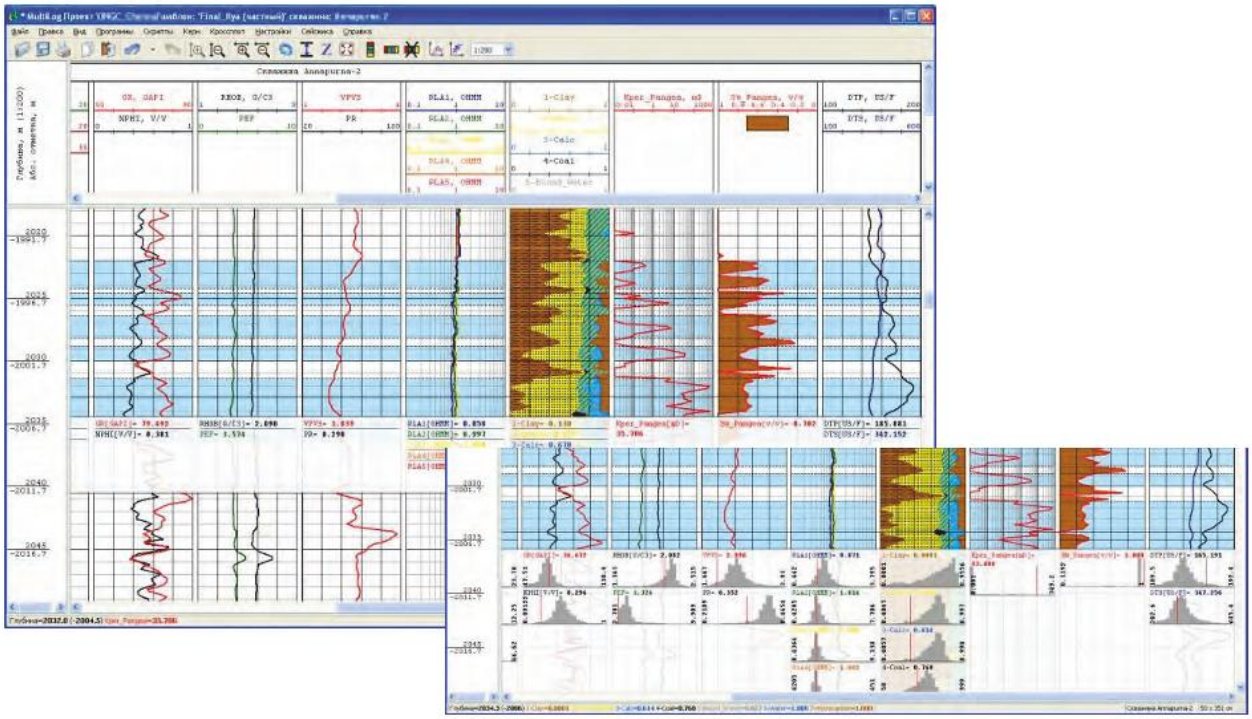
PetroExpert™

Для решения задач стандартной интерпретации данных ГИС предлагаются программы:

MultiLog™, ***LogMap™***, реализующие основные возможности подсистемы ***PetroExpert™***, такие, как:

- Многопользовательская работа, в едином информационном пространстве





для совместной работы нескольких отделов (Геологи, ГИС, Сейсмики), общие курсоры для разных приложений на одном рабочем месте;

• Массовые операции импорта, экспорта данных из LAS файлов и любых табличных форматов;

• Всесторонняя визуализация для быстрого или углубленного анализа входных данных и результатов на кросс-плотах, гистограммах, планшете;

• Поиск данных и отображение на плане скважин;

• Нормировка данных, в том числе наклонными граничными линиями (глин, песков);

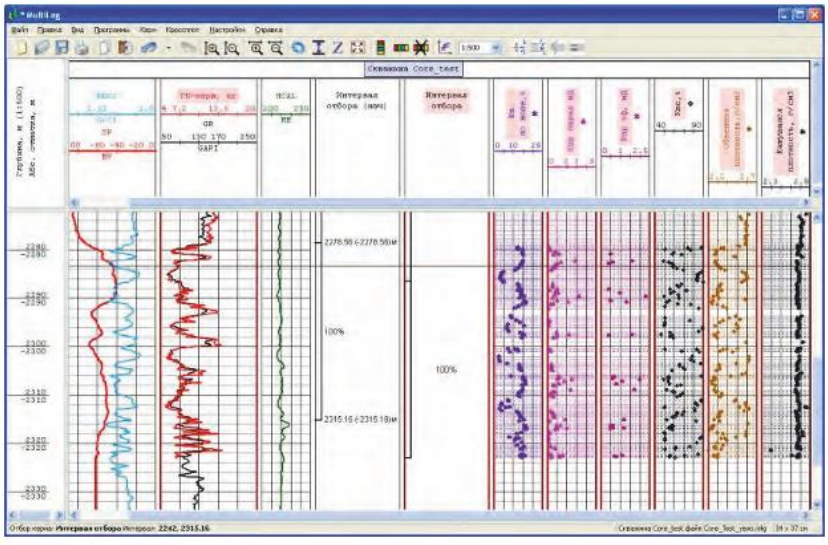
• Работа с керном, увязка, построение связей керн-ГИС;

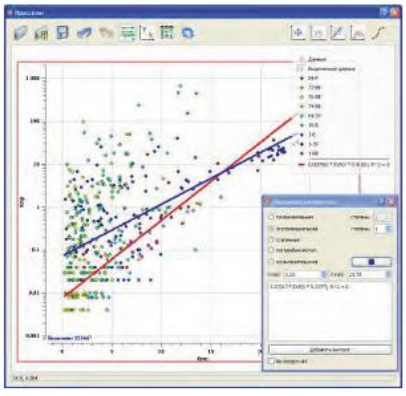
• Поиск данных и отображение на плане скважин;

• Нормировка данных, в том числе наклонными граничными линиями (глин, песков);

• Работа с керном, увязка, построение связей керн-ГИС;

• Реализация интерпретационных





алгоритмов, в том числе с открытым исходным кодом и пользовательским интерфейсом;

• Построение схем корреляции;

• Подготовка отчётной графики и табличных приложений, в том числе: настраиваемый штамп, экспорт сводных таблиц интерпретации, печать планшетов на плоттер.

Углубленная интерпретация данных ГИС и керна

Программный комплекс ***ModERn™***, входящий в ***PetroExpert™*** позволяет проводить статистическую обработку данных, в которую включены средства:

• для регрессионного, дискриминантного, факторного, кластерного анализа;

• построения робастных регрессий;

• методы «раскопок» данных (data mining) - включены методы построения самоорганизующихся карт Кохонена и нелинейного проецирования Самана.

А также присутствуют специализированные модули обработки данных каротажа и керна:

• обработка данных гранулометрии (включая визуализацию, расчёт медианы, сортировки, высших моментов и иной информация для генетических диаграмм);

• обработка данных о кривых капиллярного давления с расчетом кривых фазовых проницаемостей и подсчетом функции Леверетта;

• интерактивные методы преобразования и обработки данных - интерпретатор формул, поддерживающий работу с библиотеками пользователей;

• специализированные средства оценивания петротипов пород, основанные на формализации опыта и знаний интерпретаторов;

• средства визуальной работы с петрофизическими знаниями - моделями, формализуемыми для петротипов;

• методы альтернативной интерактивной экспресс-настройки петрофизических моделей;

• методы полуавтоматической настройки коэффициентов петрофизических моделей;

• методы нелинейного оценивания (оптимизации) - точного численного обращения петрофизических моделей для заданных петротипов.

Certainty™

Предназначена для комплексного анализа геолого-геофизических карт, слайсов кубов и скважинных данных с целью совместной визуализации информации, выделения целевых объектов и прогноза свойств пластов по площади при полном контроле неопределенностей и геологических рисков.

Возможности, реализованные в системе ***Certainty™***, могут быть использованы для построения наиболее адекватных геологических моделей на всех стадиях геологоразведочных работ – от региональных поисков до эксплуатации месторождений.

Certainty™ является не просто набором инструментов для решения как типовых, так и уникальных задач геологического моделирования среды, но и сборником методических приемов. Использование апробированных графов интерпретации позволяет получать оптимальные решения в кратчайшие сроки. Новые интерпретационные графы, отвечающие насущным запросам пользователей, могут создаваться ими самостоятельно, без участия разработчиков программного обеспечения.

Подсистема ***Certainty™*** снабжена подробной документацией на русском и английском языках. Большинство счётных программ, помимо описания мате-

матических алгоритмов и управляющих параметров, сопровождаются методическими рекомендациями для наиболее корректного их использования.

Основные модули системы Certainty™:

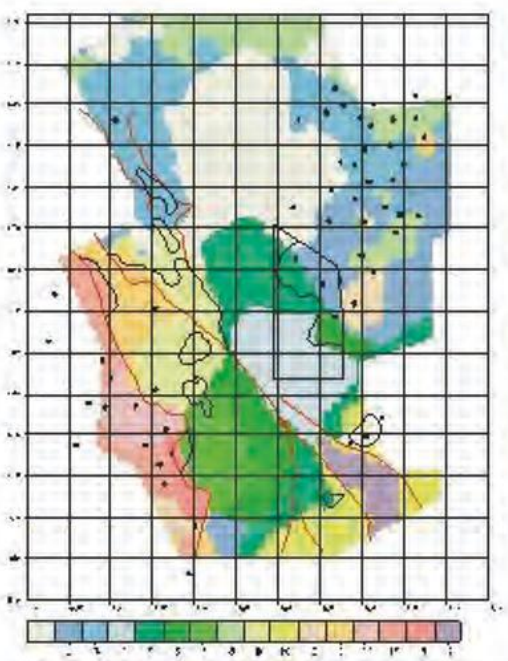
• Базовый - организация работы над проектами, поддержка единой геологической модели, связь с внешними системами, управление базой данных проекта, визуализация;

• Картопостроение - создание и редактирование карт, в т.ч. и с учётом тектонических нарушений;

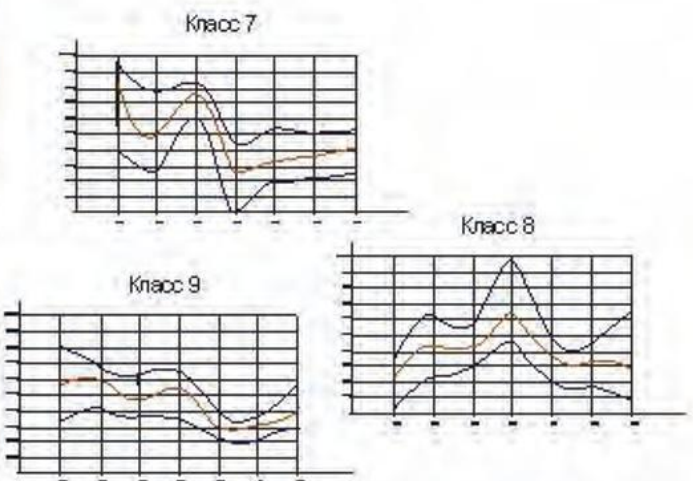
• Трансформации – различные преобразования карт, вычисление локальных и трендовых составляющих, математические и логические операции с картами;

• Анализ данных - анализ связей между картами и скважинными данными;

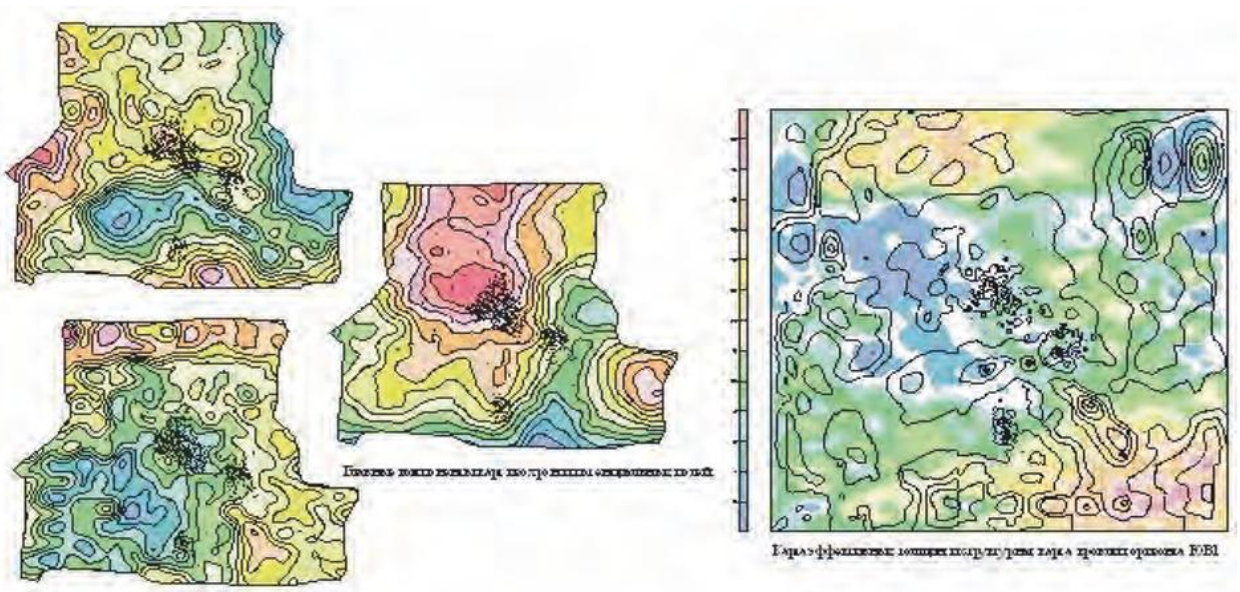
• Районирование – комплексное геолого-тектоническое районирование территорий;

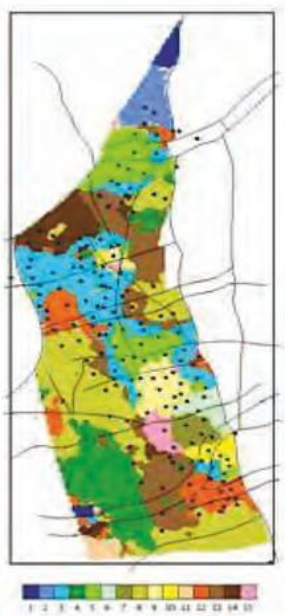


Карта классов с различной историей погружения

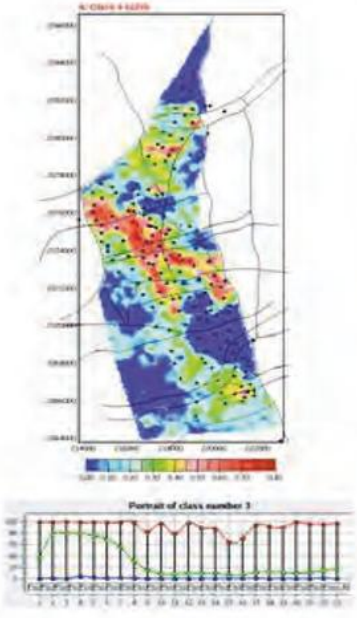


История погружения различных блоков

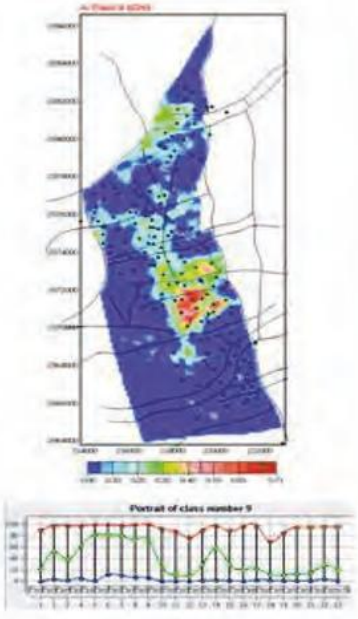




Зонирование продуктивного пласта по проницаемости



Зона высокой проницаемости в верхней части разреза



Зона высокой проницаемости в средней части разреза

• Прогноз – прогноз коллекторских свойств пластов и других параметров среды;

• Линеаменты – анализ линеаментов;

• Оценка ресурсов – оценка ресурсов изучаемого объекта.

•

Алгоритмы, реализованные в подсистеме ***Certainty™***, обеспечивают решение основных задач нефтяной геологии:

• Технология “Реконструкция тектонической истории”;

• Технология «Поиск аналогов»;

• Технология «Выделение перспективных площадей»;

• Технология «Прогноз параметров»;

• Технология «Анализ разработки».

Для удобства пользователя система CertaintyTM предоставляет следующие возможности:

• планирование работ над проектами;

• описание данных в терминах единой геологической модели;

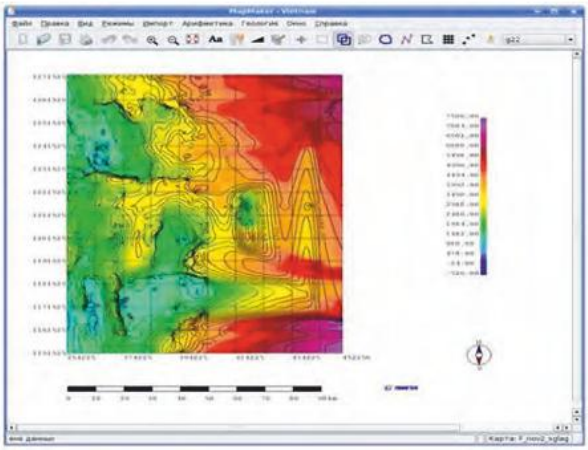
• поддержка вариантов исходных данных и результатов, и восстановление истории их получения;

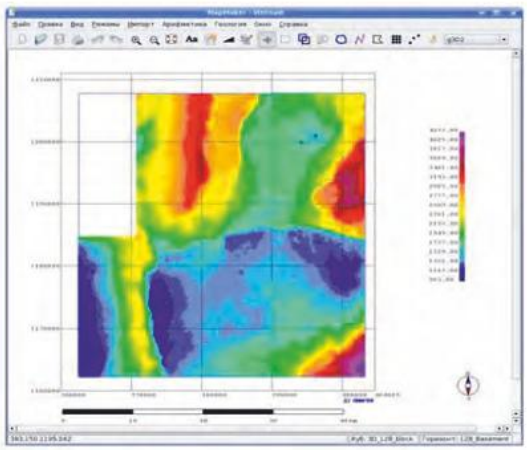
• создание графов интерпретации.

MapMaker

Модуль ***MapMaker*** позволяет:

• отображать карты, сейсмические горизонты, план скважин;





• строить карты по сейсмическим и каротажным данным;

• редактировать карты;

• выполнять операции импорта-экспорта;

• проводить арифметические операции над картами;

• строить структурные карты и карты изобар.

Система ПАНГЕЯ®: взгляд изнутри

Гривко Игорь Леонидович, руководитель группы разработки АО «ПАНГЕЯ» о программном обеспечении, созданном в Компании:

«Основное отличие программного продукта ПАНГЕЯ - применение многомерного комплексирования. Механизм позволяет на основе различных кубов свойств создавать наиболее полные, точные модели месторождений. Доразведка, подсчёт запасов, картирование, оценка перспектив бурения - спектр задач, которые решает софт, очень широкий.

В первую очередь, в силу универсальности методологии.

Безусловно, многомерное комплексирование не так широко распространено, как традиционные методы построения геологических моделей. Но компания обладает колоссальным опытом, в том числе - в развитии и модернизации Продукта, в огромном количестве интерпретационных проектов, в продвижении на международном рынке, и это подтверждает нашу конкурентоспособность.

Кейсы успешного партнёрства есть в Китае, Индии, Латинской Америке - Пангея прошла большой путь, который продолжается и сейчас».

Мнение Пользователя

Баскакова Галина Владимировна, К.г.-м.н., главный специалист отдела промыслово-геофизических и сейсморазведочных работ, Газпром Интернэшнл Лимитед:

«За последние несколько лет с Российского рынка ушли многие поставщики широко используемого программного обеспечения (ПО) для динамической интерпретации сейсмических данных (модуль ReView ПО «ПАНГЕЯ»). При поисках альтернативных вариантов наш выбор остановился на ПАНГЕЯ. Программное обеспечение должно было подходить под реализацию таких задач, как анализ качества сейсмических данных, расчет сейсмических атрибутов, поиск зависимостей этих атрибутов с данными ГИС, прогноз карт ФЭС. Помимо стандартной интерпретации сейсмических данных, привязки скважинных данных, в ПАНГЕЯ реализованы уникальные алгоритмы для построения объемных литоклассификаций, много инструментов для контроля качества полученных результатов в виде гистограмм и кросс-плотов, оценки амплитудно-частотных характеристик сейсмических данных. Отдельно упомянем инструмент для работы с координатами 2D/3D сейсморазведочных данных, позволяющий проводить с ними арифметические действия, что актуально для большинства российских проектов с условными координатами.

Наличие вышеперечисленных инструментов позволяет быстро оценить работу специалистов подрядной организации. Одним из преимуществ является удобный пользовательский интерфейс и понятная организация структуры рабоче-

го пространства. Также отмечена стабильная работа модулей при загрузке больших объемов данных. В качестве несомненных преимуществ стоит отметить невысокую стоимость программы с постоянной поддержкой специалистами компании.

В качестве перспектив применения ПО мы видим использование его для задач интерпретационного сопровождения обработки сейсмических данных и их дальнейшей количественной интерпретации.

В дальнейшем ПАНГЕЯ имеет высокие перспективы развития своего программного обеспечения. Прежде всего за счет большей освещенности о возможностях разных модулей для потенциальных пользователей на конференциях, собственно-организованных мероприятиях, за счет тестовых проектов и совместных публикаций материалов с недропользователями. Это позволит привлечь новых клиентов, расширить круг пользователей ПО, а следовательно, получить больше возможностей для расширения функционала.»

Заключение

Система **ПАНГЕЯ®** - Компьютерная система построения геолого-геофизических моделей месторождений нефти и газа, зарегистрированная в Российском агентстве по патентам и товарным знакам (Роспатент), свидетельство №990803 от 11 ноября 1999г.

Алгоритмы Системы **ПАНГЕЯ®** имеют официальные рекомендации ГКЗ РФ и широкую практику применения при подсчете запасов. Технология CSPTM конверсии сейсмических данных в псевдокаротаж, реализованная в подсистеме ***ReView™***, а также технология построения структурных карт из подсистемы ***Certainty™***, рекомендованы к применению в «Методических инструкциях по применению данных сейсморазведки при подсчете запасов» (утверждены МПР РФ в 2006 г.)

Система ПАНГЕЯ® - это связь лучших идей советской школы геологии с компьютерными технологиями XXI века.

Возможности использования технологии EEI для повышения эффективности определения коллекторских свойств: теоретические основы и практическое применение

Адамович О.О., Бадалян Э.А., Санкт-Петербургский горный университет, г . Санкт-Петербург.

Аннотация. В статье рассмотрена технология интерпретации данных сейсморазведки на основе понятия расширенного упругого импеданса (extended elastic impedance - EEI). Проанализировано влияние различных аспектов на результат выполнения технологии EEI и приведены примеры, подтверждающие эффективность использования данной технологии для определения петрофизических параметров изучаемых резервуаров.

Ключевые слова: AVO-анализ, EEI, сейсмическая интерпретация.

Введение

Геоэкономические изменения, произошедшие в мире за последние несколько лет, значительным образом повлияли на рынок нефти и газа, а также на задачи, поставленные перед геофизиками-практиками. «Простые» месторождения на сегодняшний день открыты и разведаны, а многие другие находятся в стадии разработки и добычи. Несмотря на произошедшие изменения, сейсморазведка остается ведущим методом для изучения свойств коллекторов. Однако повышаются требования к достоверности результатов интерпретации данных. Традиционно основная задача метода состоит в прогнозировании глубинной структуры резервуара. Прогнозирование петрофизических параметров пластов и их насыщения или динамическая интерпретация зачастую рассматривается как вторичная задача метода.

Долгое время основой для динамической интерпретации служила модель нормально падающей волны и прогнозирование свойств резервуара на основе акустического импеданса пластов. Внедрение в практику методики изучения амплитуд отраженных волн от удаления с целью извлечения литологической информации и определения типа флюидонасыщения потенциальных коллекторов позволило существенно повысить эффективность метода сейсморазведки для решения геологических задач. Такой подход к интерпретации данных получил название «AVO-анализ» (amplitude-variation-with-offset).

Однако на данный момент AVO-анализ имеет ограниченный успех для решения задач нефтегазовой геологии. Это может быть связано как с физическими ограничениями разрешающей способности сейсморазведки или свойствами целевых пластов, так и с применяемой методикой полевых работ, технологиями обработки данных или методикой выполнения AVO-анализа.

В данной статье рассмотрены основные аспекты AVO-анализа и одной из его модификаций - расширенного упругого импеданса, которая, по мнению авторов, незаслуженно имеет ограниченное распространение на российском рынке сейсморазведочных услуг.

История становления AVO-анализа

В конце 60-х годов прошлого столетия сейсмические данные стали использоваться для прямого поиска углеводородов. Тогда при обработке сейсмических данных были впервые обнаружены на волновом поле «яркие пятна» - области аномальных значений амплитуд отраженных волн, которые впоследствии интерпретировали как газовые шапки в

поверхностных пластах. Технология «bright-spot» быстро завоевала популярность на рынке и стала коммерческим инструментом в прогнозировании углеводородов. Это открытие послужило импульсом для дальнейшего развития методов определения типа флюида в пласте по сейсмическим данным. Далее опыт применения технологий сейсмической разведки привел к пониманию того, что бурение в любые «яркие пятна» не приносит успеха. При бурении на такие сейсмические объекты вскрывались угленосные пласты, магматические породы, контрастно-слоистые пласты и ряд других геологических формаций, что в свое время поставило под сомнение идею прямых поисков углеводородов по данным сейсморазведки.

Наряду с развитием атрибутного анализа в производство стала активно внедряться технология расчета кривых псевдоакустического каротажа. В 1979 году в статье Линдсета [12] приведен способ расчета акустического импеданса по данным суммарного куба, данным по скорости и плотности, измеренным в скважине, которые использовались для построения начальной модели. Такой подход, реализованный на практике, в будущем получил свое развитие как инверсия с использованием фоновой модели. Дальнейшее развитие методов интерпретации данных сейсморазведки происходило за счет использования данных до суммирования. В 1982 году на съезде SEG (Society of Exploration Geophysicists) в Далласе Острандер продемонстрировал результаты практического применения технологии AVO и позже опубликовал статью о возможностях ее использования [13].

Параллельно с этим в 80-е годы существенный прогресс произошел в развитии теоретических основ AVO-интерпретации, которые в свою очередь опираются на исследования, проведенные еще в начале XX века Ноттом и Цеппритцем [11,23]. Эти исследования позволили выявить зависимости между параметрами горных пород и изменением амплитуд сейсмических данных, но оказались неудобными для практического применения. За прошедшее время многие исследователи пытались упростить систему уравнений Цеппритца. В 1980 году двум ученым - Аки и Ричардсу удалось линеаризовать уравнения относительно плотности и скорости и тем самым получить зависимость коэффициента отражения продольной волны от угла отражения как функцию упругих параметров среды [5]. Также важнейшую роль в развитии линейных аппроксимаций сыграла выпущенная в 1985 году на основании трудов Аки и Ричардса работа Шуэ [18]. Стоит отметить, что помимо этого существует множество работ, основанных на уравнениях Аки-Ричардса и Шуэ, которые посвященны решению задачи линеаризации уравнений Цеппритца, например, работа Верма и Хилтермана [20], работы Фатти [9] и Гарднера [10] и многих других.

Спустя недолгое время после начала активного использования AVO-анализа, стало ясно, что такой подход действительно позволяет найти связь изменений амплитуд с литологией пластов и характером их насыщения. Так, Смитом и Гидлоу [19] была опубликована работа, в которой описывался AVO-атрибут, позволяющий эффективно определять насыщенность углеводородами с помощью использования интерсепта и угловых коэффициентов отражения. Данный атрибут получил название «флюид-фактор». Развитие AVO-анализа изначально было связано с выявлением амплитудных аномалий, приуроченных к

газовым залежам в терригенном разрезе. Еще на ранних стадиях исследований было ясно, что газонасыщенные песчаники характеризуются широким спектром зависимостей амплитуд от удалений [1]. Первыми качественную классификацию газовым пескам в зависимости от различного поведения AVO-характеристик дали Резерфорд и Уильямс [16]. Основная идея заключалась в создании некоторой общей схемы, которая в качестве начального этапа к дальнейшему количественному AVO-анализу позволит определить класс газовых песков по соответствующим им аномалиям амплитуд отражений на сейсмограммах. Такой подход получил название «AVO-кроссплотинг». В своей работе Резерфорд и Уильямс сгруппировали газовые пески в три класса (высокоимпедансные пески, пески с импедансами близкими к глинистым сланцам и низкоимпедансные пески). В 1995 году Росс и Кинман разделили газовые пески второго класса на пески, представленные уменьшением амплитуд при увеличении удаления, и те, которые с увеличением удаления представлены обращением фазы [15]. Далее уже в 1997 году Кастаньи и Свон расширили схему Резерфорда и Уильямса, дополнив ее четвертым классом, к которому относятся пористые пески, перекрывающиеся плотной высокоскоростной толщей, представленной, например, сцементированными песчаниками или карбонатами [7].

Упругий импеданс

В 1999 году вышла работа Коннолли [8]. В ней автор ввел понятие упругого импеданса (EI), который является обобщением понятия акустического импеданса для случая, когда волна падает на границу раздела сред под произвольным углом (в рамках аппроксимации уравнений Цеппритца методом Шуэ), отличным от падения по нормали. Предполагая $K = (\frac{V_s}{V_p})^2$ =const, автор пришел к выражению:

$$R(\theta) = \frac{EI_n(\theta) - EI_{n-1}(\theta)}{EI_n(\theta) + EI_{n-1}(\theta)}, \qquad (1)$$

Тогда упругий импеданс для фиксированного угла падения волны $EI(\theta)$:

$$EI(\theta) = V_p^a * V_s^b * \rho^c, \qquad (2)$$

при этом: $a = 1 + sin^2\theta; b = -8Ksin^2\theta; c = 1 - 4Ksin^2\theta.$

В таком случае возможно выполнять инверсию данных для произвольного угла падения волны с целью дальнейшего прогноза литологии и флюида пластов. Однако выражение содержит зависимость от угла θ, и в таком случае некорректно сравнивать между собой упругий импеданс для различных углов. Для того, чтобы избавиться от данного ограничения Уиткомб модифицировал определение упругого импеданса и ввел понятие нормированного упругого импеданса [21].

Расширенный упругий импеданс

Достаточно быстро были выявлены практические ограничения, связанные с понятием упругого импеданса. В частности, исходя из реалистичных значений Vp/Vs и ряда теоретических предположений, можно определить, что для оптимального определения типа насыщения стоит использовать $sin^2\theta = 0.35 - 0.37$, что соответствует углам падения 37°-40°. Аналогичные рассуждения для определения литологии приводят к значению $sin^2\theta = -1.25$. Для того, чтобы подход упругого импеданса можно было расширить на нефизические углы падения, а также снять ограничения, связанные со

значениями $|sin^2\theta|$ >1 Уиткомб и др. предложили модификацию понятия упругого импеданса [22]. Замена $sin^2\theta$ на $tan\chi$ нормирование коэффициента отражения на $cos\chi$:

$$R = A + Btan\chi \quad (3)$$

из чего следует:

$$R = \frac{(Acos\chi + Bsin\chi)}{cos\chi} \quad (4)$$

тогда нормированный коэффициент отражения:

$$R_s = Rcos\chi$$
$$R_s = Acos\chi + Bsin\chi \quad (5)$$

тогда нормированный коэффициент отражения:

$$EEI(\chi) = Vp_0\rho_0\left[\left(\frac{Vp}{Vp_0}\right)^{\rho}\left(\frac{Vs}{Vs_0}\right)^{q}\left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)^{r}\right], \quad (6)$$

где $\rho = (cos\chi + sin\chi)$, $q = -8Ksin\chi$, $r = (cos\chi - 4Ksin\chi)$.

Или используя параметры интерсепта и градиента:

$$EEI(\chi) = AI_0\left[\left(\frac{AI}{AI_0}\right)^{\cos(\chi)}\left(\frac{GI}{AI_0}\right)^{\sin(\chi)}\right] \quad (7)$$

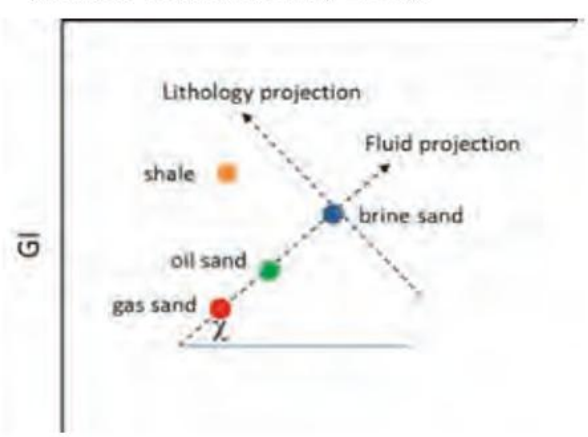
Подобные манипуляции позволяют использовать любые значения $tan\chi$ между +-∞, а не пределом от 0 до 1, при этом сама переменная χ может варьироваться в диапазоне от -900 до +900. В данном случае этот переход правомерен, поскольку речь идет не о реальных углах падения, а о разработке методологии, позволяющей максимально удобным способом связать параметры AVO и искомые параметры пластов.

Удобство и преимущества метода EEI становятся хорошо понятны на этапе петроупругого моделирования коллекторов. В таком случае вместо распространенных кросс-плотов Vp/Vs и AI используется кросс-плот AI и GI. В таком случае угол χ является углом наклона в данной системе координат. Так же кривые петрофизических параметров пород, такие как глинистость, литология и пористость можно напрямую коррелировать с EEI для различных углов. На основе совместного анализа кросс-плотов и сканирования по коэффициенту корреляции с искомыми параметрами интерпретатор осуществляет выбор проекций для получения кубов искомых петрофизических параметров.

Практические аспекты технологии EEI

Практические аспекты теории AVO в целом и EEI в частности были заложены более 20-ти лет назад, однако на данный, пожалуй, не существует единого методического подхода к использованию данных до суммирования. Несмотря на кажущуюся простоту расчета атрибутов интерсепта и градиента как основы для дальнейшего выполнения AVO-анализа или EEI-инверсии, им предшествует большое количество манипуляций с данными, начиная от планирования съемки, через проведение работ и заканчивая полным графом обработки данных с десятками параметров, каждый из

Рис. 1. Схема разделения литологии и типа заполнения пор флюидом в методе EEI (Maman Hermana et.al., 2016).



которых потенциально влияет на амплитуды отраженных волн. Так, некорректное применение даже одного модуля обработки данных может привести к существенной потере информативности этих атрибутов.

Ключевыми факторами, влияющими на принятие тех или иных решений при проведении работ и выборе методики, графа обработки и интерпретации данных, являются условия проведения работ, а именно – море, мелководье, суша. Приведем основные моменты, которые необходимо учитывать интерпретатору.

Водные условия существенным образом упрощают извлечение ценной геологической информации из полевых сейсмических наблюдений в связи с тем, что возбуждение сигнала происходит в воде при постоянной глубине источника. Данная специфика проведения работ приводит к стабильной и зачастую известной форме импульса. Так же при использовании плавающих кос не регистрируется поперченные и поверхностные волны. Основной трудностью, характерной для проведения работ в морских условиях, является наличие кратных волн и волн-спутников. Современные алгоритмы обработки данных, такие как 3D подавление кратных волн в водном слое, 3D подавление кратных волн, связанных со свободной поверхностью (SRME), адаптивное подавление волн-спутников позволяют практически устранить влияние помех данного вида.

Ведение работ в условиях мелководья и транзитной зоны на данный момент является наиболее затруднительным для получения качественных данных. Во-первых, возникают проблемы с возбуждением колебаний в мелкой воде или на плавающем льду. Это приводит к низкому отношению сигнал/помеха или же возникновению специфических волн-помех. Во-вторых, получение широкоазимутальных данных требует использования разного рода приемных датчиков – на суше, в транзитной зоне и при удалении от берега при увеличении глубины моря. Подобная специфика работ может привести к существенным ограничениям обработки данных для выполнения амплитудного анализа сейсмограмм.

Вариации в условиях возбуждения и регистрации сигнала на суше, а также неоднородное строение верхней части разреза оказывает большое влияние на регистрируемые волновые поля и предоставляют существенную проблему для обработки [4]. Наземные сьемки характеризуются крестовой или ковровой методиками наблюдений. Такие методики наблюдений позволяют получать широко- или полноазимутальные данные, однако при этом кратность на ближних удалениях зачастую существенно ниже, чем на средних и дальних. Этот факт, а также то, что большинство помех присутствуют на ближних удалениях, существенно влияет в дальнейшем на оценку параметров интерсепта и градиента и их достоверность.

Помимо условий проведения работ большой вклад в результативность AVO-анализа вносит влияние геолого-структурных особенностей вышележащей толщи и компенсация влияния данных неоднородностей методами обработки [2]. В данном случае имеется в виду получение изображений и корректных амплитудных откликов под структурно сложными объектами, такими как соляные тела, надвиги, вулканические комплексы и другие. В этой связи возрастает роль технологий и прежде всего методов глубинной миграции до суммирования и построения глубинно-скоростных моделей [3]. Комбинация

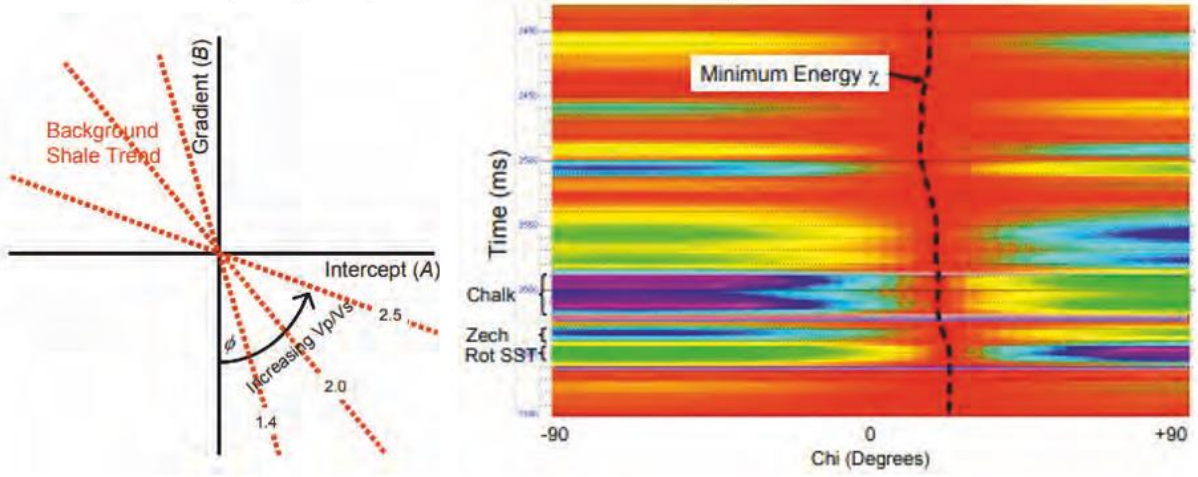
анизотропной миграции в обратном времени наряду с методом полноволновой инверсии для построения ГСМ является на данный момент «королевской» связкой обработки данных сейсморазведки с позиции возможности получения изображения в самых затруднённых геологических условиях.

Таким образом, успех AVO-анализа зависит прежде всего от слаженной мультидисциплинарной работы, наличия необходимого количества скважинных данных, правильного дизайна сейсмической съемки, применения необходимых технологий обработки данных и от контроля за корректностью применения процедур обработки.

Лучшие практики применения и перспективы AVO/EEI

В 2006 году Хикс и Фрэнсис в своей работе еще раз подтвердили, что данные EEI непосредственно могут быть связаны с интересующими петрофизическими свойствами изучаемого геологического разреза, при это необходимая информация может быть получена из данных предварительной обработки без выполнения лишних действий. В своем исследовании авторы опираются на работу Уиткомба [22], в которой на примере крупного нефтяного месторождения Фортис в центральной части Северного моря демонстрируется связь значений EEI при определённых углах χ такими важными параметрами физики горных пород, как объемный модуль, модуль сдвига и постоянные Ламе. Также Хикс и Фрэнсис приводят в пример работу Невеса и др. (2004), в которой вычисляются коэффициенты корреляции между всеми интересующими петрофизическими параметрами и всеми значениями EEI в диапазоне углов от -90 до +90 на примере газового месторождения в центральной части Саудовской Аравии. Значение корреляции показывает, насколько хорошо можно предсказать конкретный петрофизический параметр и независимо оценить его, и какие значения EEI для этого необходимо использовать. Помимо это в своем исследовании ученые демонстрируют, как взаимосвязаны перекрестные диаграммы AVO, фоновые значения Vp/Vs и проекции EEI между собой. Связь между диаграммой B(A) и Vp/Vs освещена в работе Кастаньи и Свона [7]. На рисунке 2(а) показано, что фоновое значение Vp/Vs связано с углом ϕ (от отрицательной оси градиента),

Рис. 2. а (слева) - схематичный перекрестный график AVO, показывающий, как увеличение Vp /Vs связано с углом ϕ [7], б (справа) – результат расчета EEI, изменения угла минимальной энергии χ с глубиной обозначено пунктирной линией (Хикс, Фрэнсис 2006).



причем увеличение ϕ (в направлении против часовой стрелки) соответствует увеличению Vp/Vs. Однако следует отметить, что оценка фонового значения Vp/Vs допустима лишь при небольших изменениях скорости, и данный метод недействителен там, где присутствуют локализованные аномалии амплитуды. При очень высоком фоновом Vp/Vs будет наблюдаться увеличение амплитуды с удалением, и большие коэффициенты отражения будут создавать ложноположительные аномалии AVO.

Формульно описав в статье взаимосвязь угла ϕ с EEI, а затем с фоновыми значениями Vp/Vs на основе минимального энергетического угла, связанного с проекцией EEI, авторы определили, что медленное изменение этого угла с глубиной может указывать на изменение соотношения Vp/Vs, в то время как локальные изменения могут быть связаны с изменениями в классе AVO (рисунок 2б).

Еще одно тематическое исследование было проведено на примере одного из месторождений, которое расположено в южной части бассейна Кришна-Годавари на восточном побережье Индии [6]. Коллектор представлен плотным песчаником с высокой пористостью (25%). Характеристика коллектора в данном случае представляет собой сложную задачу, поскольку контраст между коллектором и неколлектором невелик. В данной работе использование концепции EEI дополнительно к стандартному подходу инверсии позволило идентифицировать и очертить границы коллектора более точно, чем при использовании только данных об импедансе. Для этого авторы определили оптимальные значения углов χ при которых достигается максимальная корреляция EEI с целевыми параметрами - глинистостью (Vsh), общей водонасыщенностью (SwT), общей пористостью (PhiT). На рисунке 3(а) приведено сравнение кривых псевдопетрофизических свойств, полученных при расчете расширенного упругого импеданса по сейсмическим данным, с записанными кривыми в скважине. Значительная корреляция между кривыми позволяет использовать данные, полученные с помощью EEI для количественной интерпретации и геологического моделирования.

В этом исследовании потенциальный коллектор находится на глубине 2,7 км ниже уровня глин, где контраст между коллектором и перекрывающей толщей невелик, что не позволяет с уверенностью оценить размеры и очертить контур

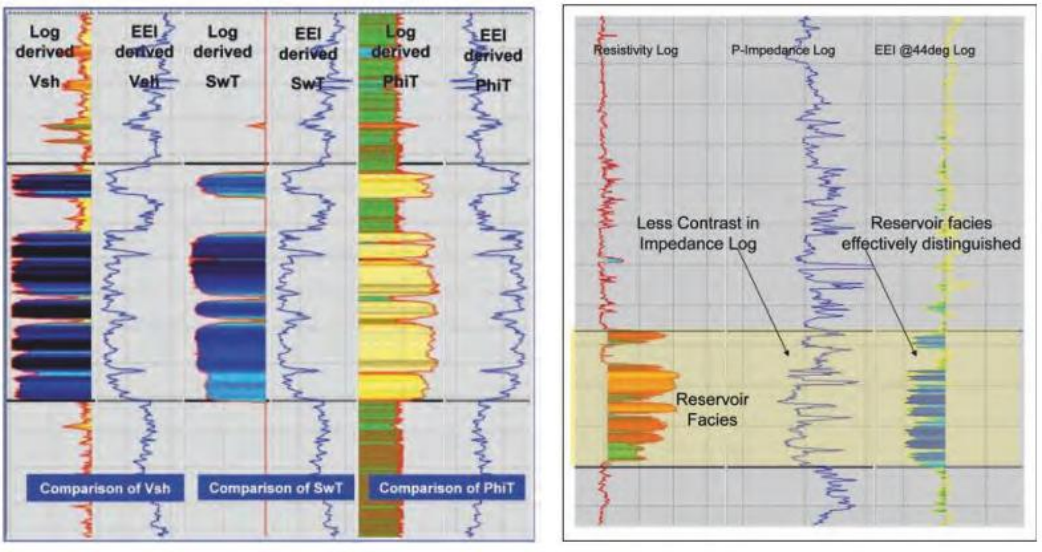


Рис. 3. а (слева) - сравнение петрофизических каротажей с данными EEI, б (справа) – сравнение кривых EEI и P-импеданса [6].

песчаного массива при помощи только P-импеданса. Для цели данного исследования было рассчитано фоновое значение EEI (при χ=44), то есть значение, при котором изменение свойств кривой в вышележащих фациях минимально. Далее авторы провели сравнение между кривой фонового значения EEI и кривой P-импеданса. Контраст на границе верхней части и у основания коллектора оказался выше при фоновом EEI по сравнению с P-импедансом (рисунок 3(б)).

В качестве еще одного примера можно привести работу Патхака и др. [14]. В ней подход EEI был использован для оценки коллекторских свойств на одном из месторождений в бассейне Саравак в Малайзии. На месторождении коллекторы углеводородов приурочены к песчаникам. На территории исследования находятся три скважины с необходимым набором каротажных данных. После обработки каротажа было проведено сравнение значений EEI с другими каротажными кривыми при различных углах χ в диапазоне от -900 до +900 для выявления наилучшей связи EEI со свойствами коллектора.

Из рисунка 4 видно, что для всех трех скважин наблюдается хорошая корреляция между EEI и петрофизическими параметрами при определенных углах χ. Стоит отметить, что скважины расположены далеко друг от друга, однако углы, которые показывают наилучшую корреляцию со свойствами коллектора, находятся примерно в одном диапазоне. Следовательно, значения углов в некоторой степени могут изменяться по площади, но это является незначительным, по крайней мере, в масштабе месторождения.

Суммируя, можно констатировать, что за последние несколько десятков лет эффективность использования концепции расширенного упругого импеданса была доказана многими учеными-геофизиками для различных месторождений. Однако лишь немногие работы были посвящены определению закономерностей для интерпретации результатов EEI. В одной из таких работ Чжэнь-Мин и др. (2008) рассмотрели тренды EEI в пределах целевых пластов и получили характеристики флюидов для обнаружения газа, которые впоследствии успешно сверили с известными скважинными данными. Также относительно недавно Шарифи опубликовал работу, в которой были смоделированы замещения различными типами жидкости и выполнена оценка возможности их распознавания в области EEI [17]. В результате данного исследования разработаны тренды EEI, позволяющие определять тип флюидонасыщения. Полученные данные были успешно сверены с данными из «слепой» скважины и позволили определить зону, содержащую углеводороды.

Заключение

Концепция расширенного упругого импеданса представляет собой разновидность технологии AVO-анализа. По мнению авторов, к основным преимуществам данного метода относятся: практическое удобство, позволяющее напрямую прогнозировать кубы петрофизических параметров, и гибкая параметризация — возможность уточнить параметры резервуара, по сравнению с результатами классической инверсии.

Методы EEI и синхронной инверсии являются производными одних и тех же уравнений, однако сама математика основана на разных допущениях, и существует различие в используемых входных данных. Очевидно, что применение технологии EEI дополнительно к

синхронной инверсии в процессе выполнения проекта по интерпретации данных позволит получать дополнительную информацию о резервуаре, что положительно скажется на повышении результативности решения геологических задач. Мировой опыт применения EEI показывает, что данная технология успешно работает при изучении терригенных коллекторов. Данный факт позволяет предположить, что методика расширенного упругого импеданса может быть эффективно применена для изучения коллекторов Западно-Сибирской НГП.

Литература

1. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа, 2001 г., 68 с.
2. Горелик Г. Д., Сысоев А. П. Асимптотические способы компенсации неоднородности верхней части разреза при обработке данных МОВ. / / под ред.Эпов М. И. //Новосибирск: ИНГГ СО РАН , Т 1, 2017. pp. 18 - 19.
3. Сысоев А.П. (2018) Многовариантность скоростной модели в задаче структурных построений по сейсмическим и скважинным данным. Записки Горного института. Том 233. С. 459.
4. Сысоев А.П., Горелик Г.Д. Параметрический способ учета неоднородности верхней части разреза при обработке данных МОГТ/ Геология и Геофизика , № 6, V 58, 2017. С 948 - 954.
5. Aki, K., and Richards, P.G., 1980, Quantitative seismology: Theory and methods: W. H. Freeman and Co.
6. Arsalan, S. I., & Yadav, A. (2009). Application of extended elastic impedance: A case study from Krishna-Godavari Basin, India. The Leading Edge, 28(10), 1204–1209.
7. Castagna, J. P., and Swan, H. W., 1997, Principles of AVO crossplotting: The leading edge, 16, no. 04, 337-342.
8. Connolly, P., 1999, Elastic Impedance, The Leading Edge, April Issue, 438-452.
9. Fatti, J., G. Smith, P. Vail, P. Strauss, and P. Levitt. Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: a 3D seismic case history using the Geostack technique: Geophysics. 1994. 59. P. 1362-1376.
10. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density. The diagnostic basics for stratigraphic traps. - Geophysics, 1974, v. 39, N6, p.p. 1603-1615.
11. Knott, C.G., 1899, Reflexion and refraction of elastic waves with seismological applications: Phil. Mag., 48, 64-97.
12. Lindseth, R.O., 1979. Synthetic sonic logs—a process for stratigraphic interpretation. Geophysics 44, 3–26.
13. Ostrander, W.J., 1984, Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence: Geophysics, 49, 1637-1648.
14. Pathak, R. K., & Husain, R. (2015). Application of Extended Elastic Impedance in Reservoir Characterization - Example from Sarawak Basin, Malaysia. Seismic Driven Reservoir Characterization and Production Management.
15. Ross C.P., Kinman D.L. Nonbright spot AVO: two examples. - Geophysics, 1995, v. 60, N 5, p.p. 1398-1408.
16. Rutherford, S.R., Williams, R.H., 1989. Amplitude-versus-offset variations in gas sands. Geophysics 54, 680–688.
17. Sharifi, J, 2021. Extended Elastic Impedance Template. 82nd Annual International Conference and Exhibition, EAGE.
18. Shuey, R. T., 1985, A simplification of the Zoeppritz equations: Geophysics, 50, 609–614.
19. Smith, G.C., Gidlow, P.M., 1987. Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas. Geophys. Prospect. 35, 993–1014.
20. Verm, R. and Hilterman, F., 1995, Lithology color-coded seismic sections: The calibration of AVO crossplotting to rock properties: The Leading Edge, 14, 847-853.
21. Whitcombe, D.N., 2002. Elastic impedance normalization. Geophysics 67, 60–62.
22. Whitcombe, D.N., Connolly, P.A., Reagan, R.L., Redshaw, T.C., 2002. Extended elastic impedance for fluid and lithology prediction. Geophysics 67, 63–67.
23. Zoeppritz, K., 1919, Erdbebenwellen VIIIB, On the reflection and propagation of seismic waves: Gˆttinger Nachrichten, I, 66-84.

СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО
СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ
SKBSP.RU

РОССИЙСКОЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

SCOUT-HT

кабельно-бескабельный
сейсморазведочный комплекс

Комплекс разработан для выполнения следующих проектов:

- 3D проекты любой сложности
- 4D проекты. Микросейсмический мониторинг месторождений и скважин с использованием геофонов, гидрофонов и сеймографов.
- Любые 2D проекты в любых условиях.
- Проекты по изучению ВЧР.
- Инженерные изыскания с минимальным интервалом квантования 0.25 ms.



Применение технологий компьютерного зрения для повышения качества сейсмических данных после суммирования и достоверности прогноза структурной модели

Авдеев П.А., Базанов А.К., Ефремов И.И., Мифтахов Р.Ф., Боярский М.Л., ООО «ГридПоинт Дайнамикс», г. Москва.

Введение

Перед современной сейсморазведкой по-прежнему стоят задачи автоматизации процессов и повышения достоверности результатов работ, особенно в регионах со сложной геологической обстановкой. Стандартные алгоритмические решения и методические подходы в полной мере не обеспечивают качественного решения поставленных задач, что обуславливает необходимость поиска новых подходов к интерпретации данных сейсморазведки.

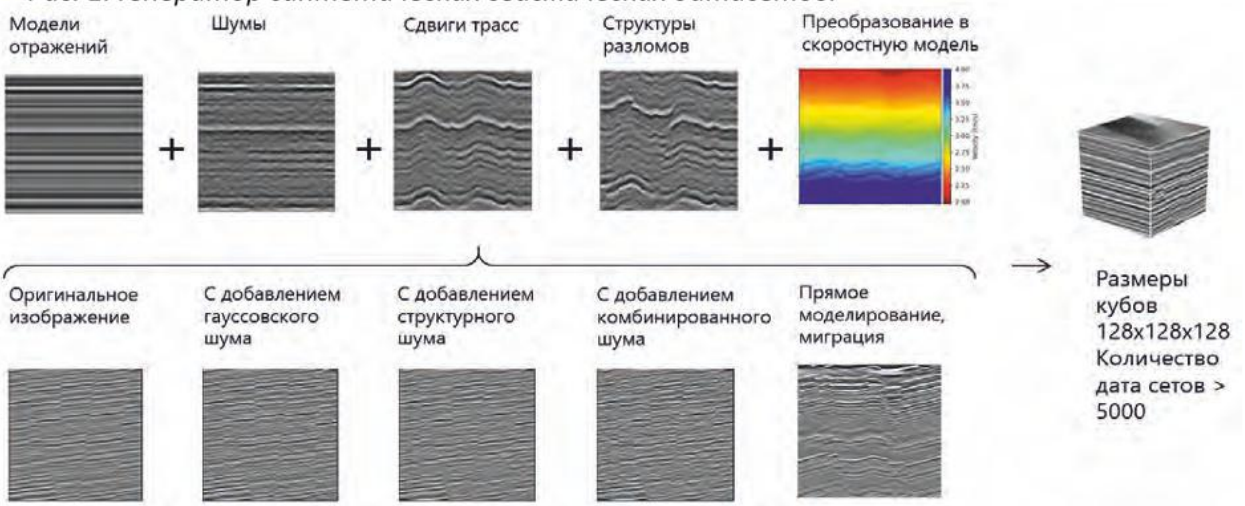
В данной работе рассмотрены возможности использования технологий искусственного интеллекта для решения задач кинематической интерпретации данных сейсморазведки.

Теория метода

В предлагаемых технологиях используется область искусственного интеллекта – компьютерное зрение. Решение задачи реализовано на принципе предварительного обучения нейронной сети на больших массивах предварительно сегментированных (размеченных) данных и последующего применения этой сети к реальным сейсмическим материалам. На данный момент эта тема достаточно обширна и разнообразна, сети нового поколения уже широко используются для решения задач сегментации изображений и поиска объекта исследований по заданному набору признаков [1,2]. Для подготовки (обучения) нейросети необходимо большое количество уже интерпретированных фрагментов сейсмических данных. Данные для обучения синтезируются посредством прямого моделирования и представляют собой модели случайных отражений, осложненные разнообразными конфигурациями отражающих границ, сдвигами осей синфазности под разными углами наклонов, а также шумовыми эффектами записи (рисунок 1).

Цикл подготовки модели нейронной сети традиционно включает в себя этап обучения, а также многоэтапную проверку качества обучения и готовности модели к промышленной эксплуатации. В процессе обучения нейронная сеть

Рис. 1. Генератор синтетических сейсмических датасетов.



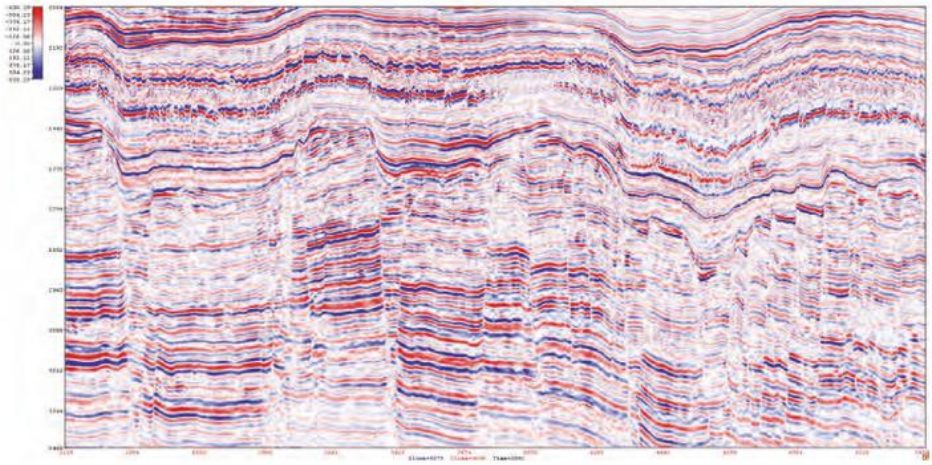


Рис. 2. Фрагмент исходного временного сейсмического разреза.

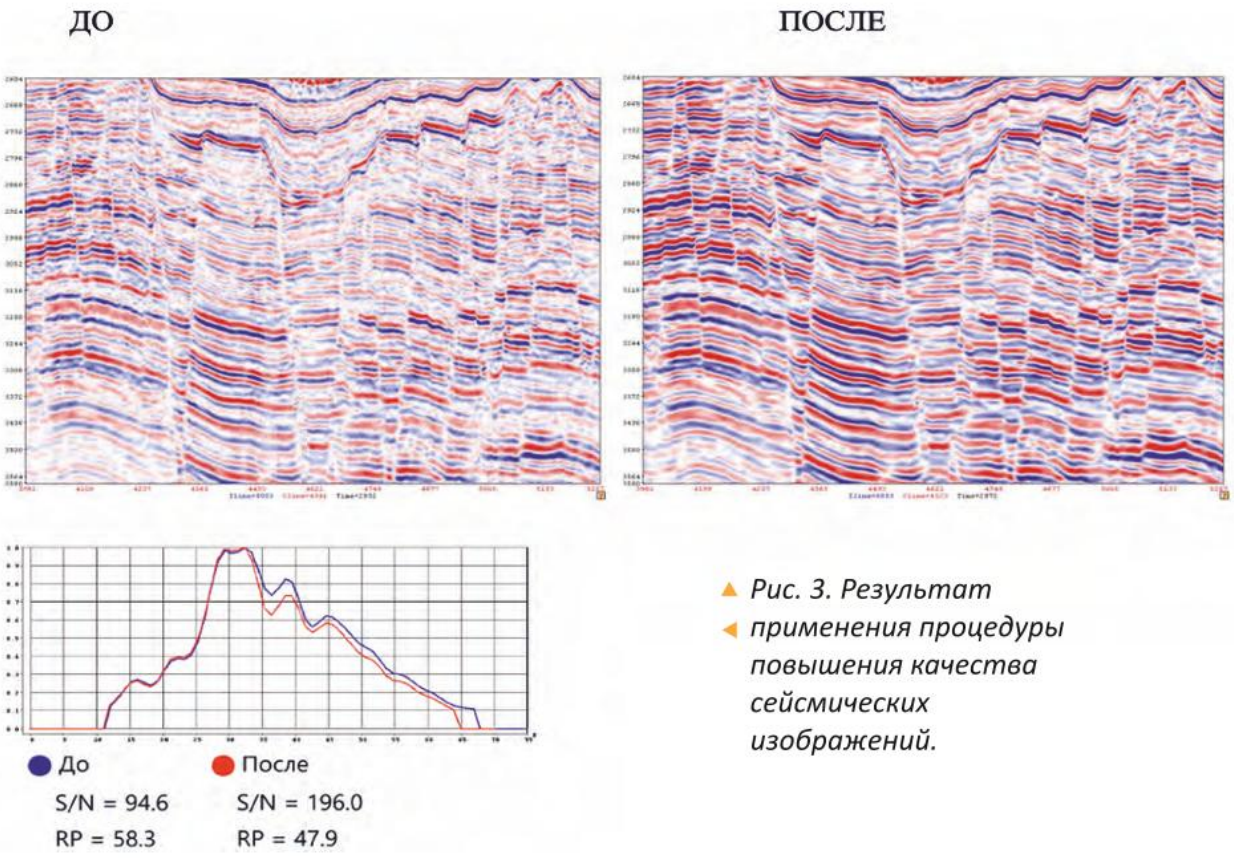
идентифицирует на синтетических данных признаки наличия разлома или шумовых эффектов, а также выявляет закономерность появления этих признаков в структурах. Формируется база накопленных «знаний», которая потом применяется на реальных данных для выполнения задачи улучшения качества сейсмических изображений и поиска разломов. Предобученная и проверенная подобным образом нейронная сеть готова к использованию на производственных проектах.

Примеры

На сегодняшний день имеются сотни примеров успешного применения технологий в различных регионах исследований. На представленных ниже иллюстрациях демонстрируются результаты использования технологий в ходе интерпретации сейсмического куба района Бассейна Каннинг на Западном шельфе Австралии. Материал осложнен наличием двух подсистем нарушений: полигональной нарушенности в верхней части разреза и высокоамплитудных региональных сдвигов большой вертикальной протяженности. Также материал характеризуется потерями прослеживания сейсмических отражений в нижней части разреза, незначительным фоном нерегулярных помех (Рис. 2).

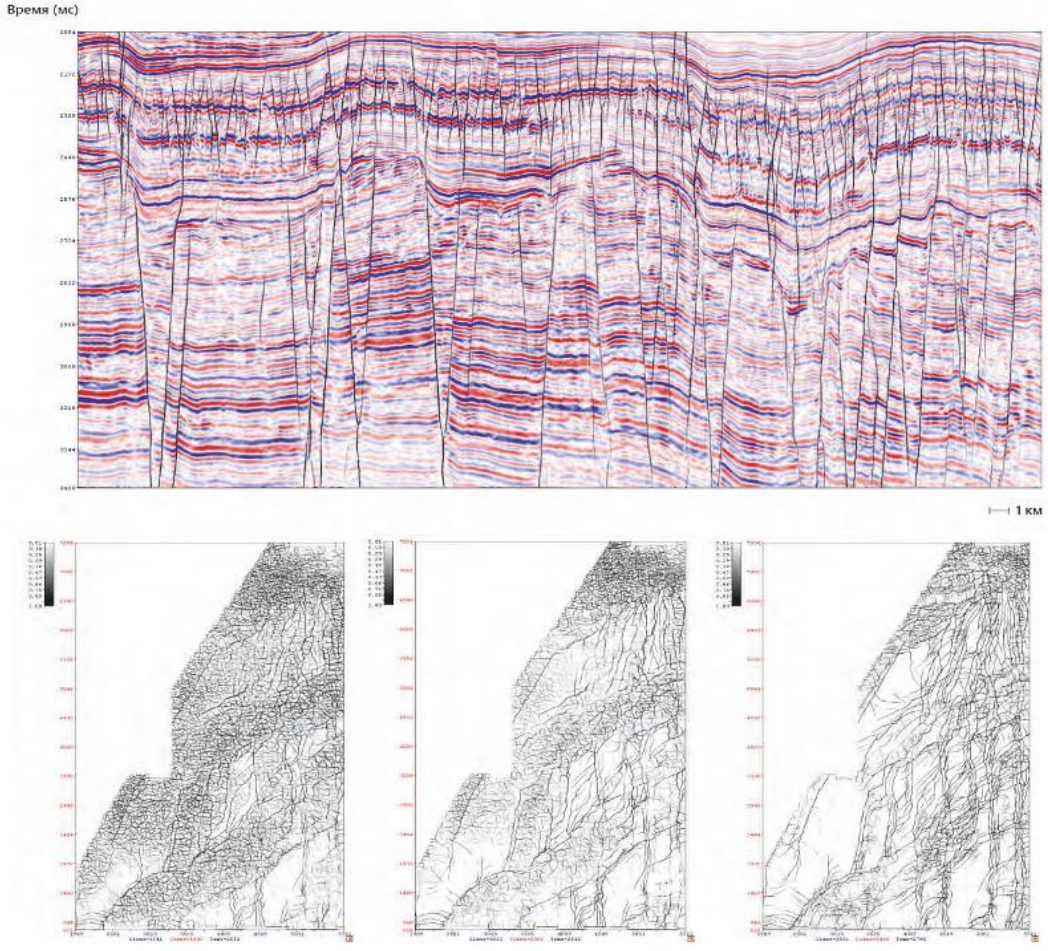
На первом этапе применение нейросетевого алгоритма позволило значительно повысить отношение сигнал/шум (S/N), сохранив при этом вертикальную разрешенность разреза (RP) (рис. 3). Графики АЧХ рассчитаны в локальном окне, ограниченном размерами показанного на рисунке 3. Обратим внимание, что в пределах выбранного фрагмента на исходном разрезе в полосе частот отсутствуют низкие значения, а сам разрез является вертикально разрешенным. Однако наблюдается остаточный фон некогерентных помех, а также серия участков потери прослеживаемости отражений, что несомненно является осложняющим фактором на этапе корреляции сейсмических горизонтов и тектонических нарушений. На результатах применения процедуры повышения качества наблюдается кратное повышение соотношения сигнал/шум (S/N), небольшое подавление амплитуд на высоких частотах объясняется фильтрацией помех, соответствующих этой полосе частот. Помимо этого, описанный подход позволил повысить детальность определения зон разрывов в местах наличия разломов, что отражается на устойчивости построения специальных атрибутов на следующих этапах.

На втором этапе были получены атрибуты вероятности наличия тектони-



▲ *Рис. 3. Результат*
◀ *применения процедуры повышения качества сейсмических изображений.*

▼ *Рис. 4. Результаты построений атрибута вероятности наличия разломов.*



ческих деформаций, которые затем использовались в качестве основы для анализа разломной модели и прогноза системы нарушений (рис. 4). Результативная модель оценивалась по соответствию горизонтальным и вертикальным срезам сейсмических амплитуд и атрибутов. Учет атрибута вероятностного распределения систем нарушений позволил однозначно выделить в общей системе нарушений две подсистемы, речь о которых шла выше. В данном случае применение новой технологии позволило обновить геологические представления об особенностях тектонического строения района и получить более детальную модель.

Выводы

Предложенные технологии обладают комплексом преимуществ над аналитическими подходами за счет повышенной устойчивости к качеству исходных данных, возможности упрощения этапа интерпретации, оптимизации временных затрат и получения высококачественного результата при работе с материалами высокой степени сложности. Новые подходы открывают перспективы для существенного снижения доли субъективизма в интерпретации и повышения полноты представлений о геологическом строении района исследований.

Литература

1. Xiong, W., X. Ji, Y. Ma, Y. Wang, N. M. AlBenHassan, M. N. Ali, and Y. Luo. Seismic fault detection with convolutional neural network: Geophysics, 83, no. 5, O97–O103 – 2018

2. Wu, X., Y. Shi, S. Fomel, L. Liang, Q. Zhang, and A. Yusifov. FaultNet3D: Predicting fault probabilities, strikes and dips with a common CNN: IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing – 2019b

Подробнее об авторах



Авдеев
Павел Алексеевич

Зам. директора департамента развития бизнеса, ООО «ГридПоинт Дайнамикс»



Базанов
Андрей Константинович

Директор департамента развития бизнеса, ООО «ГридПоинт Дайнамикс»



Ефремов
Игорь Иванович

Генеральный директор, ООО «ГридПоинт Дайнамикс»



Мифтахов
Руслан Фанисович

Технический директор, ООО «ГридПоинт Дайнамикс»



Боярский
Михаил Леонидович

Руководитель отдела продаж, ООО «ГридПоинт Дайнамикс»

Geoplat
Geological Platform

www.geoplat.pro

Тенденции и проблемы современных обрабатывающих комплексов сейсморазведки

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

Аннотация. Современная обработка данных сейсморазведки является динамичным и прогрессивным направлением, требующим постоянного уточнения по всем аспектам геофизических исследований: математике, физике и геологии. Программное обеспечение (ПО) для обработки данных является чуть ли не единственным инструментом для достижения целей перехода от цифрового сейсмического сигнала к параметрам геологической среды. В обрабатывающем комплексе важны такие параметры, как дружественный интерфейс, корректность работы процедур, наличие новейших решений, интерактивного подбора и т.д. Кроме того, программное обеспечение должно быть доступно для лёгкого изучения процедур и правильных методик.

Программное обеспечение для сейсморазведки должно постоянно обновляться. Если Вы, как разработчик, не проводите регулярного мониторинга современных решений, не ищете ошибки в своих решениях, не рассматриваете новые пути обработки информации, то Ваш программный комплекс будет неконкурентен, и, соответственно, не будет востребован на рынке. Для наилучшего результата в продажах и популярности программных комплексов обработки мы рекомендуем обратить внимание на следующие аспекты:

1. Автоматическое обновление программы на регулярной основе с возможностью доступа к большей части современных решений обработки сейсморазведочных данных;

2. Уменьшение или отказ от дополнительных покупок модулей и процедур в пределах одного комплекса для повышения интереса и продаж;

3. Постоянная связь с клиентами для получения сведений о недостатках и удачных решениях;

4. Развитие возможности хранилищ информации, обработки и доступа к новым решениям через облачные технологии.

5. Наличие в обрабатывающем комплексе возможности интерпретационного сопровождения обработки.

Для клиента же важно иметь доступ хотя бы к двум обрабатывающим комплексам для возможности сравнения их работы и более широкого применения процедур. Кроме того, это будет повышать конкурентность каждого комплекса – ведь разработчики наверняка захотят заинтересовать клиента именно своими решениями, чтобы удержать их у себя и привлечь новых через рекомендации.

Первое, на что смотрят геофизики, когда выбирают программное обеспечение для обработки, это интерфейс. Он должен выглядеть презентабельно и иметь лёгкий доступ ко всем основным процедурам и модулям. Презентабельность программы определяет также и то, как картинки из него будут выглядеть для Заказчика и супервайзерской службы – чем понятнее, тем лучше.

Второй же, и основной критерий – лёгкость в освоении. Не секрет, что многие обработчики не знают ПО, которое собирается приобрести компания. Для быстрого получения прибыли геофизики должны в кратчайшие сроки освоить программу в следующих категориях:

1. Всё ли в ПО интуитивно – легко ли найти нужную процедуру или параметр;

2. Можно ли понять суть процедуры по названию или сопутствующим надписям;

3. Легко ли изучить и настроить параметры процедуры;

4. Имеются ли инструкции, есть ли они на русском языке и легко ли их понять.

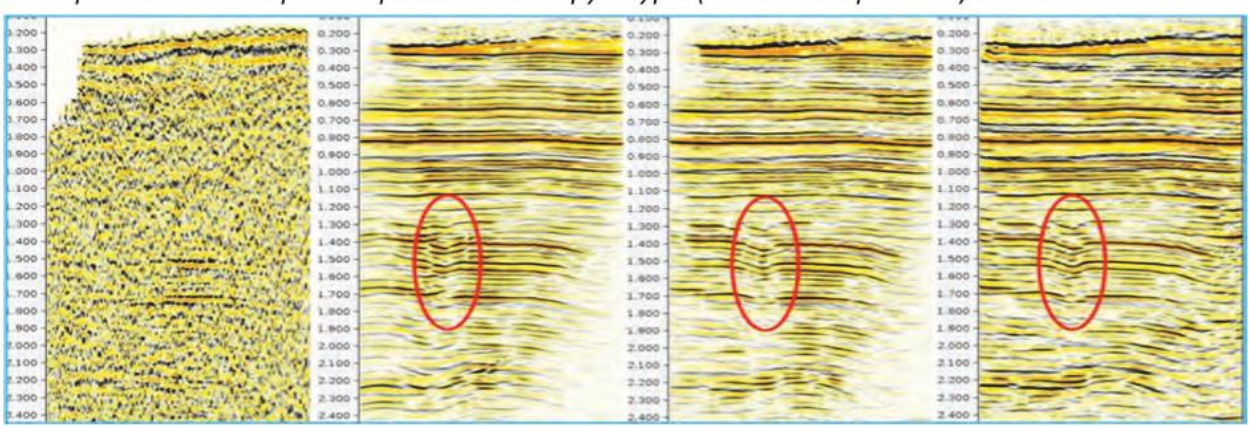
Важной вехой в ПО для обработки сейсморазведочных данных является

также наличие разных видов сейсмической миграции до суммирования. В большей части программ обработки представлена, в основном, только миграция Кирхгофа, которая работает преимущественно лишь на геологических моделях с горизонтальным и субгоризонтальным залеганием слоёв. Другие же виды миграции обычно либо не представлены, либо представлены только после суммирования, либо не имеют адаптации для быстрого расчёта 3Д данных большого объёма. Необходимо добавить во все программы хотя бы конечно-разностную миграцию, имеющую другую природу расчётов, и, соответственно, отличающиеся от миграции Кирхгофа результаты.

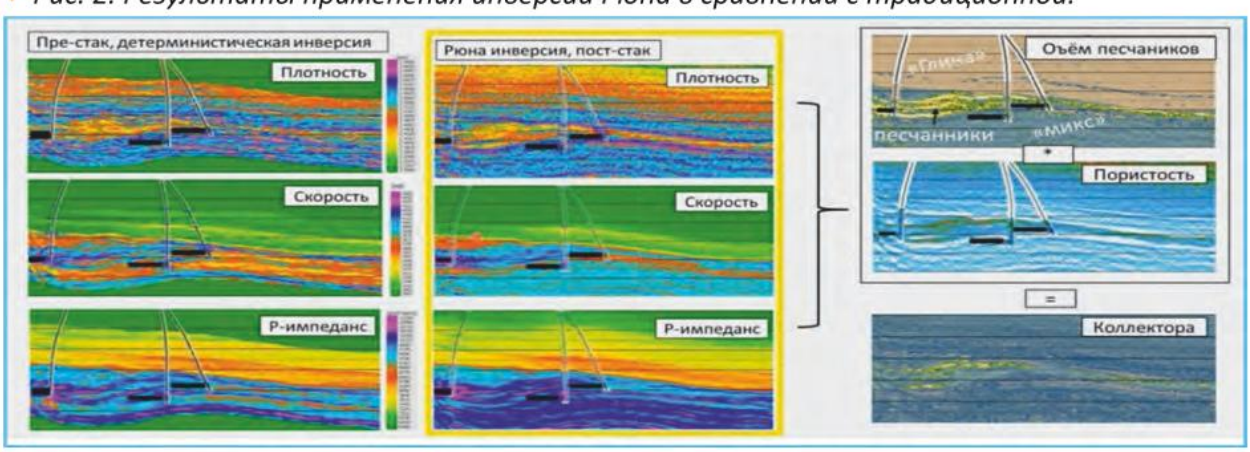
Кроме того, обязательно нужно иметь современные процедуры, например, подборка скоростей методом CRS и инверсия Рюна. Метод обработки по методике CRS имеет возможность получать более сфокусированные отображения среды, особенно для архивных данных с малой кратностью (рис. 1). Инверсия Рюна – это новейший подход инверсии на основе искусственного интеллекта с возможностью раздельного независимого определения скорости и плотности по суммированным данным (рис. 2). Она даёт одни из самых точных результатов и позволяет открывать новые возможности в сфере обработки и интерпретации сейсморазведки. Именно такие процедуры, а также другие инновационные решения мы реализуем в ООО «ПетроТрейс Сервисиз».

Необходимой для эргономичности особенностью процедур должна быть интерактивность в подборе параметров. Это подразумевает, что параметры процедуры нужно подбирать не путём расчёта задания каждый раз после их изменения, а на «живых» данных, которые изменяются почти мгновенно в результа-

▼ *Рис. 1. Улучшение результатов обработки после применения технологии подбора скоростей CRS. Форма нефтеносной структуры (выделена красным) стала заметно точнее.*



▼ *Рис. 2. Результаты применения инверсии Рюна в сравнении с традиционной.*



те изменения параметров процедуры. Кроме того, есть идея, что требуется инновация с интерактивными изменениями не только изображения сейсмограммы, но и таких её параметров, как отношение сигнал/помеха, доминантная частота, ширина спектра и т.д.

Некоторые программные комплексы уже внедряют возможность облачных хранилищ и доступа к процедурам и модулям. Суть состоит в том, что клиент арендует только необходимые ему пространства на диске, вычислительные мощности, новейшие или стандартные наборы процедур, модулей и возможностей комплекса. Всё это происходит через интернет и не требует отдельного вмешательства IT-специалиста. Это прогрессивный способ, который требуется развивать в программах, без отказа, в то же время, от стандартных покупок лицензионных мощностей и ПО для своих серверов.

Для начинающих специалистов очень важно иметь современные знания о сейсморазведке, основах обработки, основных процедурах и т.д. Причём это важно объяснять для каждого конкретного ПО. Таким решением могут быть видеолекции – ролики длительностью до 1.5 часов, объясняющие теорию и показывающие подбор параметров и практические результаты каждого модуля или процедуры. Для примера, вы можете ознакомиться с такими видеолекциями на Портале Знаний компании ООО «ПетроТрейс Сервисиз».

Последний, но не менее важный пункт – отказ от так называемых «стандартных» графов и процедур обработки. Нужно подбирать каждую процедуру индивидуально, с учётом особенностей сигнала и помех, частотной составляющей и области применения процедур. Не работает деконволюция сжатия – пробуем предсказывающую, не работает подавление помех в области Радона – пробуем в области X-T, неудовлетворительные результаты после миграции – пробуем другой тип. Иначе обработчики привыкают выполнять задания по шаблону, используя только определённые процедуры в графе обработки и перебирая лишь их конкретные параметры. Нужно постоянно искать новые подходы, инновации в литературе и интернете, проходить курсы повышения квалификации и вспоминать университетские лекции и математическую подоплёку процедур. Только так мы все вместе сможем получать качественные результаты для последующего успешного и точного предсказания месторождений нефти и газа.

Литература

1. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка. Тверь: АИС, 2006

2. Бондарев В.И., Крылатков С.М. Основы обработки и интерпретации данных сейсморазведки. Екатеринбург, 2001

Подробнее об авторах



Цуцаев
Георгий Владимирович

геофизик 2 категории
ООО «Петротрейс Сервисиз»



Недоступов
Амиран Зурабович

главный геофизик
ООО «Петротрейс Сервисиз»



Шарафутдинов
Тимур Рамилевич

генеральный директор
ООО «Петротрейс Сервисиз», кандидат технических наук

Искажения вибрационного сигнала, обусловленные земной толщей

Жуков А.П., ООО «НПП «Спецгеофизика», г. Москва

Настоящую статью заставило написать меня настороженное отношение, в первую очередь, со стороны Заказчиков работ, а также многих полевых геофизиков и обработчиков, к способам компенсации амплитудных и фазовых искажений, обусловленных исследуемой земной толщей. В статьях [2, 3] показано, как улучшается детальность изображения, увеличивается глубинность и разрешенность исследований.

В отечественной системе управления GDS-II реализованы технологии Broadsweep и Wellsweep [5, 6], позволившие наконец-то раскрыть потенциальные возможности вибрационного метода по управлению зондирующим сигналом, а также скомпенсировать искажения, обусловленные земной толщей.

Однако бытует точка зрения, что вибрационный источник должен посылать так называемый ЛЧМ-сигнал (линейно-частотно-модулированный), а дальнейшее улучшение изображения будет осуществляться при обработке данных. С одной стороны, алгоритмы обработки непрерывно совершенствуются, особенно различные способы расширения спектра (деконволюция), миграции, инверсные преобразования, и т.п. С другой стороны, искажающее действие земной толщи на ЛЧМ-сигнал может быть настолько значительным, что при обработке получить кондиционное изображение изучаемой толщи бывает весьма затруднительно, а то и невозможно.

В то же время прогресс в расчете оптимальных вибросигналов позволяет в значительной степени скомпенсировать искажения, обусловленные земной средой, что в дальнейшем оптимизирует последующую обработку и увеличивает достоверность получаемых результатов.

Рассмотрим эту проблему более подробно. Как известно из теории вибрационных сигналов [1], приведение зарегистрированных вибросигналов (виброграмм) к импульсному виду осуществляется путем расчета функции взаимной корреляции (ВКФ) управляющего сигнала и колебаний, принятых сейсмоприёмниками и зарегистрированных сейсмостанцией. Математически эта операция выражается корреляционным интегралом вычисления ВКФ:

$$R_{a,\,s(\tau)} = \frac{1}{T}\int a(t)S(t+\tau)\,dt, \qquad (1)$$

где a(t) и S(t) соответственно зарегистрированный и управляющий, посланные в Землю, сигналы, τ - временной сдвиг между ними.

Выражение (1) может быть представлено в несколько ином, важном для понимания особенностей вибрационной сейсморазведки, виде. Действительно, сигнал a(t) при отсутствии помех описывается интегралом свертки.

$$a(t) = \int h(\theta)S(t-\theta)\,d\theta \qquad (2)$$

где h(θ) - оператор фильтра земли, распределение коэффициентов отражения по разрезу.

Подставляя (2) в (1) и меняя порядок интегрирования, получим:

$$Ra,\, s(\tau) = \int h(\theta)\int S(t-\theta)\, S(t+\theta)\,dt d\theta,$$

$$Ra,\, s(\tau) = \int h(\theta)\, r(\tau-\theta)\,d\theta,$$

где

$$r(\tau-\theta) = \int S(t-\theta)\, S(t+\theta)\,dt \qquad (3)$$

Величина r(τ-θ) представляет собой автокорреляционную функцию (АКФ) управляющего сигнала. Основываясь на выражении (3), можно составить обобщенную модель прокоррелированной вибросейсмической трассы во временной области

$$R_{a,\,s(\tau)} = r_{s(\tau)} * h(\tau) * F(\tau) * P(\tau) * N(\tau) + n(\tau), \quad (4)$$

где

F(τ) - искажение волн верхней частью разреза;

P(τ) - искажение волн при распространении в земной толще;

N(τ) - искажение волн при регистрации;

n(τ) - результаты корреляции аддитивных помех с управляющим сигналом.

Из (4) следует, что информативной является та часть коррелограммы, которая определяется сверткой АКФ управляющего сигнала с распределением коэффициентов отражения по разрезу.

Остальная ее часть формируется действием помех, влияние которых должно быть сведено к минимуму, что и определяет основное содержание многих методических, аппаратурных, технических приемов и средств современной вибросейсморазведки. При этом АКФ управляющего сигнала может рассматриваться как некоторая импульсная нагрузка, действующая на среду.

Нас будет, в основном, интересовать насколько F(τ) и P(τ) из выражения (4) будут оказывать искажающее действие на идеальный квазисинусоидальный сигнал, возбуждаемый виброисточником (ЛЧМ-сигнал). Что касается искажений, вносимых геофоном, имеющим заданную частотную характеристику, при обработке – как правило, это искажение устраняется, хотя может учитываться и при конструировании вибрационного сигнала.

За уровнем случайного шума при проведении полевых работ также ведётся постоянный контроль (хотя процесс корреляции виброданных его уменьшает).

Для подавления регулярных волн-помех в любой системе обработки существует объёмный пакет алгоритмов, позволяющих значительно уменьшить их энергию вплоть до полного подавления.

Амплитудные искажения

В зависимости от сейсмогеологических условий конкретных площадей (ВЧР и глубинных) уровень поглощения средне-высокочастотных составляющих вибросигнала может быть достаточно высоким. Обычно земная толща хорошо пропускает частоты от 2 – 3 Гц до 45 Гц, и с различной степенью крутизны ослабляет средне-высокочастотные составляющие вибросигнала.

Вибрационная сейсморазведка позволяет в определенных пределах управлять частотным составом возбуждаемых волн, изменяя их энергетический уровень в заданных полосах частот. Имеется три способа решения этой задачи.

Первый - заключается в том, что в процессе синхронного накопления воздействий последовательно возбуждаются линейные управляющие сигналы, имеющие различные полосы частот. Очевидно, что при их накоплении произойдет сложение волн, и суммарный спектр накопленного сигнала будет неравномерным с подъемами на тех частотах, которые присутствовали на всех исходных посылках. Это так называемые комбинированные управляющие сигналы [4], которые получили определенное практическое применение на первой стадии разработки технологий, позволяющих расширить частотный диапазон зондирующих сигналов, и показали свою

эффективность.

Второй следует из того, что в соответствии с соотношением, определяющим скорость изменения частоты

$$\beta = \Delta F/T = (Fк - Fн)/T,$$

где ΔF, Fк, Fн и T - полоса частот, конечная и начальная частоты и длительность управляющего сигнала, соответственно;

спектр мощности управляющего сигнала P(ω) и скорость изменения частоты β связаны между собой обратной зависимостью: P(ω) = 1/β - при уменьшении скорости развертки повышается уровень возбуждаемых колебаний и наоборот.

Следовательно, меняя скорость развертки частоты управляющего сигнала, можно увеличивать или уменьшать в определенных частотных диапазонах уровень посылаемых в землю волн.

Управляющие сигналы с переменной скоростью развертки получили название нелинейных.

Третий возможный способ управления спектрами возбуждаемых колебаний заключается в изменении амплитуды управляющего сигнала при постоянной скорости развертки, что приведет к соответствующему изменению уровня возбуждаемых колебаний. Известно несколько реализаций этого способа, основанных на модуляции амплитуды управляющего сигнала некоторой низкочастотной функцией с заданными фиксированными параметрами.

Все эти способы управления спектрами волн реализуются на основе сигналов, которые отнесены к разряду нелинейных. Основным признаком нелинейных сигналов является то, что формируемые ими управляющие развертки имеют неравномерные спектры в полосе генерируемых частот.

Наиболее широкое применение получили сигналы с переменной скоростью изменения частоты в связи с тем, что они наиболее технологичны и позволяют в определенной степени расширить спектр регистрируемых волн и повысить эффективность вибрационной сейсморазведки.

Основной способ коррекции амплитудных искажений – адаптивные технологии вибрационной сейсморазведки и связан он, в основном, с изменениями скорости развёртки в процессе реализации зондирующего свип-сигнала. Основной задачей, которую необходимо решить при выборе того или иного типа нелинейного сигнала, является оценка амплитудно-частотного затухания, обусловленного поверхностными условиями и земной толщей в конкретной точке возбуждения.

В классической модификации адаптивного возбуждения для решения этой задачи сначала возбуждается широкополосный ЛЧМ-сигнал. Далее, с помощью специального программного обеспечения, осуществляется оценка средне-высокочастотных искажений регистрируемого сигнала. И уже следующее накопление производится с нелинейным свип-сигналом, позволяющим в той или иной степени скомпенсировать вышеуказанные искажения. Замечательным в данной технологии является то, что этот процесс легко автоматизируется и осуществляется в реальном времени. Более детальное описание данной технологии приведено в статье [2].

Следует отметить, что в последнее время наметившаяся тенденция смещения начальной частоты свип-сигнала в область ультранизких частот привела к появлению разновидности адаптивной вибротехнологии в широкополосном варианте – «Броадсвип» (Broadsweep®), что позволило расширить частотный

состав возбуждаемых колебаний не только в область высоких частот, но также и в область низких. Это позволило увеличить как разрешенность, так и глубинность результирующих данных.

Фазовые искажения

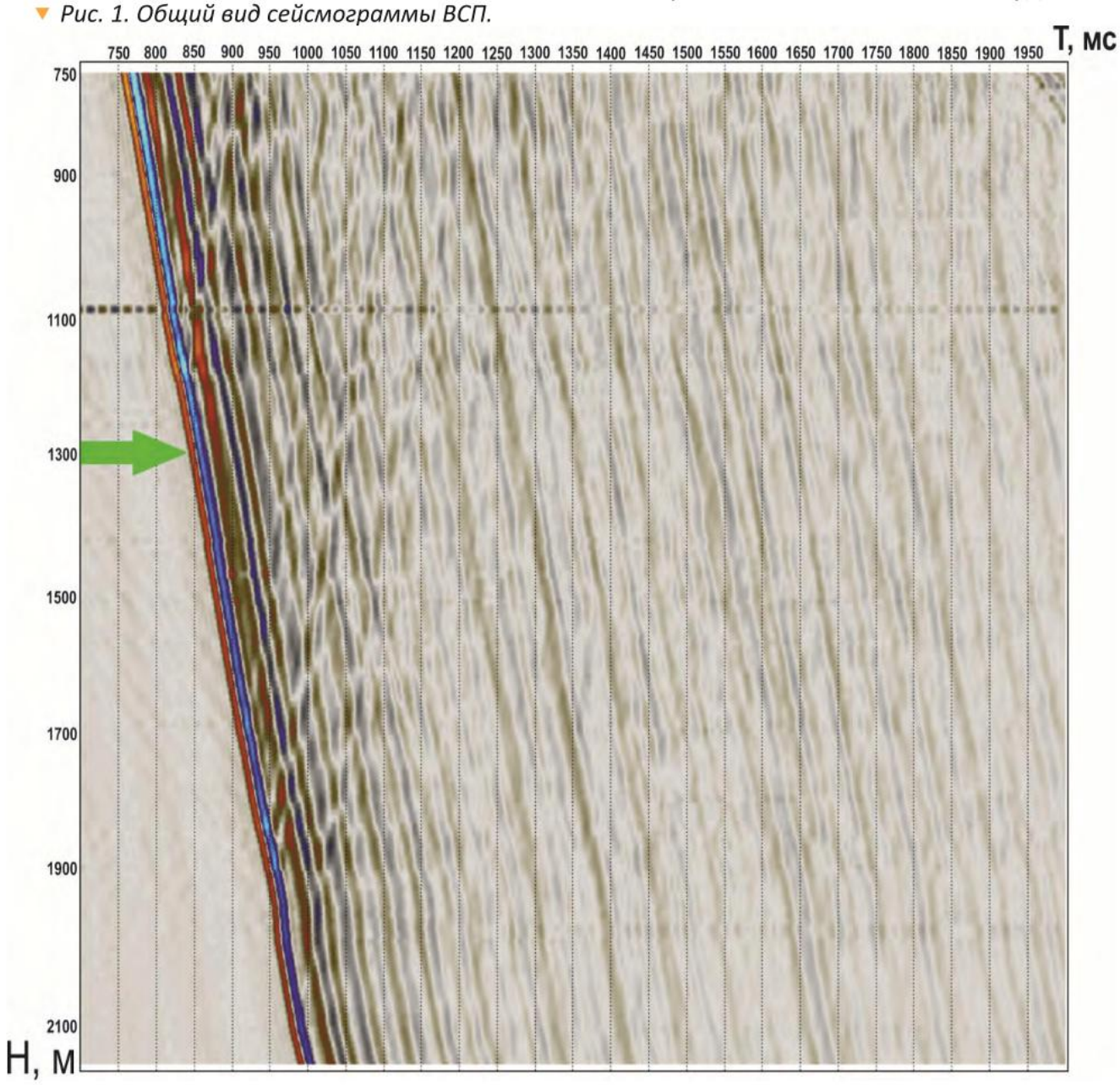
Расширение свип-сигнала в область ультранизких частот высветило проблему фазо-частотного искажения, что наиболее заметно при возбуждении низких частот. Проиллюстрируем данный эффект на реальных данных.

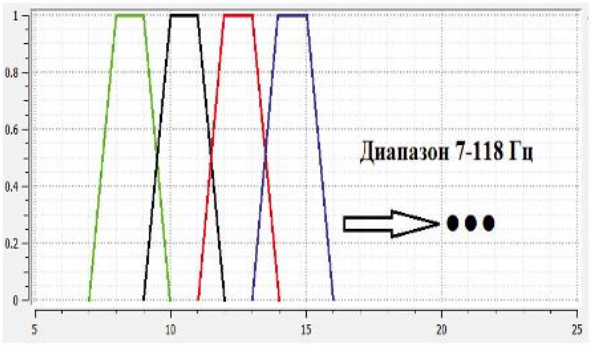
На Рис. 1 изображен общий вид сейсмограммы ВСП, по трассе которой проводился анализ (отмечена зелёным курсором и соответствует глубине ~1300 м). Частотный диапазон свип-сигнала, с которым была получена сейсмограмма, равнялся 7 – 118 Гц.

Далее, по трассе виброграммы была выполнена фильтрация узкополосными фильтрами трапецевидной формы: основание трапеции 3 Гц, шаг фильтрации 2 Гц (Рис. 2), длина оператора фильтра 2000 мс (Рис. 3).

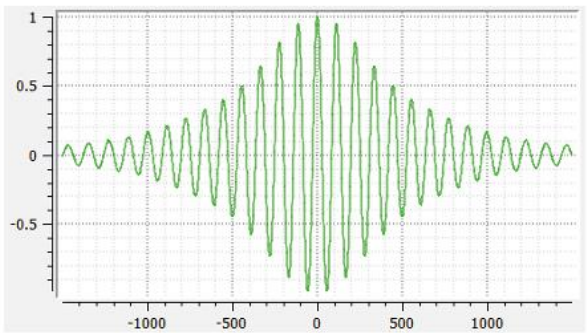
На рис. 4 показаны амплитудно-

▼ *Рис. 1. Общий вид сейсмограммы ВСП.*



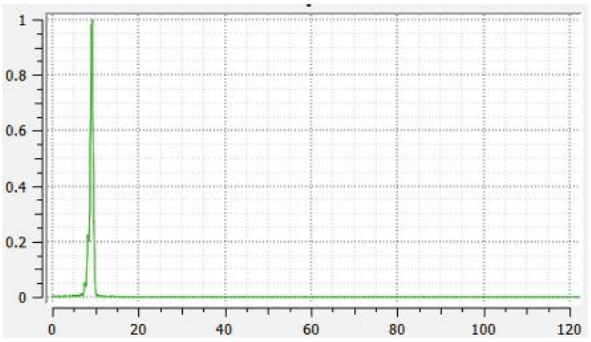


▲ *Рис. 2. Схема узкополосной фильтрации трассы виброграммы.*



▲ *Рис. 3. Оператор фильтра.*

частотные характеристики (АЧХ) результата фильтрации в диапазоне 7-8-9-10 Гц, а на рис. 5 - результат фильтрации во



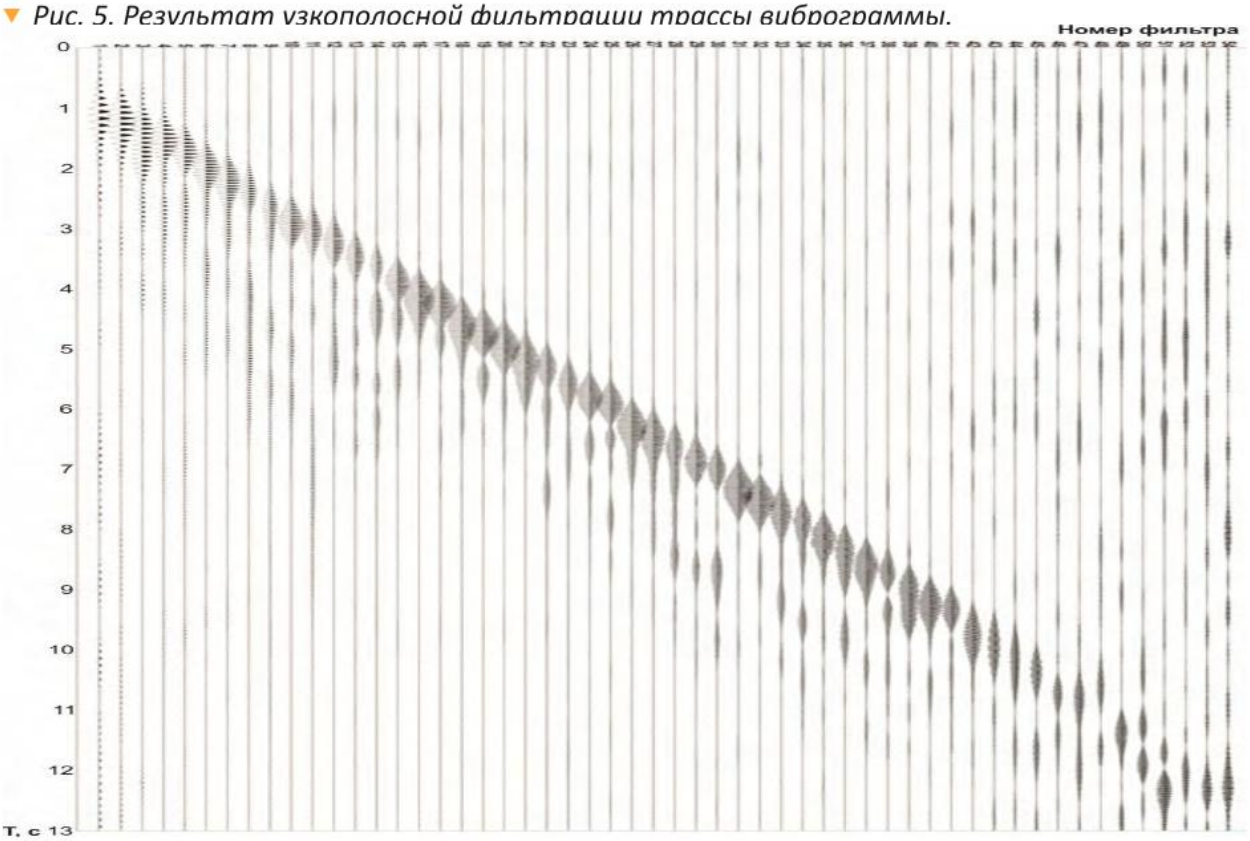
▲ *Рис. 4. АЧХ результата фильтрации в диапазоне 7-8-9-10 Гц.*

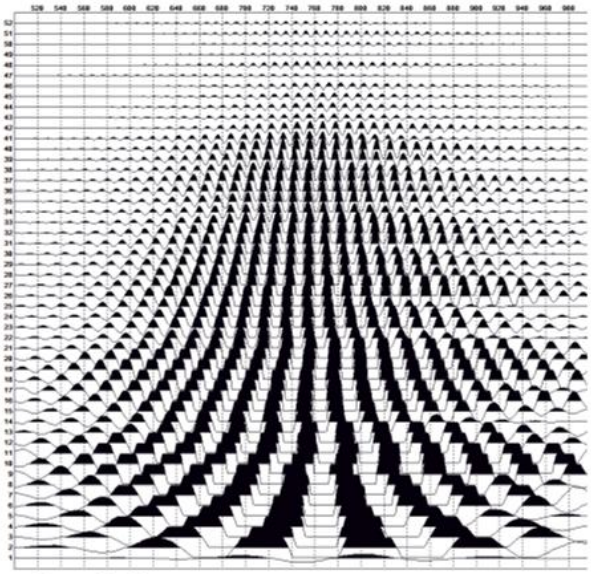
временной области.

После этого выполнена кросскорреляция результатов фильтрации с опорным сигналом (Рис. 6). Из рисунка видно, что фаза сигнала нестабильна. Результат суммирования узкополосных коррелограмм представлен на Рис. 7. Хорошо видно, что фазовые искажения, достигающие максимальных значений на низких частотах, в значительной степени искажают результат суммирования.

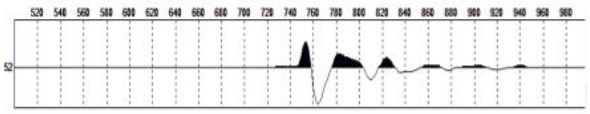
Введём фазовые поправки в результа-

▼ *Рис. 5. Результат узкополосной фильтрации трассы виброграммы.*

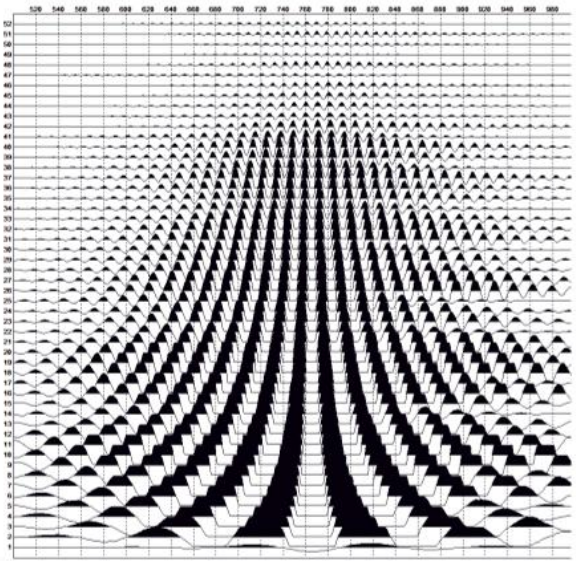




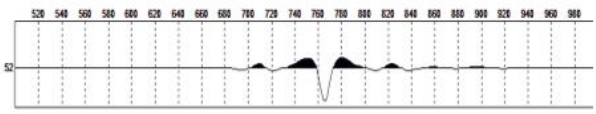
▲ *Рис. 6. Коррелограмма трассы после узкополосной фильтрации.*



▲ *Рис. 7. Результат суммирования узкополосных коррелограмм.*



▲ *Рис. 8. Коррелограмма. Трассы после фазовой коррекции.*



▲ *Рис. 9. Результат суммирования узкополосных коррелограмм после фазовой коррекции.*

ты узкополосных фильтраций (Рис. 8) и, после суммирования, получим идеальный симметричный импульс, соответствующий теоретическим выкладкам вибрационной теории (Рис. 9).

Таким образом, необходимость как амплитудной, так и фазовой коррекции вибрационного сигнала позволит получать более детальную информацию об изучаемой земной толще, увеличивая достоверность результирующих данных.

Такая технология под названием ***Wellsweep*** [5] была реализована в «НПП «Спецгеофизика» с участием «Газпром добыча Надым», «Газпром недра» и институтом «Газпром ВНИИГАЗ».

В работе [6] показана возможность конструирования различных обратных свип сигналов основываясь на данных ВСП, зарегистрированных после излучения стандартного линейного свип сигнала в широкой полосе частот. Стандартные скважинные наблюдения дают возможность напрямую, на уровне пласта, выделить сигнал падающей волны от источника, который расположен на поверхности наблюдений. Частотно зависимые потери амплитуд и фазовые искажения, возникающие во время прохождения исходного сигнала через геологическую среду, могут быть оценены и скомпенсированы с помощью различных обратных фильтров. Полная импульсная характеристика любого обратного фильтра пересчитывается в эквивалентный свип сигнал, который затем излучается в геологическую среду под управлением усовершенствованного контроллера виброисточника. Результаты ВСП, полученные с применением полностью управляемых свип сигналов демонстрируют повышение разрешенности отражений и их фазовую коррекцию, которые достигаются непосредственно во время полевых работ (Рис. 10).

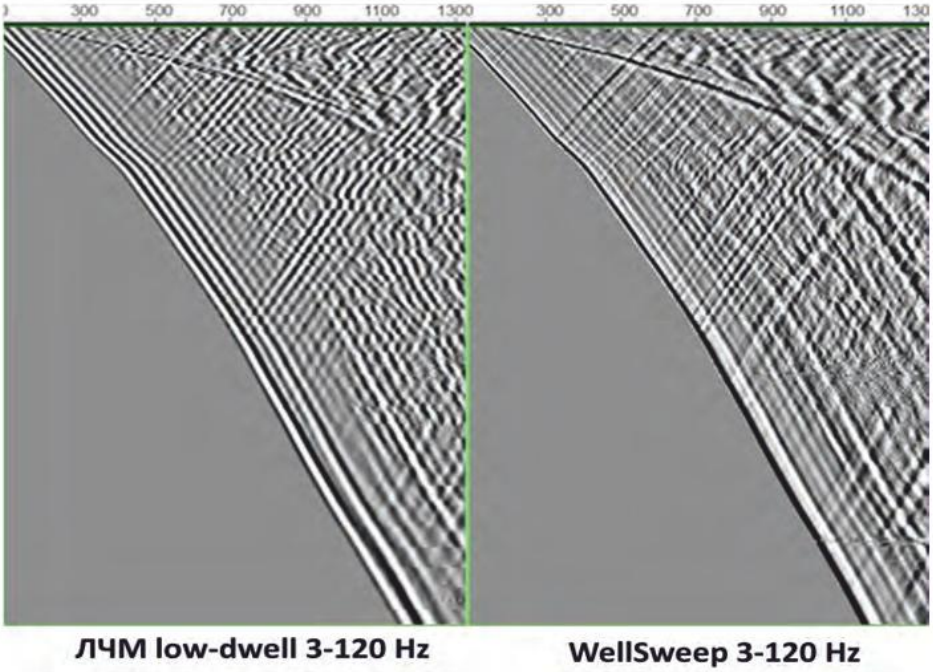


Рис. 10. Результаты ВСП, полученные стандартным методом (слева) и с применением технологии Wellsweep (справа).

Такие вибрационные сигналы в дальнейшем могут быть использованы для проведения наземной сейсморазведки 3Д.

Поскольку настройка сигналов происходит по данным, зарегистрированным во внутренних точках геологической среды, результаты пространственной сейсморазведки будут максимально возможным способом соответствовать скважинным наблюдениям ВСП, одновременно сближая разрешающую способность этих двух сейсмических методов и распространяя околоскважинную информацию, извлеченную из ВСП, на пространство между скважинами.

На рис. 11 показаны результаты отработки участка профиля по методике 3Д (временные разрезы) с применением сконструированного свип-сигнала, учитывающего амплитудно-фазовые искажения, извлеченные из скважинных данных.

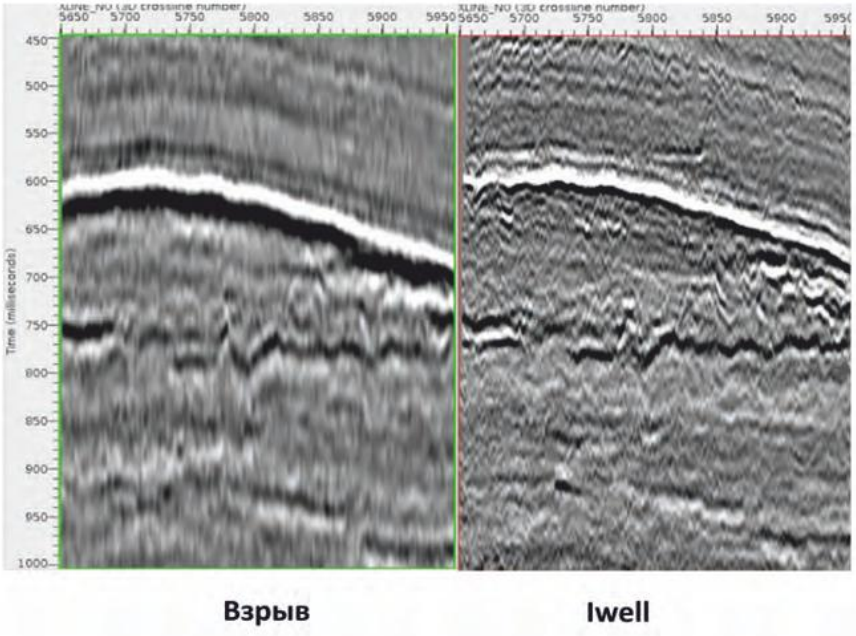


Рис. 11. Временные разрезы, полученные взрывной методикой и с применением технологии Wellsweep.

Выводы

Таким образом, учет амплитудных и фазовых искажений, осуществляемых в процессе конструирования возбуждаемого вибрационного сигнала, позволяет в значительной степени повысить эффективность вибрационной технологии, увеличивая детальность изображения изучаемого подземного пространства.

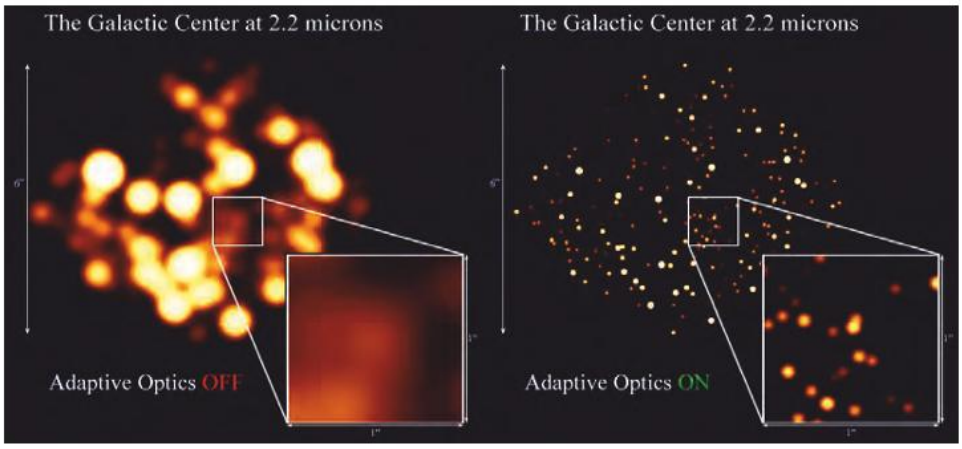
В дополнение к вышесказанному хотелось бы отметить следующее.

Задача улучшения изображения изучаемых пространств примерно одинакова как в случае исследования земных толщ при помощи сейсмических методов (технологий), так и в случае изучения космического пространства при помощи оптических телескопов, устанавливаемых на земной поверхности. И в том и другом случае существует среда, искажающая зондирующие и оптические сигналы, не позволяющие получать четкое изображение изучаемых объектов (земная толща в случае изучения подземных структур, атмосферная толща при изучении космического пространства). Практически одновременно (в 80-х годах) возникла идея изучения искажений, вносимых земной толщей (в случае астрофизики атмосферной) и коррекции получаемых изображений на основе их учета. Появление вибрационного способа возбуждения колебаний позволило решить эту задачу при изучении земной толщи на основе использования адаптивных технологий вибросейсморазведки [2, 3, 6], в астрономии при использовании сложнейшего аппаратно-программного комплекса, получившего также название "адаптивная оптика" (adaptive optic) [7, 8]. Не вдаваясь в детали, которые можно почерпнуть из многих статей на эту тему, суть ее состоит в следующем.

Первоначально получают информацию об искажениях, обусловленных земной атмосферой на основе анализа прохождения луча света либо от ярких звезд, либо от искусственных источников света, инициированных лазерами, затем корректируют кривизну зеркала телескопа, тем или иным способом, что позволяет сфокусировать изображение изучаемых космических объектов. Причем скорость адаптации высока - до нескольких тысяч раз в секунду. На рис. 12 приведена иллюстрация применения системы адаптивной оптики.

Почему я привел этот пример использования адаптивной технологии в астрономии? Только для того, чтобы показать, как натурное изучение искажений, вносимых земной толщей (в нашем случае) или атмосферой (в случае изучения космического простра-

▼ *Рис. 12. Применение системы адаптивной оптики.*



нства) позволяет кардинально улучшать изображение изучаемых объектов, исходя из объективных параметров среды.

Поэтому, можно сколько угодно улучшать характеристики виброисточников (против этого никто не возражает), но основным, для получения качественного изображения изучаемого подземного пространства, является выбор оптимального широкополосного сигнала, учитывающего как амплитудные, так и фазовые искажения, обусловленные земной толщей.

Автор выражает благодарность И.А. Некрасову и И.П. Короткову за обработку материалов, иллюстрирующих эффект амплитудной и фазовой коррекции вибрационного сигнала.

Литература

1. Теория и практика наземной невзрывной сейсморазведки. Под редакцией Шнеерсона М.Б.// Москва, ОАО «Издательство «Недра», 1998, 527 с.

2. Жуков А.П., Коротков И.П., Тищенко А.И. Адаптивные технологии вибрационной сейсморазведки. Часть I// Саратов, Приборы и системы разведочной геофизики, 1(68), 2021, с.32-47.

3. Жуков А.П., Коротков И.П. Адаптивные технологии вибрационной сейсморазведки. Часть II// Саратов, Приборы и системы разведочной геофизики, 2(69), 2021, с.32-45.

4. Кострыгин Ю.П. Вибросейсмический и кодоимпульсный способы сейсмической разведки.// Краснодар: Просвещение-Юг, 2014, 494 с.

5. Жуков А.П. и др. Способ вибросейсмической разведки. Россия, Патент № 2780460, Патентообладатель ООО «Газпром добыча Надым», 28.01.2022.

6. Коротков И.П., Жуков А.П., Некрасов И.А. Вибросейсморазведка с полностью управляемыми сигналами на основе скважинных данных (Vibroseis acquisition with fully controllable sweep signals based on borehole VSP data analysis). 83rd EAGE Annual Conference and Exhibition, Madrid, 2022.

7. F.Merkle, et al. Successful Tests of Adaptive Optics. Журнал The Messenger, № 58, с. 1-4, 1989.

8. Лесин Алексей. Адаптивная оптика: как астрономы изучают звездное небо. https://www.techinsider.ru/science/211391-adaptivnaya-optika-kak-rassmotret-zvyezdy-na-nebe, 01.06.2022.

Подробнее об авторе



Жуков
Александр Петрович

главный научный
сотрудник
ООО «НПП
«Спецгеофизика»,
г. Москва.
Доктор технических наук,
профессор.

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

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





НОВЫЙ ВОСТОКГЕО
NEW EASTGEO Co. Ltd

ООО «НОВЫЙ ВОСТОКГЕО»



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



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



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

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

ТНГ-Групп. Опыт применения нодальных систем Smart Solo в производственном режиме

Будяк А. В., ТНГ-Групп, г. Бугульма

Внедрение новых технологий, освоение нового вида оборудования для сейсморазведчиков всегда очень непростой процесс. Мало того, что нужно освоить новое, верно оценить преимущества и возможные риски, необходимо главное – убедить заказчика в том, что новое оборудование даст дополнительный эффект. Оценивая для себя возможность использования нодальных систем Smart Solo, мы разработали и реализовали широкий план мероприятий. Причем, данная работа была выполнена в тесном взаимодействии со специалистами заказчиков, активно участвовавшим на всех этапах реализации программы внедрения новых технологических приемов.

С февраля 2021 года в ТНГ-Геосейс находилось на тестировании и в опытно-производственной эксплуатации 5000 каналов оборудования нодальной системы SmartSolo. За это время проведены разнообразные тесты, выполнен один проект 3D в Республике Татарстан и производственные сверхплотные работы 2D (шаг ПП 5 м) в Тимано-Печорском регионе.

Результаты оценки и практический опыт выполнения производственных проектов с использование Smart Solo представлены в данном материале.

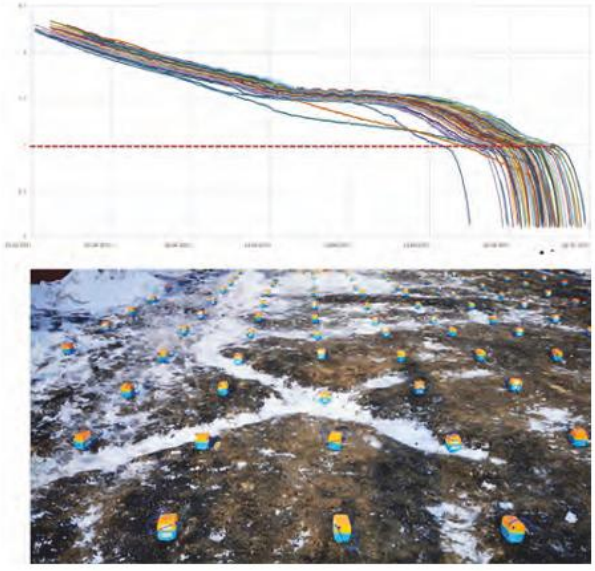
Предварительное тестирование заявленных параметров производителя

На первом этапе оценки нодального оборудования были проведены сопоставления Smart Solo с кабельными системами (SN428, SN508, как с одиночными датчиками, так и с группами сейсмоприемников). Тесты показали отличную идентичность нодального оборудования, в том числе и при совместной расстановке с одиночными датчиками YF-Solo.

Для оценки емкости аккумуляторов и времени автономной работы был проведен тест на разрядку 100 установленых в патч. Было установлено, что до полной разрядки проходит порядка одного месяца, тест проводили в условиях отрицательных температур, но не экстремальных.

Рис. 1. Сопоставление Smart Solo и SN-428 с одиночными датчиками YF-Solo 5Гц при анализе идентичности. Февраль 2021 г.





▲ *Рис. 2. Патчевая система при анализе работоспособности блоков. Апрель 2021.*

В ходе проверок работоспособности оборудования отмечено, что блоки могут погружаться в грунт или быть «погребены» под снегом, но должны находиться не глубже 30-40 см в грунте и 1,5 м в снегу. Иначе теряется сигнал GPS, что приводит к потерям точности привязки к мировому времени. Однако, при небольших погружениях сохраняется уверенный прием сигнала GPS, что позволяет углублять приборы в грунт, прикрывая от посторонних взглядов, снижая влияние поверхностных шумов.

Производственные работы 3D. Республика Татарстан

Это небольшая, порядка 30 квадрат, 3D съемка на территории Татарстана. Участок требовал доизучения, однако техногенные объекты, расположенные в его пределах и окрестности серьезно усложняли работы. В частности, дорожная развязка между двумя промышленными городами республики Нижнекамском и Набережными Челнами, железная дорога из Нижнекамска и расположенный на юге аэропорт Бегишево.

Наличие широкополосной трассы, ответвлений от неё и железнодорожных



▲ *Рис. 4. Поверхностные условия выполнения съемки 3D.*

путей серьезно усложняло архитектуру кабельной системы в случае ее применения. Необходима была большая работа по согласования пересечений линий приема коммуникаций, постоянная наладка и обслуживание телеметрии, высокий риск краж и аккумуляторов и кабеля местным население. Рис. 3.

Для выполнения съемки было предложено применение бескабельной нодальной системы. Понимая риски получить на выходе некондиционные данные ввиду полного традиционного онлайн QC был пересмотрен дизайн съемки в сторону уплотнения, вместо стандартного варианта 200x200 50x50, спроектирован вариант 150x150 по ЛПП и ЛПВ, 25x25 по ПП и ПВ, что повысило плотность трасс на квадратный километр более чем в 7 раз.

Для мониторинга условий регистрации применяли кабельное оборудование.

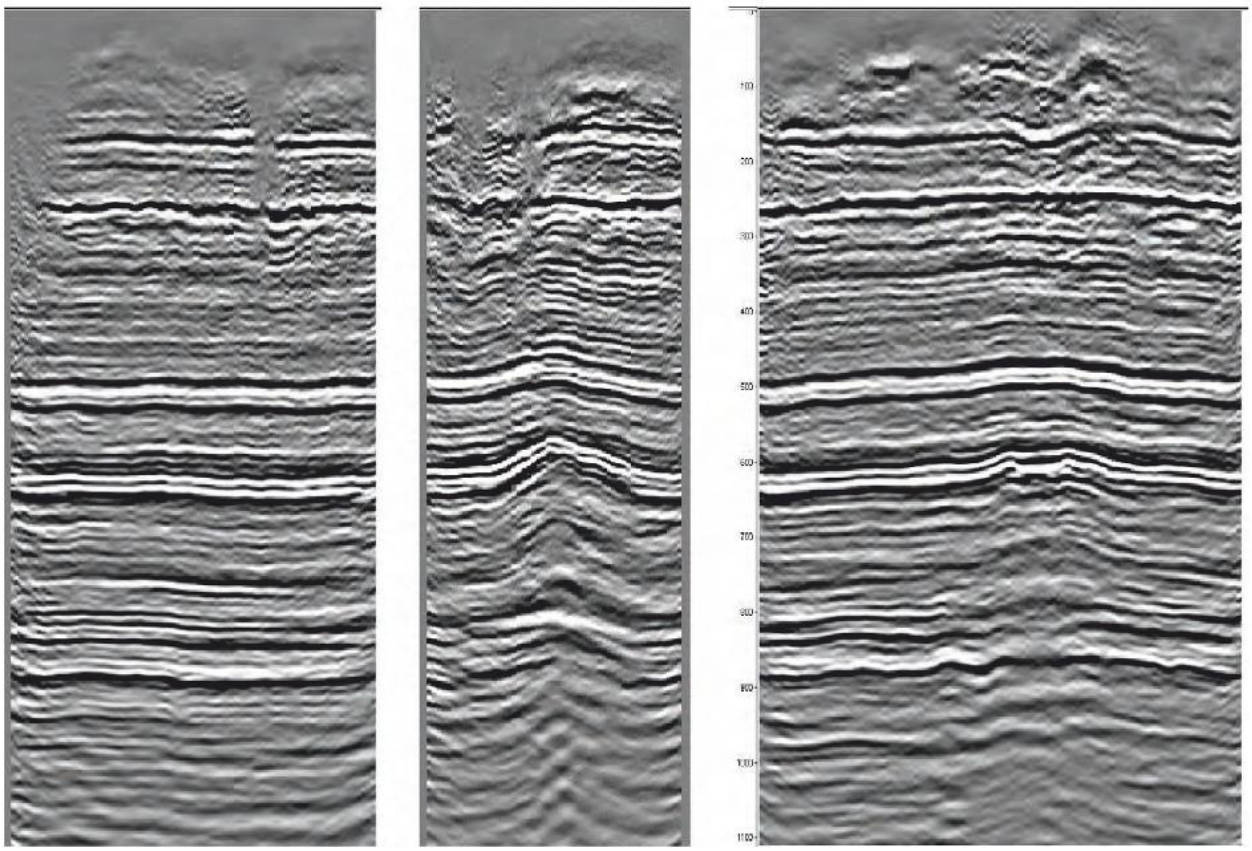
На работах по размотке и смотке оборудования было задействовано в среднем 2 бригады, которые раскладывали опять же в среднем по 200-250 нодов за 3-4 часа. Участками, на некоторых полях, размотка велась пешим ходом. Подмотка шла побыстрей в среднем 2.5 часа.

В ходе работы появилась необходимость включения в производственный цикл дополнительного вида работы: визуальный осмотр нодов. Осмотр предполагал проверку наличия нодов, правильную цветовую индикацию на их панели. Рабочие в пешем порядке обходили расстановку в течении светового дня. В процессе работ была предотвращена попытка кражи нодов, также 2 дня подряд восстанавливались участки по нескольку блоков подряд в лесном массиве. Ноды были выкопаны ночью кабанами в лесу, данные за этот период по этим ПП забракованы.

Для начала регистрации убедившись, что размотка нодов закончена, оператор снимал тесты фонового уровня шумов с кабельного оборудования Sercel. Линия для мониторинга естественных шумов была расположена на удалении от помехообразующих объектов. Наличие помех от самолетов также контролировалось по кабельной линии, прогнозировалось из открытых источников расписания полетов. В процессе регистрации выбирались благоприятные по техногенным помехам интервалы. Кроме того, по кабельной линии осуществлялся контроль детонации при работе со взрывным источником.

По слайсам куба можно сказать, что несмотря на пропуски в покрытии из-за смещения ПВ, обилие техногенных помех данные характеризуются доста-

Рис. 4. Предварительные результаты обработки данных по площади 3D.



точно высоким соотношением сигнал/шум в целевом интервале карбона.

Производственные работы 2D. НАО Архангельская обл.

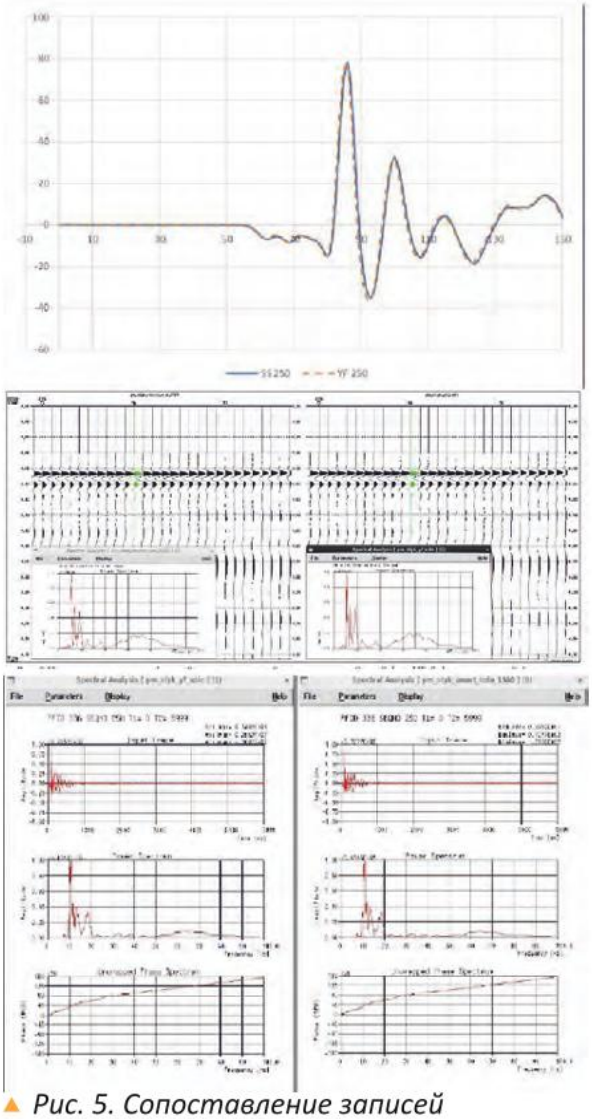
В зимнем сезоне в 2022 году оборудование Smart Solo использовалось при выполнении работ 2D (600 пог.км) на площади в 1200 кв.км.

Участок работ расположен в НАО Архангельской области и характеризуется сложным геологическим строением, так как находится на стыке надпорядковых структур, присутствуют крутые углы наклона, разрывные нарушения, взбросы.

В тектоническом отношении участок недр расположен на стыке надпорядковых структур Северо-Печороморской моноклинали и Предуральского краевого предгорного прогиба, на сочленении относящихся к ним структур I порядка – юго-восточной части Варандей-Адзьвинской структурно-тектонической зоны (авлакогена), северной части гряды Чернышева и западной части Воркутского поперечного поднятия.

Для изучения сложной геологии участка необходимо было реализовать сверхплотную систему наблюдения. На проекте использовалась симметричная активная расстановка с максимальным удалением 6 км, шаг ПП 5 м и ПВ 25м. Для маневра в работе и общего облегчения полевой системы наблюдения было предложено комбинирование 5000 нодов Smart Solo и 7000 каналов кабельного Sercel 428 с одиночным низкочастотным геофоном YF-Solo. Проектом предусматривалось также комплексирование источников взрывного и вибрационного, так как северная часть площади располагалась в особо-охраняемой зоне, которой запрещены взрывные работы.

Большое внимание при опытных работах было уделено сопоставлению

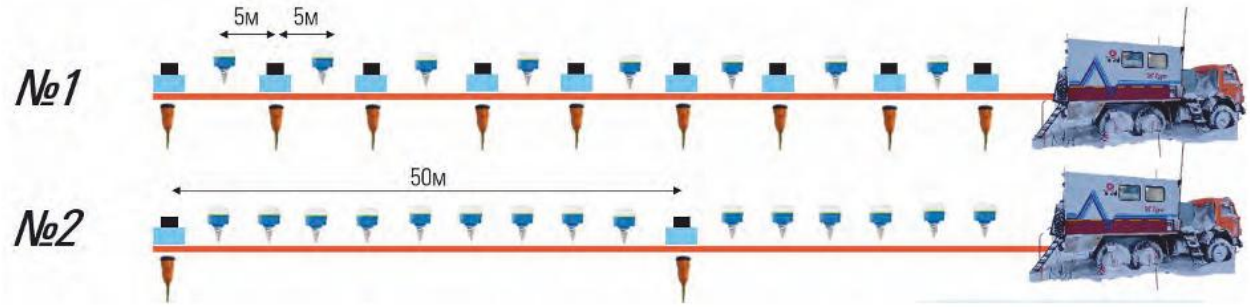


▲ *Рис. 5. Сопоставление записей кабельных и бескабельных систем.*

одиночных низкочастотных геофонов в составе кабельного оборудования и нодов. Сравнивались формы сигналов, АЧХ и ФЧХ.

Комбинирование оборудования позволило осуществлять онлайн контроля качества и максимально использовать преимущества нодальных небольших легких блоков.

Было реализовано несколько гибридных систем наблюдения. На начальном этапе работ кабельное и нодальное оборудование ставилось через 1 канал, то есть через 10м соответственно. Это, с одной стороны, была, мера перестраховки, чтобы в случаях отказа в работе нодов



▲ *Рис. 6. Гибридные системы наблюдения при работе на проекте.*

не получить значительные участки потери данных, плюс это позволило провести экспресс анализ результатов опытных работ и выдать задание на бурение до подмотки, считки и сшивки данных. Далее шаг ПП кабельного оборудования был разуплотнен до 50 м (Рис. 6). Часть профилей было отработано с разделением кабельной и нодальной систем.

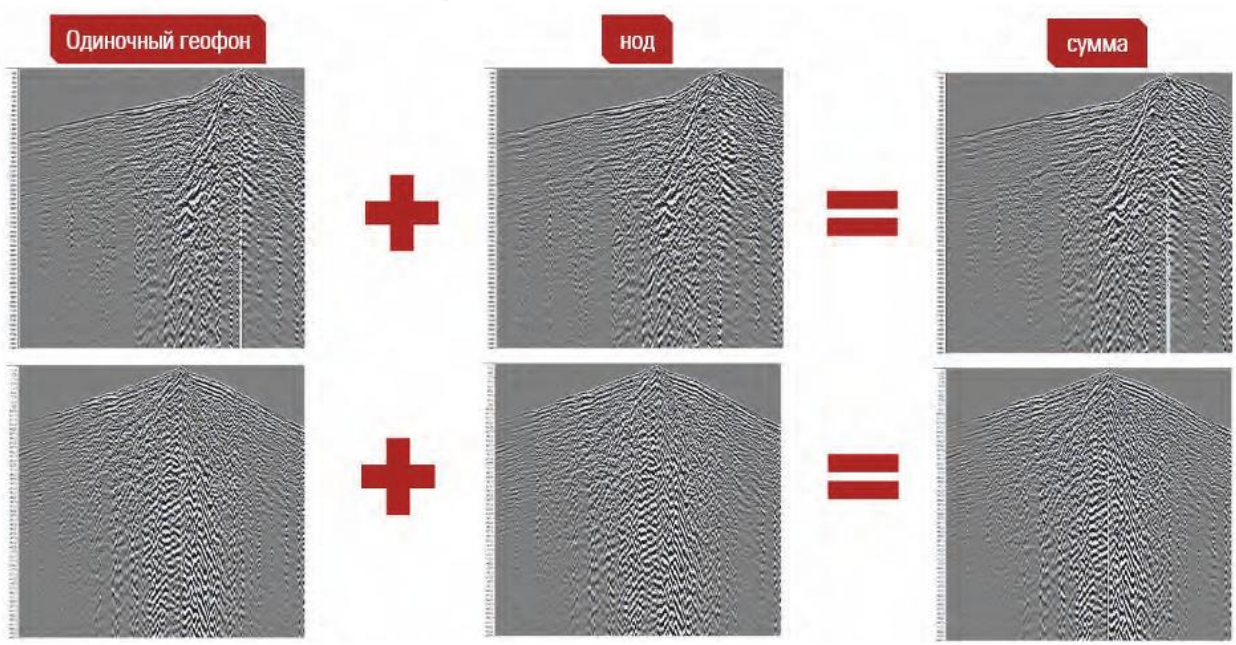
Исключительно ноды использовались в северной части площади при работе с вибрационным источником. Это было одним из положительных факторов при переговорах по проведению работ с коренным населением. По площади проходил маршрут перегона оленей, и аборигены были негативно настроены на проведение работ в этот период, один из их упреков был в том, что олени путаются в проводах.

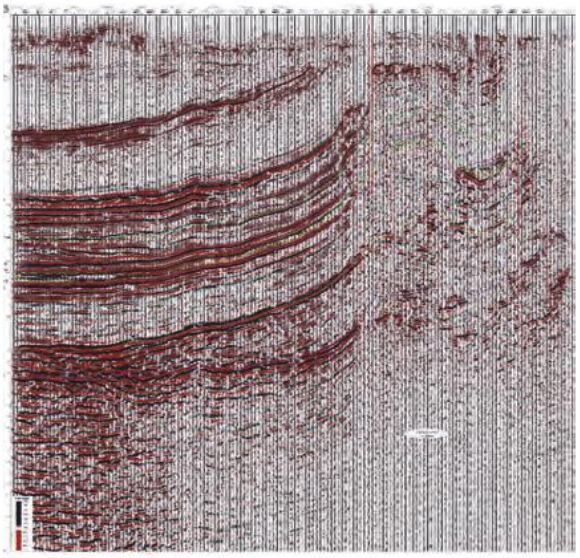
Производительность сейсмоотряда при работе с нодами получилась примерно в 2 раза больше, чем при работе с кабельными системами.

Так как расстояние от базы до удаленных участков профилей было более 50 км, было организовано мобильное место для считывания и зарядки нодов, чтобы минимизировать время транспортировки. На части площади перекидка на новые участки работ уже производилась без промежуточного считывания.

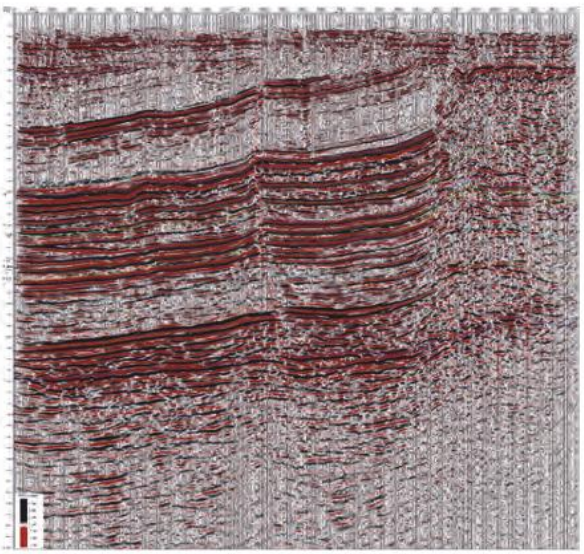
Данные полученные с комбинированными расстановками суммировались в единое физ.наблюдение на полевом ВЦ. Рис.7.

▼ *Рис. 7. Получение единой сейсмограммы при использовании различных телеметрических систем на проекте.*





▲ *Рис. 8. Временной разрез по 2D профилю, отработанному комбинированной расстановкой в варианте №2.*



▲ *Рис. 9. Временной разрез по 2D профилю, отработанному только нодами Smart Solo.*

Выводы и заключение

• Нодальная система Smart Solo применима для проведения для работ 2D и 3D, удобна и проста в работе, риск потери информации из-за работоспособности системы – незначителен;

• Необходимо комбинирование кабельной и бескабельных систем регистрации для осуществления мониторинга и контроля уровня шумов;

• При отработке крупных площадей или большой удаленности текущего участка отработки от базы целесообразна организация мобильного места для считывания данных;

• Возникает дополнительный вид работ по мониторингу расставленного нодального оборудования, особенно при высоком проценте использования нодов на проекте;

• При планировании работ необходимо учитывать риск потери оборудования;

• Необходим дополнительный инструктаж персонала и постоянный контроль за соблюдением качества расстановки приборов;

• Необходима проработка и согласование принципов контроля качества с заказчиком, в том числе и с выработкой особых критериев оценки.

Внедрение нового оборудования, особенно, «слепого», позволяющего повысить производительность и выполнять работы на эксклюзивных участках (сложный рельеф, высокий уровень техногенных помех), требует изменения стандартов и инструкций. Это позволит смелее внедрять новые высокоэффективные технологии, получая качественный материал, решая сложнейшие геологические задачи.

Подробнее об авторе



Будяк
Антон Валерьевич

Главный геофизик
ТНГ-Групп

GEOSPACE Technologies Eurasia



ГЕОФОНЫ БЕЗ КОРПУСА

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



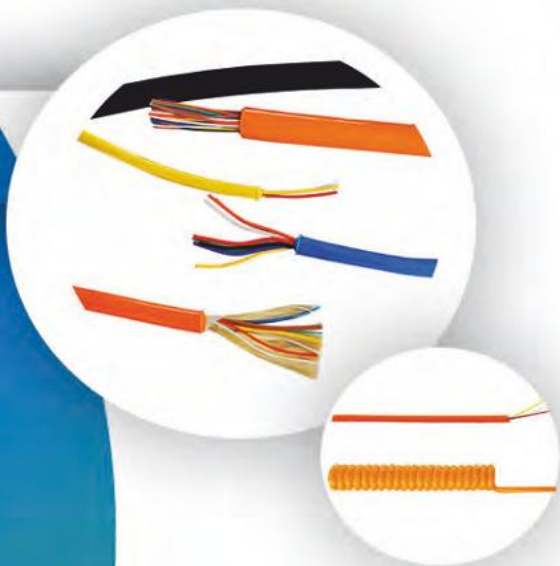
ГРУППЫ ГЕОФОНОВ

- Полевые;
- Трёхкомпонентные;
- Болотные.



РАЗЪЕМЫ

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



КАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ

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

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

Методика получения геоэлектрических характеристик среды в экспериментальном электроразведочном комплексе с шумоподобными сигналами

■ Бобровский В.В., Ильичев П.В., Научная станция РАН, г. Бишкек, Кыргызская Республика.
■ Александров П.Н., Центр геоэлектромагнитных исследований Института физики Земли РАН, г. Москва.

Аннотация.

В работе представлена методика получения геоэлектрических характеристик среды для экспериментального электроразведочного комплекса с шумоподобными сигналами с учетом особенностей его аппаратурно-программной реализации. Предложено улучшение метода решения обратной задачи ЗСБ в рамках модели с проводящей S плоскостью позволяющее повысить достоверность получаемых результатов. Показана реализация методики в программном обеспечении электроразведочного комплекса.

Ключевые слова: электроразведка, шумоподобные сигналы, корреляционная обработка сигналов, метод становления поля, измерительный комплекс.

Введение

В настоящее время в Научной станции РАН в г. Бишкеке (НС РАН) ведутся работы по отработке технологии зондирования земной коры с ранее разработанным экспериментальным образцом аппаратурно-программного электроразведочного измерительного комплекса с шумоподобными сигналами (ЭРК ШПС) [1], в основу построения которого положен метод становления поля в ближней зоне (ЗСБ). В отличии от традиционных способов зондирования становлением поля в ЭРК ШПС используются шумоподобные зондирующие сигналы (ШПС), обладающие «информационной избыточностью». Корреляционная обработка таких сигналов, регистрируемых на приемной стороне, на фоне значительных шумов и помех различного происхождения, обеспечивает многократное (100 - 10000 раз) повышение соотношения сигнал-шум [2]. Тем самым расширяется диапазон исследуемых глубин земной коры при значительном снижении энергопотребления зондирующих генераторных установок. Далее рассматривается методика получения геоэлектрических характеристик изучаемой геологической среды в рамках модели с проводящей S плоскостью (пленка Прайса-Шейнманна) с учетом особенностей реализации аппаратурно-программного измерительного комплекса ЭРК ШПС.

Особенности реализации аппаратурно-программного измерительного комплекса ЭРК ШПС

Для получения сигналов становления поля применительно к методу ЗСБ в ЭРК ШПС используется установка с соосными петлями. В качестве источника первичного поля взята квадратная рамка со стороной от 50 до 200 м. Зондирующие импульсы представляют собой шумоподобные сигналы в виде М-последовательностей биполярных импульсов тока, подаваемых в зондирующую рамку. Отличительной особенностью предлагаемого метода зондирования от типового является то, что при применении шумоподобных зондирующих сигналов с широким спектром и измерении ЭДС - $e(t)$ в приемной рамке, как в традиционном методе, после корреляционной обработки зарегистри-

рованных сигналов мы будем получать сигнал пропорциональный скорости изменения ЭДС или второй производной от магнитного потока $\Phi''(t) = e'(t)$, так как корреляционная обработка шумоподобных сигналов с широким спектром приводит к дифференцированию сигнала. Поэтому желательно, чтобы датчик регистрируемых сигналов был интегрирующего типа и обеспечивал на своем выходе сигнал пропорциональный магнитному потоку $\Phi(t)$. В ЭРК ШПС применен широкополосный термокомпенсированный индукционный датчик сигналов (ИДС) собственной разработки [3]. Переменный ток, индуцированный в короткозамкнутой измерительной катушке датчика пропорционален магнитному потоку, пронизывающему витки этой катушки. Регистрация магнитного потока (индукции магнитного поля) при зондировании земной коры шумоподобными сигналами позволяет получить менее быстро убывающую со временем характеристику среды [4] чем при регистрации ЭДС и описывается формулой:

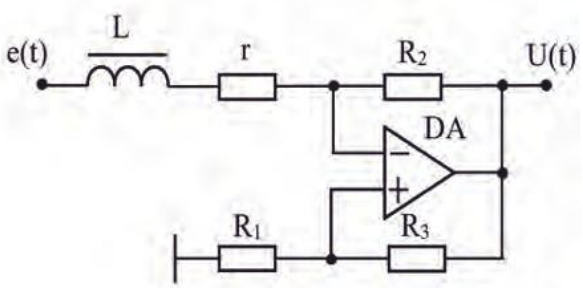
$$\Phi(t) = \frac{\mu_0 \cdot I \cdot Q \cdot q}{30} \cdot \left(\frac{\mu_0}{\rho \cdot \pi}\right)^{3/2} \cdot t^{-3/2},$$

где $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – магнитная постоянная (проницаемость) вакуума; q – площадь приемной рамки (эквивалентная площадь измерительной катушки датчика); Q – площадь зондирующей рамки; I – амплитуда импульсов тока в зондирующей рамке; ρ – удельное электрическое сопротивление среды (земной коры); t – текущее время отсчитываемое от момента подачи скачка тока в зондирующую рамку. Дальнейшая корреляционная обработка регистрируемого на приемной стороне сигнала позволяет получить кривую, которая начиная со времени равного длительности минимального импульса зондирующей М-последовательности будет приближаться к ЭДС [2].

Реальный датчик не является идеальным интегратором, что приводит к увеличению погрешности при получении кривой становления поля особенно на больших временах. Поэтому важным условием первичной обработки является компенсация не идеальности переходной характеристики ИДС.

Компенсация не идеальности переходной характеристики индукционного датчика сигналов

В первом приближении для низких частот (больших времен становления поля) измерительная катушка ИДС может быть представлена как последовательное соединение идеальной индуктивности L и резистора сопротивлением r включенных в схему (рис. 1), выполненную на операционном усилителе DA.



▲ *Рис. 1. Электрическая схема индукционного датчика магнитного поля интегрирующего типа с повышенной постоянной времени интегрирования.*

С целью повышения постоянной времени интегрирования была применена схема с положительной и отрицательной обратными связями. Положительная обратная связь реализована через делитель напряжения (R_1, R_3). В результате входное сопротивление схемы $R_{вх}$ по инвертирующему входу операционного усилителя становится отрицательным, сумма ($r + R_{вх}$) уменьшается, а постоянная времени схемы при этом может быть

значительно увеличена. Выражение для передаточной характеристики по Лапласу для этой схемы запишется как [3]:

$$W(p) = \frac{U(p)}{e(p)} = \frac{K_0}{(1 + p \cdot K_\tau \cdot \tau_0)}$$

где K_0 – коэффициент передачи схемы на постоянном токе, $\tau_0 = L/r$ – собственная постоянная времени измерительной катушки, K_τ – коэффициент увеличения (умножения) постоянной времени измерительной катушки.

Для снижения зависимости параметров схемы (τ_0, K_0 и K_τ) от температуры окружающей среды в качестве резистора R_2 был применен проволочный резистор, выполненный в виде двух встречно-параллельно включенных катушек индуктивности из медного провода, размещенных в отдельном каркасе на том же сердечнике что и измерительная катушка.

На рис. 2 представлены переходные характеристики идеального интегратора $F_1(t)$ и реальной схемы (рис. 1), выполненной на операционном усилителе с положительной и отрицательной обратными связями $F_2(t)$. Постоянные времени передаточных характеристик этих схем одинаковые и равны τ=0,6 сек. Приведен также график зависимости погрешности интегрирования от времени.

График погрешности интегрирования $\delta(t)$ строился согласно выражению:

$$\delta(t) = \frac{[F_1(t) - F_2(t)]}{F_1(t)} \cdot 100\% =$$

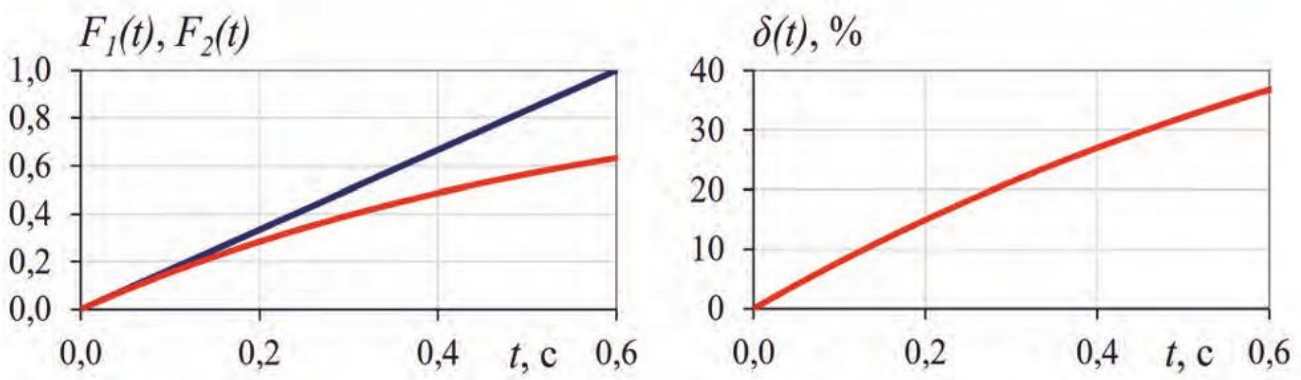
$$= \left[\frac{t}{\tau} - \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right)\right] \cdot \frac{\tau}{t} \cdot 100\,\%,$$

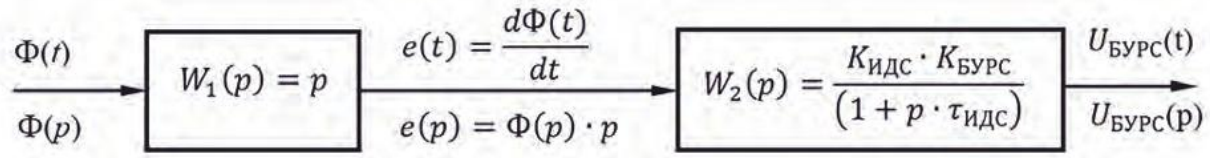
где $F_1(t)=t/\tau$ – переходная характеристика идеального интегратора с постоянной времени τ, $F_2(t)=1-e^{-t/\tau}$ – переходная характеристика реальной схемы представленной на рис. 1. Согласно рис. 2 и выше приведенной формулы погрешность интегрирования возрастает с увеличением времени t. При $t=\tau/10$ она достигает значения 5 %, а на временах $t \geq \tau$ её величина становится больше 37%.

С целью снижения погрешности интегрирования особенно на больших временах становления поля при цифровой обработке зарегистрированных сигналов предполагается применить процедуру приведения их ко входу измерительного канала с учетом экспериментально измеренной по переходной характеристике $F_2(t)$ постоянной времени τ схемы ИДС (рис. 1), полученной в результате проведения специальной градуировки измерительного канала ЭРК ШПС и обработки зарегистрированных данных.

На рис. 3 представлена функциональная схема упрощенной модели аналого-

Рис. 2. Переходные характеристики идеального интегратора $F_1(t)$ и реальной схемы датчика $F_2(t)$ и график погрешности интегрирования $\delta(t)$.





▲ *Рис. 3. Функциональная схема упрощенной модели измерительного канала ЭРК ШПС.*

вой части измерительного канала ЭРК ШПС, включающего ИДС и блок управления и регистрации сигналов (БУРС). Входным сигналом в этой схеме является магнитный поток $\Phi(t)$, пронизывающий измерительную катушку ИДС, а выходным аналоговый сигнал $U_{БУРС}(t)$, подаваемый на вход АЦП.

Передаточная характеристика по Лапласу для упрощённой модели измерительного канала (рис. 3) определяется выражением:

$$W(p) = \frac{U_{БУРС}(p)}{\Phi(p)} = W_1(p) \cdot W_2(p) = \\ = K_{ИДС} \cdot K_{БУРС} \cdot \frac{p}{(1 + p \cdot \tau_{ИДС})},$$

где $W_1(p)$ – передаточная характеристика, определяющая закон электромагнитной индукции т.е. генерацию в замкнутом контуре (измерительной катушке датчика) ЭДС, величина которой пропорциональна скорости изменения потока магнитной индукции пронизывающего этот контур, $K_{ИДС}$ и $K_{БУРС}$ – коэффициенты передачи модели индукционного датчика (см. рис. 1) и БУРС на постоянном токе, $\tau_{ИДС}$ постоянная времени модели индукционного датчика, p – оператор Лапласа.

На основании выше приведённого выражения для передаточной характеристики модели измерительного канала запишем выражение для входного сигнала, приведенного к его выходу:

$$\left(\frac{K_{ИДС} \cdot K_{БУРС}}{\tau_{ИДС}}\right) \cdot \Phi(p) = U_{БУРС}(p) + \\ + U_{БУРС}(p) \cdot \frac{1}{p \cdot \tau_{ИДС}}$$

Обозначим постоянный коэффициент перед $\Phi(p)$ как $K_{ПР}$ и назовем его коэффициентом преобразования измерительного канала. Далее применим обратное преобразование Лапласа:

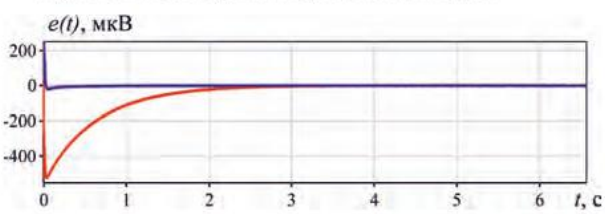
$$K_{ПР} \cdot \Phi(t) = U_{БУРС}(t) + \frac{1}{\tau_{ИДС}} \cdot \int_0^t U_{БУРС}(t) \cdot dt$$

Таким образом, для того чтобы выходной сигнал измерительного канала был пропорционален потоку магнитной индукции необходимо вычислить сумму зарегистрированного сигнала с интегралом от него с масштабным коэффициентом $1/\tau_{ИДС}$. Значение $\tau_{ИДС}$ нанаходится (вычисляется) в результате обработки данных градуировки измерительного канала. На рис. 4 приведен результат выполнения данной операции для сигнала становления поля, полученного в условиях полевого эксперимента.

Методика получения геоэлектрических характеристик изучаемой геологической среды

Дальнейшая обработка сигнала становления поля осуществляется в рамках модели проводящей горизонтальной плоскости (тонкой пленки) в непроводя-

▼ *Рис. 4. Участок кривой становления поля без (красный цвет) и с (синий цвет) компенсацией не идеальности переходной характеристики ИДС.*



щей среде [5]. Для данной модели можно выразить становление поля через элементарные функции. Работа вектора напряженности электрического поля по замкнутому контуру L равна ЭДС в контуре:

$$U(t) = \oint_L E_\varphi(t)dl,$$

где E_φ - касательная составляющая электрического поля. E_φ имеет вид:

$$E_\varphi(t) = \frac{3Mr\left(h+\frac{t}{\mu_0 S}\right)}{\pi S\left(r^2+4\left(h+\frac{t}{\mu_0 S}\right)^2\right)^{\frac{5}{2}}},$$

где $M=I\cdot Q$ - момент тока в генераторной петле; S - кажущаяся продольная проводимость пленки; h - глубина погружения пленки; t — время, в течение которого рассматривается процесс становления поля. Из этих соображений находится формула расчета ЭДС индукции в приемной горизонтальной петле. Не теряя общности, рассмотрим круговую приемную петлю радиуса r. Тогда циркуляция касательной составляющей вектора напряженности E_φ по окружности длиной $L=2\pi r$ равна:

$$U(t) = 2\pi r E_\varphi = \frac{6r^2\left(h+\frac{t}{\mu_0 S}\right)}{S\left(r+4\left(h+\frac{t}{\mu_0 S}\right)^2\right)^{\frac{5}{2}}}$$

При замене $m = \frac{h}{r} + \frac{t}{\mu_0 S r}$ формула примет вид:

$$U(t) = \frac{6Mm}{Sr^2(1+4m^2)^{\frac{5}{2}}} = \frac{K}{S}\cdot F(m),$$

где $K = \frac{6M}{r^2}$, $F(m) = \frac{m}{(1+4m^2)^{\frac{5}{2}}}$.

Выполнив ряд преобразований и решений описанных в [5], получим следующее уравнение:

$$\left(\frac{1}{m^2}-16\right)(1+4m^2)^{\frac{3}{2}} - K\mu_0 r\cdot\frac{\frac{dU(t)}{dt}}{U^2(t)} = 0.$$

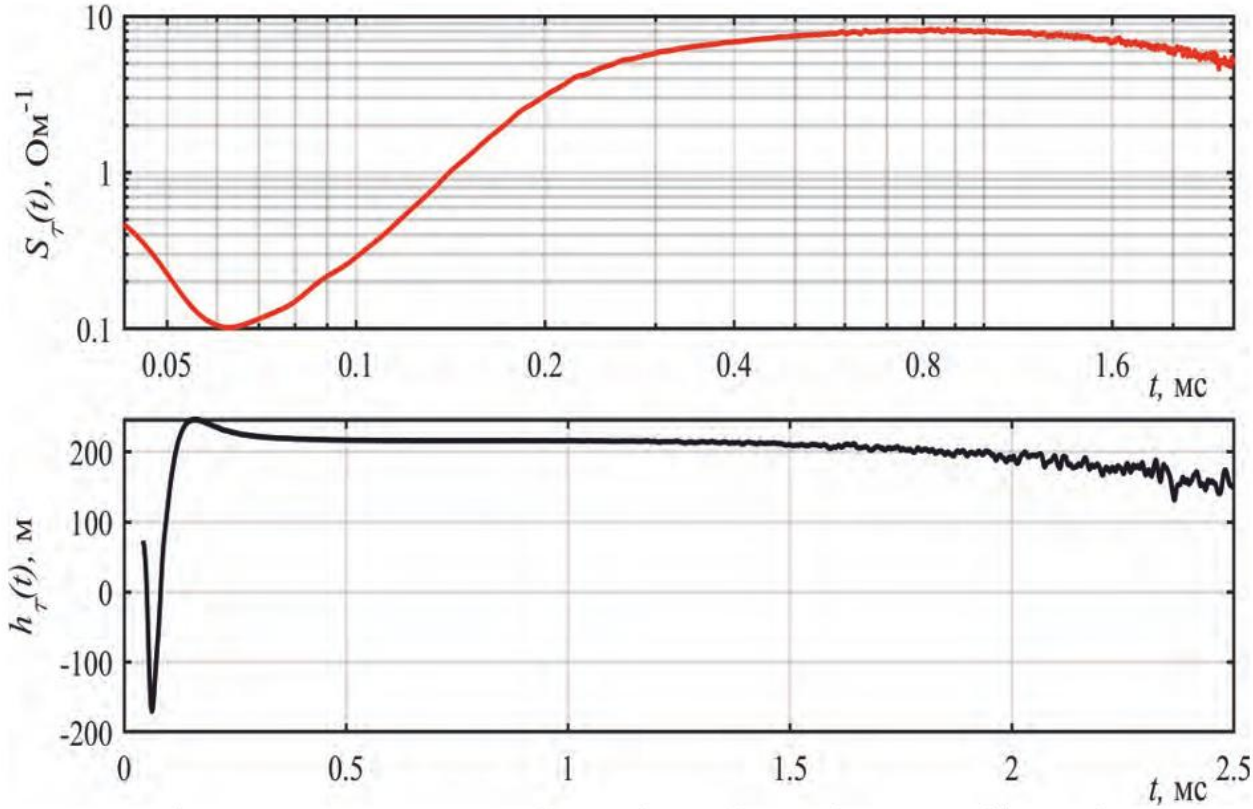
Численно решая его относительно m, получим для каждого момента времени t значение $m(t)$. Зная $m(t)$, находим:

$$\begin{cases} S(t) = \frac{KF(m(t))}{U(t)} \\ h(t) = m(t)r - \frac{t}{\mu_0 S(t)} \end{cases}$$

Методика нахождения зависимости кажущейся продольной проводимости (S) и глубины проникновения пленки Прайса-Шейнманна (h) от времени реализована в программном обеспечении ЭРК ШПС. Найденные значения S и H являются кажущимися и обычно обозначаются как S_τ и h_τ соответственно. На рис. 5 приведены расчеты проводимости $S_\tau(t)$ и глубины $h_\tau(t)$ для исходных данных $U(t)$ полученных на экспериментальной точке «Кентор».

В процессе реализации и тестирования программного обеспечения инженером НС РАН Д.М. Авдюховым было отмечено, что решение обратной задачи по выше приведенной методике дает сбои при резком скачке удельной проводимости. Это проявляется в форме скачков производной становления поля или скачков параметра m. Таким образом улучшение методики может состоять либо в сглаживании производной от функции становления поля, $\frac{dU(t)}{dt}$ либо в сглаживании параметра m. Сглаживание производной $\frac{dU(t)}{dt}$ представляет собой сложную задачу, поскольку сложно предсказать аппроксимирующую ее функцию. Для сглаживания же функции $m=m(x)$ можно выбрать, например, аппроксимирующую функцию в форме

$$f(x) = \theta_0 + \theta_1 x^{\frac{1}{2}} + \theta_2 x + \theta_3 x^{\frac{3}{2}},$$



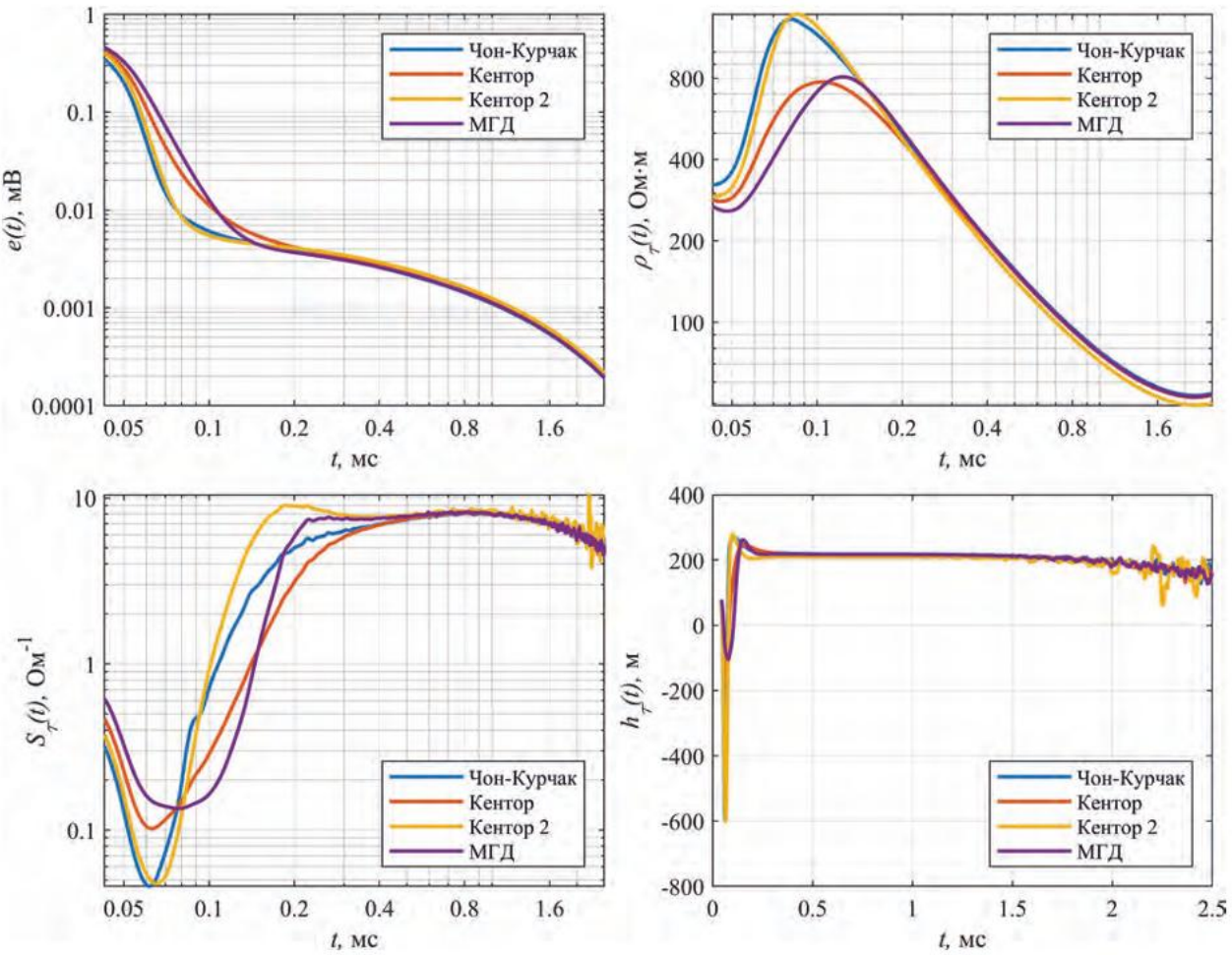
▲ *Рис. 5. Графики зависимости кажущейся продольной проводимости $S_\tau(t)$ и глубины проникновения пленки Прайса-Шейнманна от времени $h_\tau(t)$.*

которая при некотором наборе коэффициентов $\{\theta i\}$ может быть линейной функцией. По-разному сглаживая параметр m, можно добиться разной степени приближения полученной зависимости $S(H)$ к эталонной. При этом нужно помнить, что решения прямой и обратной задачи являются асимптотическими и имеют погрешности в приближении ближней зоны.

Апробация методики в условиях полевого эксперимента

Описанная выше методика была добавлена в существующее программное обеспечение, предназначенное для обработки данных в условиях полевого эксперимента [6]. Учитывая, что основным назначением ЭРК ШПС является использование его в системе активного электромагнитного мониторинга напряженно-деформационных процессов в земной коре помимо параметров S_τ и h_τ вычисляется параметр ρ_τ – кажущееся удельное сопротивление среды. Вычисление ρ_τ выполнялось по методике описанной в [7]. Предварительное тестирование работы алгоритмов осуществлялось на модельных разрезах характерных для территории Северного Тянь-Шаня, получаемых путем решения прямой задачи ЗСБ по методу В.А. Сидорова [5].

Полевое тестирование методики проводилось на данных полевых испытаний изготовленного экспериментального образца ЭРК ШПС. Испытания проводились в четырех точках на территории Бишкекского геодинамического полигона (БГП), расположенных друг от друга на расстояниях от 9 до 20 км («МГД», «Кентор», «Кентор 2» и «Чункурчак»). В каждой из точек выполнялась градуировка измерительного канала и проводились эксперименты по зондированию земной



▲ *Рис. 6. Графики кривой становления поля - e(t), кажущегося удельного электрического сопротивленя $\rho_\tau(t)$, кажущейся продольной проводимости - $S_\tau(t)$ и глубины проникновения пленки $h_\tau(t)$ для четырех измерительных пунктов БГП.*

коры широкополосными шумоподобными сигналами. На рис. 6 приведены результаты расчета параметров для 4 измерительных пунктов.

Заключение

Компенсация не идеальности переходной характеристики индукционного датчика сигналов позволяет уменьшить погрешность вычисления кривой становления поля в активных электроразведочных методах с шумоподобными сигналами в области больших времен становления поля.

Первичное решение обратной задачи по методике В.А. Сидорова с предложенным улучшением позволяет оценить интервалы значений параметров геологического разреза (мощностей слоев и их удельных проводимостей) для дальнейшего более точного решения обратной задачи методом подбора в установленных интервалах значений параметров геологического разреза.

Для приближенной интерпретации данных в условиях полевого эксперимента планируется реализация алгоритма построения разреза по кривым Sτ(hτ).

Работа проводилась в рамках выполнения Государственного задания по теме: «Изучение геофизических полей и процессов как основы прогноза землетрясений на базе мониторинга и моделирования неупругих процессов в сейсмогенерирующих средах» (FMUG-2022-0007) Шифр научной темы: FMUG-2022-0007. Номер государственного учета: 122101000008-9.

Литература

1. Бобровский В.В., Ильичев П.В., Лашин О.А. Широкополосный измерительный комплекс с шумоподобными сигналами для электромагнитного мониторинга современных геодинамических процессов в сейсмоактивных зонах // Сейсмические приборы. 2021. Т. 57, № 1, С.29-48.

2. Ильичев П.В., Бобровский В.В. Применение шумоподобных сигналов в системах активной геоэлектроразведки (результаты математического моделирования и полевого эксперимента) // Сейсмические приборы. 2014. Т. 50, № 2, С. 5-19.

3. Ильичев П.В., Лашин О.А. Широкополосный термостабильный измеритель индукции магнитного поля / Патент Российской Федерации на полезную модель № 168302, дата регистрации 30.01.2017 г.

4. Светов Б.С., Алексеев Д.А., Агеев В.В., Каринский С.Д., Яковлев А.Г. Применение шумоподобных сигналов в зондированиях становлением поля // Геофизика. 2012. №1. С.52-60.

5. Сидоров В.А., Импульсная индуктивная электроразведка. Издательство «Недра», 1985.

6. Бобровский В.В., Ильичёв П.В. Программа обработки данных регистрации и моделирования электроразведочного комплекса с шумоподобными сигналами // Вестник КРСУ. Бишкек: 2019. Т. 19, № 12. С. 77-83.

7. Жданов М. С., Электроразведка: учебник для вузов. М.:Недра, 1986.

Подробнее об авторах



Бобровский
Владимир Владимирович

научный сотрудник лаборатории перспективных аппаратурных разработок, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Научная станция РАН в г. Бишкек, Кыргызская Республика.



Ильичев
Павел Вадимович

старший научный сотрудник лаборатории перспективных аппаратурных разработок, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Научная станция РАН в г. Бишкек, Кыргызская Республика.



Александров
Павел Николаевич

доктор ф.-м. наук, главный научный сотрудник, Центр геоэлектромагнитных исследований Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института Физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Российская Федерация, г. Троицк.

Аттракторы энергии напряженного состояния литосферы Земли на основе технологии АГЦ геофизических полей

Сибгатулин В. Г., Детков В.А., Кабанов А. А., Кругляков А.С., Нефедов Б.Н., г. Красноярск.

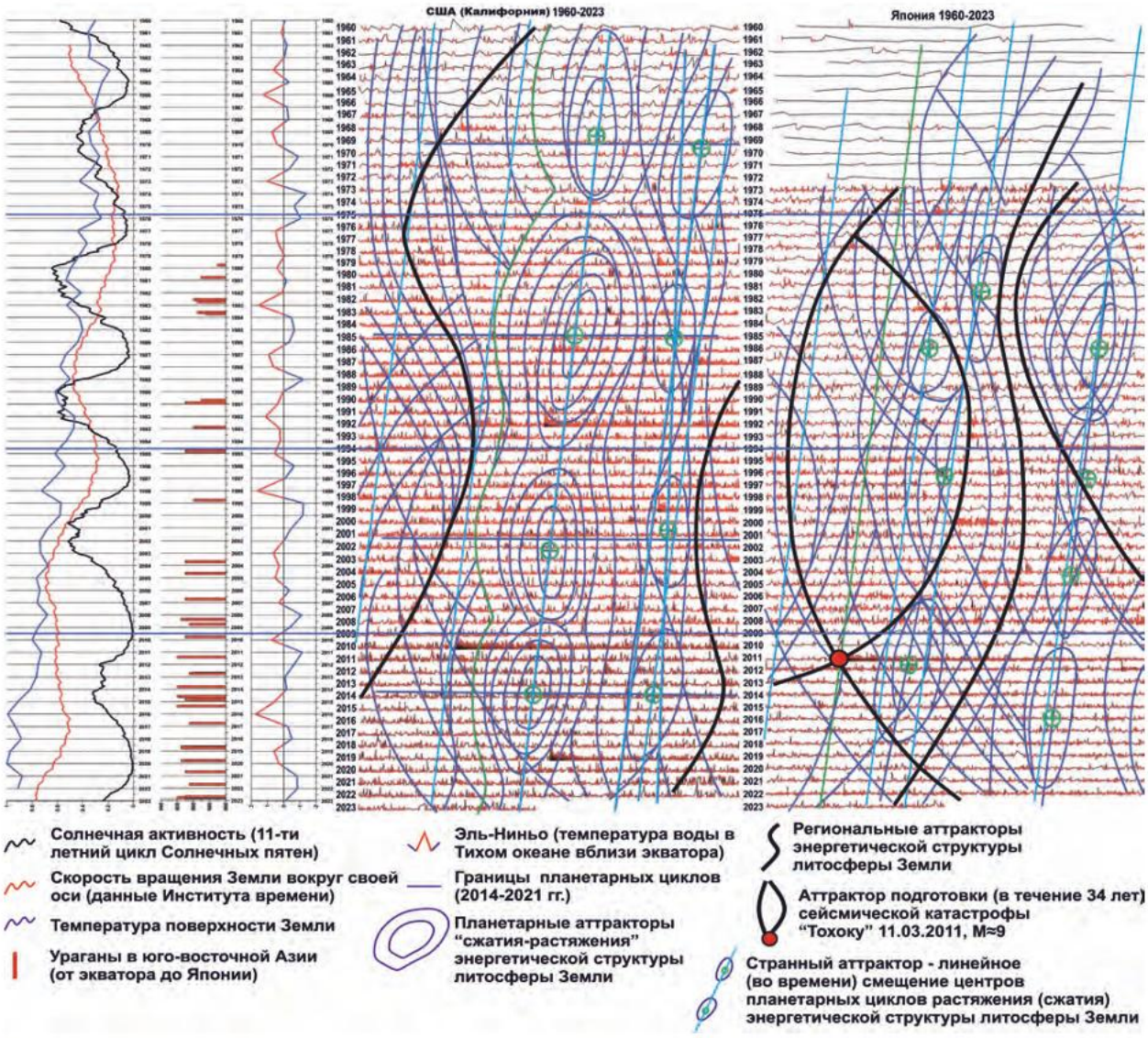
Аннотация. На основе технологии анализа годичных циклов (АГЦ) геофизических полей: гидрогеодеформационного поля (ГГД-поля), естественного импульсного электромагнитного поля Земли (ЕИЭМПЗ), поля сейсмической эмиссии, газгидрогеохимического поля (ГГХ-поля) выявлены аттракторы планетарного цикла (14-22 года) и региональных циклов энергии напряжения литосферы Земли. При этом планетарная составляющая аттракторов коррелируется со скоростью вращения Земли, а региональная составляющая, вероятно, характеризует локальные особенности, связанные с параметрами литосферы в конкретном регионе. Использование технологии АГЦ при обработке данных геодинамического мониторинга открывает дополнительные возможности в решении проблемы прогноза различных природных явлений (от землетрясений до морских течений типа Эль-Ниньо).

Технология АГЦ давно и продуктивно используется в дендрохронологии. Публикации об использовании этой технологии при обработке и интерпретации данных геодинамического мониторинга нам не известны. Однако, первый же опыт [1] применения АГЦ при геодинамическом мониторинге геофизических полей позволил наглядно продемонстрировать связь геодинамических циклов со скоростью вращения Земли, которая зависит от многих известных факторов (перемещение масс на поверхности геоида под влиянием процесса таяния ледников, параметров атмосферы, гравитационного влияния Солнца и планет солнечной системы), а также не выявленных пока гравитационных источников ближнего космоса (гравитирующих объектов галактики «Млечный путь»). Опубликованы многочисленные работы, посвященные попыткам объяснить различные геофизические явления изменением скорости вращения Земли [2, 3]. Однако, каких-либо закономерностей установлено не было.

На рисунке 1 представлены результаты использования технологии АГЦ для данных сейсмического мониторинга в США (Калифорния) и Японии, начиная с 1960 года (до этого времени сейсмические сети на Земном шаре были слабо развиты, а также отсутствовала точная (атомная) служба времени, которая с высокой точностью фиксирует изменение скорости вращения Земли).

Структура сейсмической эмиссии на геодинамических полигона в США (Калифорния) и Японии имеет общие планетарные особенности в виде четырех геодинамических циклов (1960-1976 гг., 1976-1994 гг., 1994-2010 гг., 2010-2024 (возможно) гг.). Границы циклов с точностью ±2 года четко проявляются в США (Калифорния) и недостаточно четко в Японии, что связано со сложностью строения литосферы в районе Японских островов.

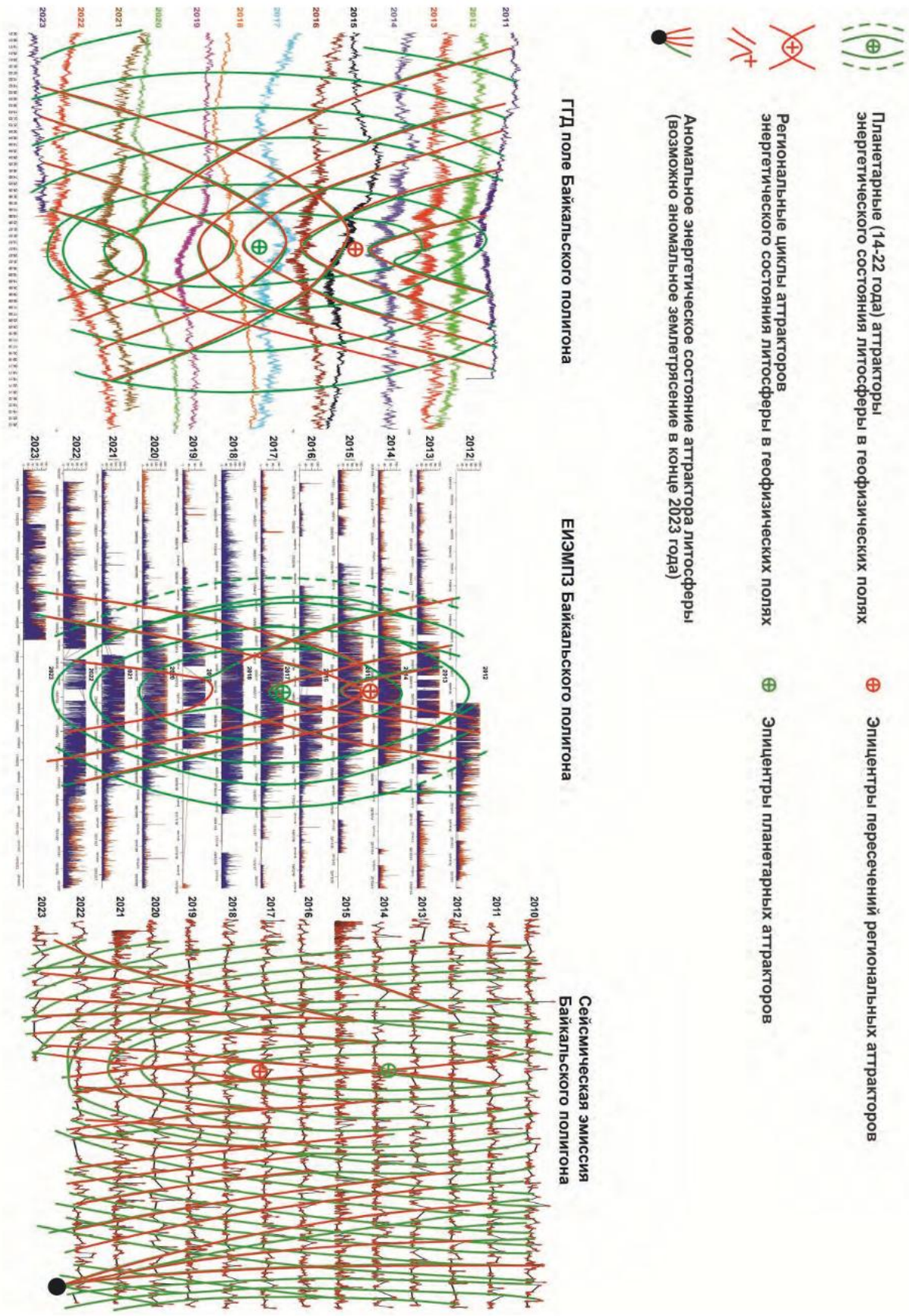
Следует отметить, что изолинии, соединяющие особенности структуры сейсмической эмиссии, не следует интерпретировать как непосредственно изолинии напряженного состояния литосферы. По нашему мнению, это аттракторы динамического хаоса энергетического состояния литосферы (и Земли в целом). Структура эмиссии сейсмической энергии помимо «планетарных» (упомянутых выше) геодинамических циклов, содержит информацию о



▲ *Рис. 1. Примеры проявления планетарных и региональных циклов аттракторов энергии напряженного состояния литосферы в различных регионах Земли (по данным АГЦ сейсмических полей).*

локальных особенностях энергетического состояния литосферы в конкретном регионе. Аттракторы имеют характерную форму (протяженность по времени, плавные или «острые» формы, пересечения и т.д.). Картина аттракторов в Японии (пересечение двояковыпуклой «линзы»), совпадающая в 2011 году с моментом сейсмической катастрофы Тохоку (11.03.2011 M=9,0), несет информацию о подготовке с 1977 г. по 2011 г., упомянутой выше катастрофы. Разумеется, что это пока единичный факт, но если в процессе построения аттракторов в зонах катастрофических землетрясений (M>8,0) будут выявлены устойчивые типы аттракторов, то это позволит использовать их (аттракторы) для прогноза сейсмических катастроф в конкретном регионе Земного шара. В США (Калифорния) с 1960 года сейсмических катастроф не зафиксировано, а достаточно сильные (M > 5,0-6,0) землетрясения преимущественно приурочены к зонам «сжатия» аттрактора (1976, 1992, 1994, 2010, 2011, 2019 гг.).

На рисунке 2 представлены аттракторы разрядки напряжений литосферы в



▲ *Рис. 2. Пример проявления планетарного и регионального аттрактора энергии напряженного состояния литосферы в районе озера Байкал (по данным АГЦ различных геофизических полей).*

районе озера Байкал в различных геофизических полях в период с 2010 по 2023 гг. Катастрофических землетрясений в этом промежутке времени не зафиксировано. Однако, разрядка энергии литосферы землетрясениями М от 5,0 до 6,0 (2010 г., 2015 г.) проявляется не только в характере сейсмической эмиссии, но также в ГГД-поле, ЕИЭМПЗ. При этом, характер аттракторов ГГД-поля и ЕИЭМПЗ практически идентичны – проявляется планетарная составляющая длительностью более 12 лет с центром «растяжения» в 2017 году и зоной наложения друг на друга локальных аттракторов с центром пересечения в 2014-2015 гг. Сдвиг по времени на 3 года центров «положения» локальных аттракторов ГГД-полей и ЕИЭМПЗ, вероятно отражает локальные неоднородности литосферы Байкала. В сейсмическом поле центр аттрактора «растяжения» фиксируется в 2014 году. В 2015 году (02.09.2015) на Байкале зафиксировано сильное (М=5,8) землетрясение. Вероятно, в районе Байкала превалирует локальная составляющая геодинамических циклов по сравнению с общепланетарной.

Таким образом, можно констатировать:

1. Технология АГЦ структуры геофизических полей при мониторинге сейсмической опасности на геодинамических полигонах в различных регионах РФ, а также АГЦ сейсмической эмиссии по данным мировых геофизических организаций (США, ГС РАН), позволила продемонстрировать наличие планетарных и региональных геодинамических циклов энергии напряженного состояния литосферы Земли. В данной работе на рисунках 1 и 2 представлены характерные результаты АГЦ геофизических полей.

Во всех регионах Земного шара (США, Мексика, Центральная Америка, Перу, Чили, Сэндвичевы острова, Вануату, Новая Зеландия, Гвинея, Филиппины, Япония, Турция, Иран, Камчатка, Сахалин, Хабаровск, АССО, Байкал) также устойчиво наблюдаются планетарные циклы в картинах аттракторов сейсмических полей.

2. Из сопоставления характерных картин аттракторов сейсмической эмиссии с 1960 по 2023 гг. с геофизическими параметрами (рисунок 1) следует, что:

2.1. планетарные циклы удовлетворительно коррелируются со скоростью вращения Земли;

2.2. На фоне снижения уровня солнечной активности (при сохранении 11-ти летнего цикла – числа Вольфа), температура на Земном шаре практически линейно растет с 1960 года при сохранении тенденции роста скорости вращения Земли (с небольшими колебаниями);

2.3. В IV геодинамическом цикле (2010-2024 гг.) наблюдается рост числа климатических аномалий – тайфунов, засух, аномальных дождей на фоне снижения солнечной активности. Начавшийся в 2019 году 25-тый солнечный цикл в 2022-2023 гг. характеризуется аномальными климатическими условиями – ростом температуры Мирового океана на 2 градуса. Вероятно это связано с тем, что начиная с 25-го солнечного цикла (с 2019 г.) идет «разогрев» солнечного излучения. Если эта тенденция в ближайшие 5-10 лет сохранится, то экваториальная зона Земного шара станет неблагоприятной для жизни. Возникнет проблема «климатических мигрантов», от которой в значительной степени пострадает Россия.

3. Региональные особенности энергетического состояния литосферы Земли в различных районах отличаются характерными картинами аттракторов сейсмических (и других геофизических) полей,

которые могут быть использованы при дальнейших исследованиях в качестве основы для методик прогноза геодинамических катастроф.

4. Для исключения субъективного влияния ручной обработки данных геофизических полей по технологии АГЦ необходимо применить к формированию и распознанию «картин» аттракторов геофизических полей методы искусственного интеллекта, что позволит объективно оценивать энергетическое состояние литосферы Земли при геодинамическом мониторинге геологической среды.

Литература

1. Сибгатулин В.Г., Кабанов А.А., Кругляков А.С. Кратковременные геодинамические факторы самовосстановления нефтегазовых залежей // Нефтегазовая вертикаль. – 2022. – № 6. – С. 104-109..

2. Соболев Г.А. Деформационные волны как триггерный механизм сейсмической активности в сейсмических зонах континентальной литосферы // Геодинамика и тектонофизика. – 2013. – т. 4, № 2. С. 83–117.

3. Кочарян Г.Г. Возникновение и развитие процессов скольжения в зонах континентальных разломов под действием природных и техногенных факторов. Обзор современного состояния вопроса // Физика Земли. – 2021. – № 4, С. 3–41

Подробнее об авторах



Сибгатулин
Виктор Газизович
Директор Некоммерческого партнерства «Экологический центр рационального освоения природных ресурсов»



Детков
Владимир Алексеевич
Научный консультант Некоммерческого партнерства «Экологический центр рационального освоения природных ресурсов», кандидат технических наук



Кабанов
Алексей Анатольевич
Ведущий специалист отдела мониторинга геодинамических процессов Центра ГМСНиРР ФГБУ «Гидроспецгеология»



Кругляков
Алексей Сергеевич
Ведущий специалист отдела мониторинга геодинамических процессов Центра ГМСНиРР ФГБУ «Гидроспецгеология»



Нефедов
Борис Николаевич
Ведущий научный сотрудник Красноярского филиала Федерального исследовательского центра информационных и вычислительных технологий, кандидат технических наук

Обращение для дискуссии:

Коллеги!

Важнейшим фактором при определении качества и пространственного разрешения сейсмического изображения является выбор источника упругих волн. Современные системы наблюдений используют в основном вибрационные способы возбуждения. Сбор сейсмических данных высокого разрешения сдерживаются несоответствием роста затрат на геологоразведочные работы с фактическими финансовыми результатами при разработке месторождений нефти и газа.

Повышение эффективности сейсморазведочных работ - это, прежде всего, расширение спектра излучаемых и принимаемых сигналов при одновременном сокращении времени работы источника на точке возбуждения и снижением вредного влияния на окружающую среду. Кроме того, для контроля качества сигнала и уменьшения погрешности по определению координат пунктов приёма и возбуждения существует необходимость интеграции технологии глобальной системы позиционирования и системы управления источником.

Занимаясь в течении многих лет нефтегазовой геофизикой нам удалось разработать и опробовать комплексную технологию детального изучения строения среды и прогноза мест скопления нефти и газа. Это скоростной способ сбора сейсмических данных высокого разрешения с импульсным невзрывным возбуждением (аналог технологии морской сейсморазведки на суше) с параллельной регистрацией сигналов звуковой эмиссии от флюидных скоплений в период резонанса гравитационных приливов взаимодействия планет Земля-Луна-Солнце* (ФРС Сибгатулин В.Г.). Комплексирование способов повышает информационное обеспечение для принятия решений по рациональному размещению скважин, ускоряет производство работ и тем самым снижает инвестиционные риски на разработку месторождения.

Эксперименты в Восточной и Западной Сибири, а также в Республиках Саха (Якутия) и Коми подтвердили эффективность технологических приёмов. Повышена разрешенность сейсмических сигналов, получено чёткое изображение локальных объектов, выделены участки с аномальной эмиссии от флюидных скоплений, зафиксирован кратный рост производительности полевых работ*. Готовы представить необходимые детали комплекса и подтвердить заявленные параметры эффективности.

*Презентация способов: https://disk.yandex.ru/i/yJGf01j6maaW3A

Статья "Возможности технологии сейсморазведки 2Д/3Д ОГТ «Умный удар» для регистрации флюидного резонанса в качестве прямого нефтепоискового признака" в журнале "Приборы и системы разведочной геофизики" №2-2023, стр.6
https://cloud.mail.ru/stock/6pXereo6stmBSsa2PDygVFKB



Детков
Владимир Алексеевич

к.т.н.



Сибгатулин
Виктор Газизович

Руководитель проекта

Надежные виброисточники приходят на российский рынок

- Варламов С.Е., ООО ТД «Олимп-Ойл», г. Москва.
- Красноборов Д.В., ООО «Экспорт-групп», г. Москва.

Baoding Beiao Special Vehicle Manufacturing Co., Ltd. (сокращенно BASV).

Компания, основанная в 1978 году, является дочерним предприятием BGP, геофизической компании, входящей в Китайскую национальной нефтегазовую корпорацию (CNPC).

BASV – крупнейшее предприятие в Китае, производящее специальные машины и транспортные средства для проведения и обеспечения геологоразведочных работ на углеводороды и твёрдые полезные ископаемые.

BASV – интегрированная компания, обладающая широкими возможностями в области проектирования, производства, маркетинга, тестирования, аренды оборудования, технической поддержки и сервиса. Компания включена в перечень высокотехнологичных предприятий провинции Хэбэй и является одним из 44 системообразующих экспортных машиностроительных и автомобилестроительных предприятий, определенных Национальной комиссией по развитию и реформам и Министерством торговли Китая.

Продукция BASV, среди которой ключевая роль отводится вибрационным источникам, продаётся и используется более чем в 40 странах и регионах мира. Производство вибрационных источников запущено в 1989 году.

К настоящему моменту BASV произведено и поставлено потребителям более 700 единиц вибрационных источников различных моделей и модификаций, в т.ч. 136 единиц вибрационных источников BV62 поставлено на китайский рынок.

В Россию виброисточники BASV поставляются под коммерческим наименованием «ВОСТОК».

Обладая богатым опытом проектирования и полным производственным потенциалом, BASV способна создавать оборудование для решения широкого спектра задач.

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

Расширяя возможности вибросейсморазведки

Виброисточник, имеющий возможность модулирования различных импульсов для возбуждения сейсмических волн, является наиболее широко используемым типом источников сейсмических колебаний. Применение виброисточников не требует специальных разрешений, мощность сигнала выше, чем у многих прочих невзрывных типов источников. Сам сигнал стабилен по форме выбранного импульса, что позволяет использовать накапливание энергии при возбуждении колебаний.



▲ *Рис. 1. Виброисточники BASV могут работать в пустыне, горах, болотах, соляных сорах, в переходной зоне, условиях Крайнего Севера.*

Сегодня все меньше и меньше остается зон, непокрытых сейсмическими исследованиями. Разнообразие поверхностных условий при проведении работ определяет широкий спектр специальных сейсмических инструментов, ключевым элементом которых являются виброисточники различного типа, назначения и мощности.

В линейке продукции завода есть специальная техника для каждой из этих зон.

▼ *Рис. 2. BV-62 – источник, адаптированный к российским условиям, мощностью 28 тонн.*



▼ *Рис. 3. BV-300S – источник мощностью 14 тонн с возможностью возбуждения продольных волн.*





▲ *Рис. 4. BV-400LF – источник мощностью 2 тонны для решения инженерных задач.*



▲ *Рис. 5. BV-330ZZ – источник мощностью 15 тонн для работ в переходных зонах и на сорах.*



▲ *Рис.6. BV330CQ – маневренный источник мощностью 15 тонн для работ в горных или городских условиях.*



▲ *Рис. 7. BV400 – маневренный источник для работы в лесах мощностью 19 тонн.*



▲ *Рис. 8 – BV270 - источник мощностью 12 тонн для сейсморазведки средней и малой глубины в городах, деревнях, на сельскохозяйственных угодьях.*



▲ *Рис. 9 – BV500 – универсальный источник мощностью 23 тонны.*

Вибрационный источник «ВОСТОК 62Т» (BV62T) - источник для России

В линейке продукции завода можно найти много разнообразной техники. При этом, любая из этих разработок может быть адаптирована и доработана под дополнительные требования заказчика.

• Арктическое исполнение для температур до минус 50°С, в т.ч. система подогрева двигателя, топливной системы, топливного бака, гидравлического бака, кабины, рабочего пространства под тентом;

• Температурный режим работы оборудования, минус 50°С ÷ плюс 50°С;

• Тип шасси: гусеничное, четыре гусеничных блока с возможностью замены на колеса;

• Шарнирно сочлененная рама;

• Гусеничные движители Poluzzi (рабочая температура до минус 50℃);

• Мощность ДВС: 475 л.с.;

• Топливный бак: 1000 л;

• Пиковое усилие: 276 кН;

• Рабочий диапазон частот: 1–250 Гц, выход на полную мощность с 5 Гц;

• Система управления и синхронизации (Force III, Seismic Source);

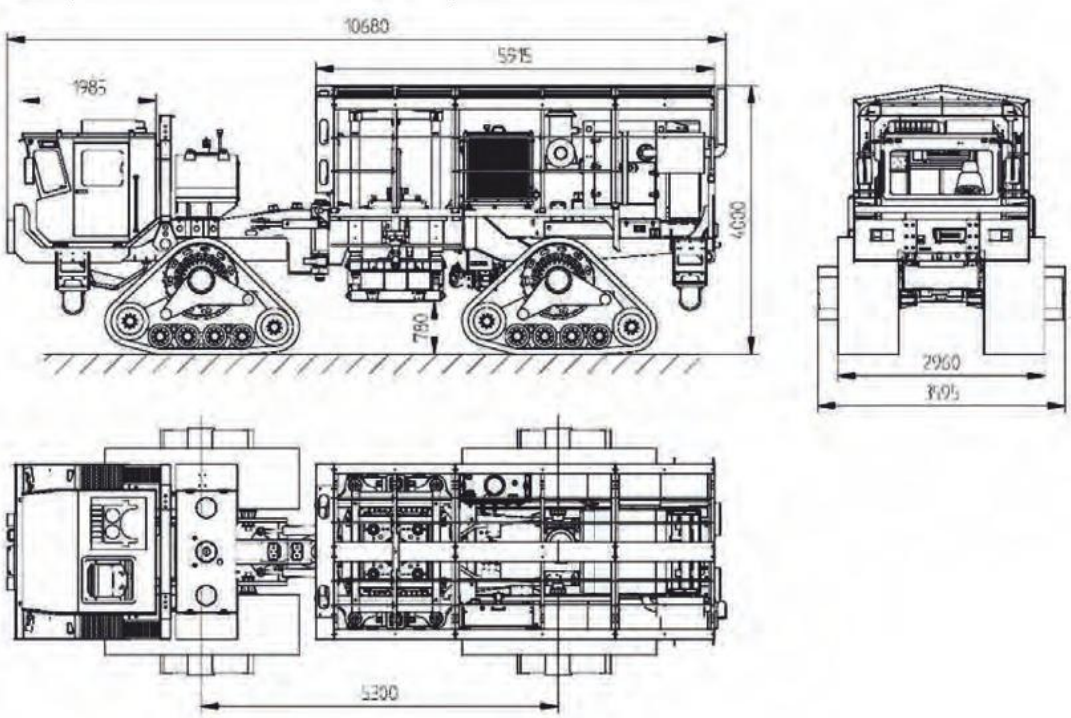
• Резиновая накладка на плиту;

• Общий вес: 43 тонны;

• Комплект рабочего освещения (на



▲ *Рис. 10. Арктическая подготовка виброисточника «ВОСТОК 62Т».*



▲ *Рис. 11. Габариты источника "ВОСТОК 62Т" (модель BV62T).*



▲ *Рис. 12. Источник "ВОСТОК 62" для российского рынка на внутренних тестах.*

кабине, под тентом, на плиту, позади вибратора);

- Гидравлическая лебедка, 100 кН;
- Система видеокамер заднего вида и рабочей зоны.

Поставка в Россию осуществляется компанией ООО «Олимп-Ойл» - эксклюзивным дилером Baoding Beiao Special Vehicle Manufacturing Co., Ltd.

Подробнее об авторах



Варламов
Сергей Евгеньевич

Генеральный директор
ООО ТД «Олимп-ойл»



Красноборов
Дмитрий Владимирович

Генеральный директор
ООО «Экспорт-групп»

ОЛИМП-ОЙЛ
ТОРГОВЫЙ ДОМ

Эксклюзивный дилер
BASV в России

Россия, 115184, Москва, Старый
Толмачёвский переулок, дом 9.
т.: +7 495 147 1617
info@olymp-oil.ru | www.basv.com.ru

xPORT GROUP

Официальный дистрибьютор в РФ:

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

BAODING BEIAO SPECIAL VEHICLE MANUFACTURING CO., LTD.

Виброисточники BASV уже в России



На колесном и гусеничном ходу



Летнее и арктическое исполнение

Нет ограничений и санкций



ОЛИМП-ОЙЛ
ТОРГОВЫЙ ДОМ

Эксклюзивный дилер BASV в России

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

xPORT GROUP

Официальный дистрибьютор BASV в России:

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

xPORT GROUP

GDST 中科深源

многофункциональная
бескабельная система

уже в России!

AllSeis – 1C, 3C, 4C







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



Официальный дистрибьютор в РФ:

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

xPORT GROUP

Полевые испытания мобильной системы ускоренного электропрофилирования «БИКС-МХ»

■ В.Л.Беляев, Б.А.Вейхт, И.Г.Ливеровский, АО «СКБ СП», г. Саратов.
■ А.С. Шабалин, ООО «Газпром проектирование», г. Саратов.

В настоящее время в России при проведении высокопроизводительных и высокоэффективных инженерно-геологических и геофизических исследований, направленных на изучение основных физических характеристик геологической среды широкое применение находят мобильные системы ускоренного электропрофилирования с использованием дипольных емкостных линий.

К аппаратуре данного класса российского производства относятся высокочастотные аппаратурные комплексы – «ВЕГА» (ООО «Логис», г.Раменское) и «БИКС» (АО «СКБ СП», г.Саратов). Одной из самых известных на сегодняшний день зарубежных бесконтактных систем данного класса является аппаратурный комплекс «OhmMapper» (Geometrics, США).

Результаты сравнительных испытаний данных комплексов, приведенные в [1], свидетельствуют, что отечественные и зарубежный бесконтактные аппаратурные комплексы хорошо показали себя в полевых условиях и продемонстрировали практически идентичные результаты измерений. Вместе с тем, следует отметить, что с точки зрения удобства эксплуатации отечественные комплексы уступают станции «OhmMapper».

Дальнейшим развитием комплекса «БИКС» является созданный в АО «СКБ СП» аппаратно-программный комплекс системы бесконтактной непрерывной регистрации кажущегося сопротивления верхней части геологического разреза «БИКС-МХ», предназначенный для ускоренного электропрофилирования с использованием дипольных емкостных линий, внедрение которой в геофизическое производство должно обеспечить:

• Расширение номенклатуры предлагаемых геофизическим предприятиям технических средств, путем включения в нее высокоэффективного производительного оборудования, геофизических исследований, направленных на изучение основных физических характеристик геологической среды на строительных объектах промышленной инфраструктуры во всех климатических зонах РФ;

• Минимизацию геологического бурения путем увеличения выполнения геофизических исследований для планируемых объектов строительства;

• Повышение конкурентоспособности российского геофизического оборудования на российском и зарубежных рынках;

• Снижение зависимости российского топливно-энергетического комплекса от импорта данного вида оборудования, комплектующих и запасных частей, услуг иностранных компаний;

• Обеспечение устойчивого производства геофизического оборудования в России в условиях санкций, введенных рядом стран в отношении поставки в Россию высокотехнологичных оборудования и комплектующих изделий, даже в условиях возможного расширения как перечня оборудования, так и наименований предприятий и отраслей России, подпадающих под действие данных санкций.

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

• высокая производительность;

• работа без необходимости заземления;

• получение непрерывной информа-

ции о геологическом разрезе;

• неразрушающий метод исследования среды;

• мобильность и легкость оборудования по сравнению с аналогами;

• широкий диапазон климатических условий эксплуатации;

• ударопрочные корпуса блока излучателя и блоков приемников.

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

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

Ключевыми элементами системы электропрофилирования «БИКС-МХ», обеспечивающими выполнение функций и технических характеристик системы, являются:

- блок излучателя;
- блок приемника.

Параметры и технические характеристики блока излучателя системы «БИКС-МХ» приведены в таблице 1.

Параметры и технические характеристики блока приемника системы «БИКС-МХ» приведены в таблице 2.

▼ *Табл. 1.*

Наименование параметра	Значение параметра
1. Рабочая частота, кГц	16,5 ± 0,5
2. Амплитудные значения выходного тока, мА	1; 3; 10
3. Точность стабилизации выходного тока, %, не менее	± 5
4. Погрешность ступени переключения выходного тока, %, не более	± 2
5. Выходная емкость при симметричном выходе, пФ, не более	5
6. Предельные значения нагрузок для емкостных линий , пФ, не менее: - при выходном токе 1 и 3 мА - при выходном токе 1 0 мА	 100 200
7. Питание	аккумуляторное
8. Диапазон рабочих температур	от минус 40°С до +70°С.

▼ *Табл. 2.*

Наименование параметра	Значение параметра
1. Рабочая частота, кГц	16,5 ± 0,5
2. Полоса пропускания, Гц, не более	20
3. Максимальный входной сигнал, В, ампл., не менее	2
4. Шум при короткозамкнутом входе, мкВ, не более	0,8
5. Входной импеданс при симметричном входе (параллельное соедине ние Свх и Rвх): Свх, пФ, не более Rвх, Мом, не менее	 6 10
6. Объем энергонезависимой памяти оперативного запоминающего устройства, не менее	64000 измерений
7. Питание	аккумуляторное
8. Диапазон рабочих температур	от минус 40°С до +70°С.



Рис. 1. Опытный образец электроразведочной аппаратуры «БИКС-М5».

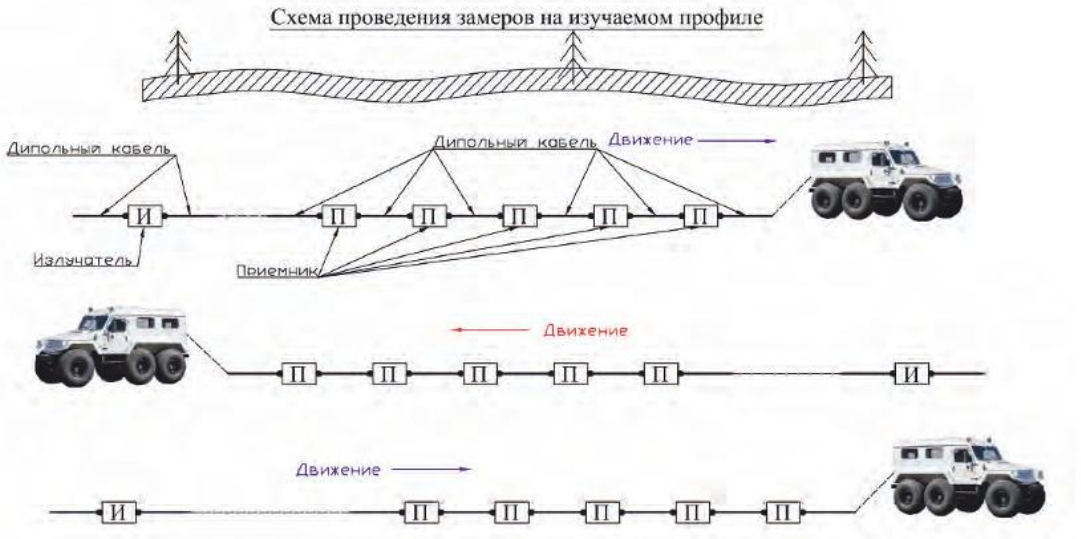


Рис. 2 Схема проведения замеров на изучаемом профиле.

Переносной пульт управления обеспечивает прием и отображение полученных данных одного из каналов в реальном времени посредством радиомодема.

Система обеспечивает непрерывное измерение кажущегося удельного сопротивления с автоматической записью данных со скоростью 1 показание в секунду.

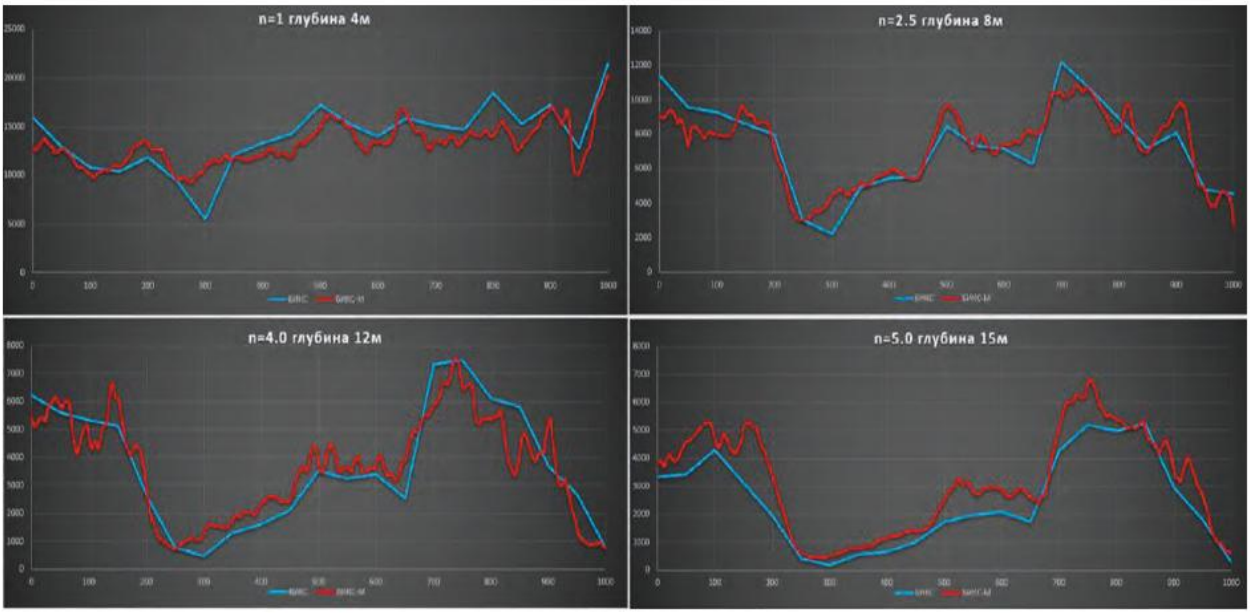
В опытном образце системы «БИКС-М5» были использованы 5-ти и 10-ти метровые емкостные шлейфы.

Полевые испытания (оценка работоспособности, устойчивости работы и удобства эксплуатации) представленного на испытания опытного образца системы электропрофилирования «БИКС-М5» были проведены специалистами ООО «Газпром проектирование» (г.Саратов) в соответствии с предложенной ими методикой испытаний.

Место проведения полевых испытаний - полуостров Ямал и полигон «Увек» (г. Саратов).

На рис.1 показан представленный на испытания опытный образец системы «БИКС-М5».

Схема проведения замеров представлена на рис.2.



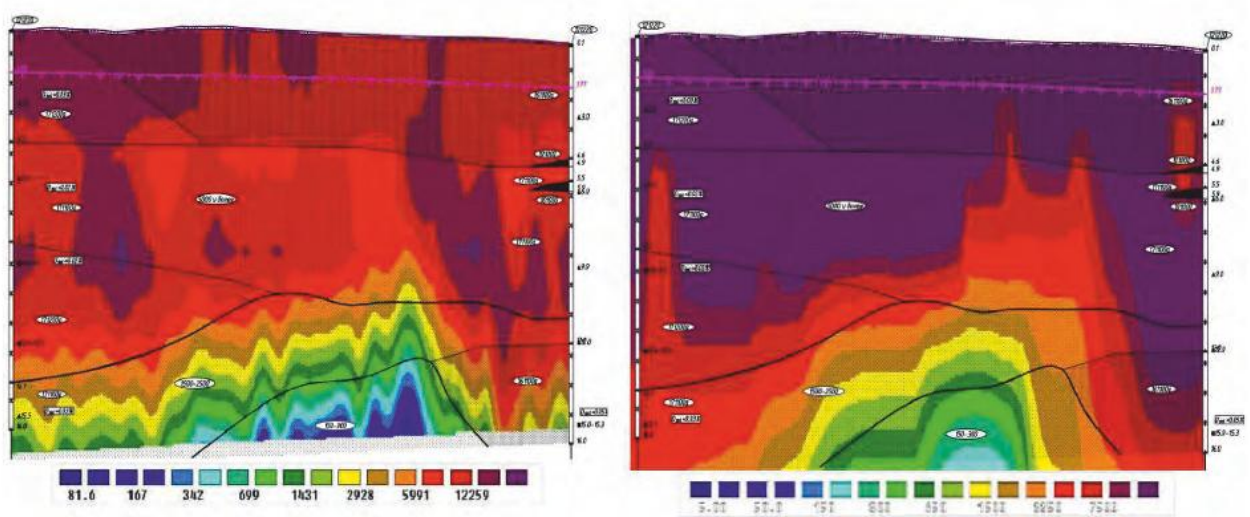
▲ *Рис. 3.*

На полуострове Ямал были выполнены сравнительные испытания опытного образца «БИКС-М5» и системы «БИКС». В ходе проведения полевых испытаний был исследован продольный профиль длиной 1000 м. На рис. 3 представлены графики распределения Rk(OM*m) на различных глубинах вдоль профиля.

На рис. 4 представлены геоэлектрические разрезы, построенные с помощью ПО Res2dinvx64, на продольном профиле с привязкой к геологическим данным. Данные, полученные системами «БИКС-М5» и «БИКС», преобразованы для загрузки их в программу Res2dinvx64 (рис 4) специальным макросом в VBA.

Основной целью опытно-методических работ, выполненных на полигоне «Увек» в районе г.Саратов, было сравнение данных измерений, полученных с помощью комплексов «БИКС-М5», «БИКС», данных вертикального электрического зондирования (ВЭЗ), полученных с помощью комплекса «АМС-1» и данных, полученных методом электротомографии с помощью комплекса «СКАЛА-64К».

▼ *Рис. 4.*

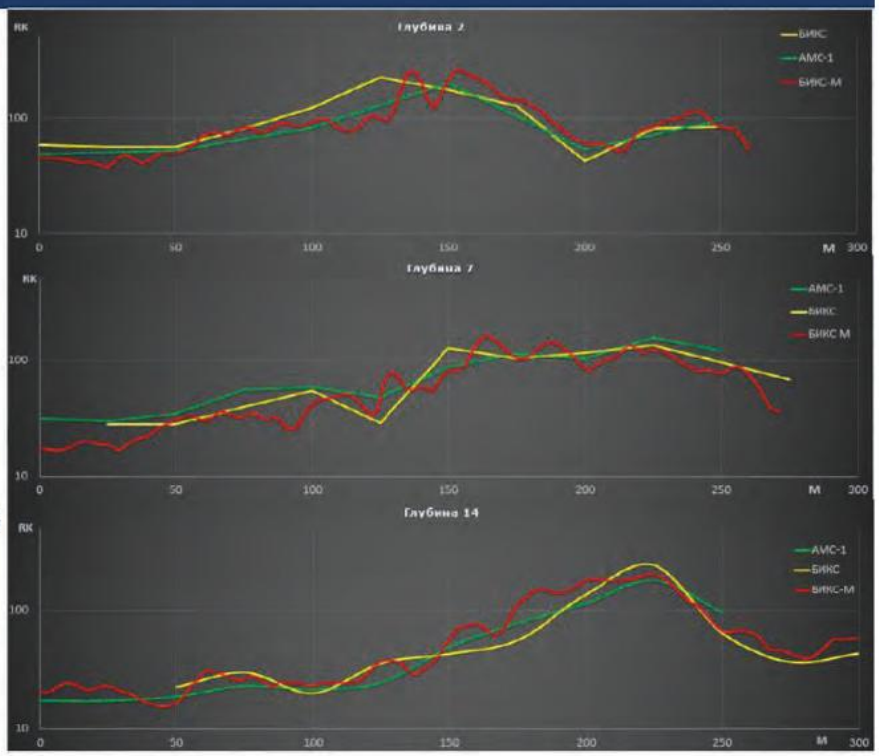


БИКС-М5 БИКС

Графики Rk по опытному профилю на глубинах: 2м, 7м, 14м.

Электроразведочные работы выполнялись:

- с незаземленными линиями с шагом 25м аппаратурой «БИКС»,
- непрерывное электропрофилирование с незаземленными линиями аппаратурой «БИКС-М5»,
- с гальваническим заземлением с шагом 25м аппаратурой «АМС-1»



▲ *Рис. 5.*

На рис.5 представлены результаты сравнения, результатов, полученных с помощью комплексов «БИКС-М5», «БИКС» и «АМС-1».

На рис.6 представлены результаты сравнения, результатов, полученных с помощью комплексов «БИКС-М5», «БИКС» и «СКАЛА-64К».

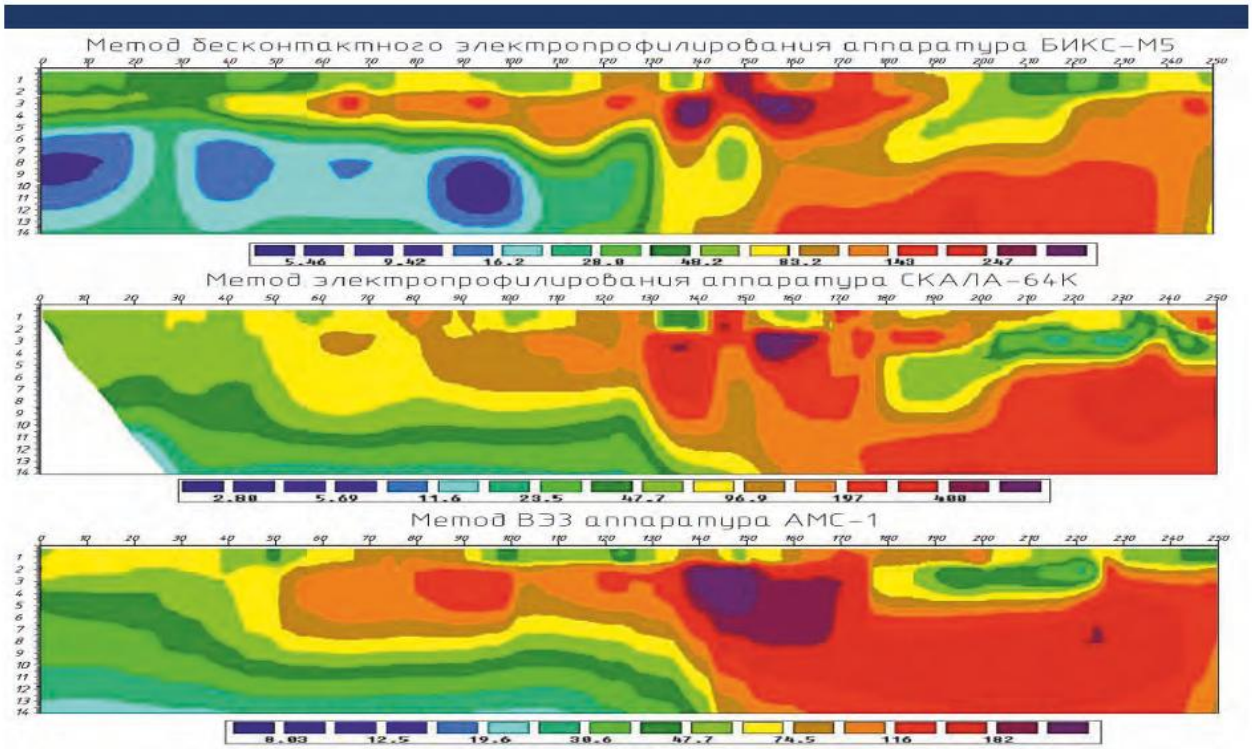
▼ *Рис. 6.*

Графики Rk по опытному профилю на глубинах: 2м, 7м, 14м.

Электроразведочные работы выполнялись:

- с незаземленными линиями с шагом 25м аппаратурой «БИКС»;
- непрерывное электропрофилирование с незаземленными линиями аппаратурой «БИКС-М5»;
- метод электротомографии, шаг между электродами 2.5м аппартурой «СКАЛА-64К».





▲ *Рис. 7.*

Геоэлектрические разрезы, полученные на полигоне «Увек», построенные с помощью ПО Res2dinvx64, представлены на рис. 7.

Выводы

По результатам выполненных исследований можно заключить, что новый отечественный бесконтактный аппаратурный комплекс «БИКС-МХ» хорошо показал себя в полевых условиях и продемонстрировал достоверные результаты. Сравнение данных измерений Rk, полученных «БИКС-М5», с данными, полученными «БИКС» и вертикальным электрическим зондированием (ВЭЗ), показало практически идентичные результаты, хорошо согласованные с электротомографией.

Благодарности

Авторы благодарят специалистов ООО «Газпром проектирование» (г.Саратов), выполнивших полевые испытания опытного образца аппаратно-программного комплекса «БИКС-МХ», а также за помощь в подготовке материалов статьи.

Литература

1. Модин И.Н., Груздев А.И., Скобелев А.Д., Сравнение бесконтактных электроразведочных комплексов//, 2018, №2, С.46-52

Подробнее об авторах



Беляев
Владимир Луарсабович
зав. отделом АО СКБ СП



Ливеровский
Игорь Глебович
главный конструктор
проекта АО СКБ СП,



Вейхт
Борис Алексеевич
заместитель начальника
отдела АО СКБ СП г.Саратов



Шабалин
Алексей Сергеевич
главный специалист
отдела ООО" Газпром
проектирование»



CHINA GEOPHYSICAL

China Geophysical



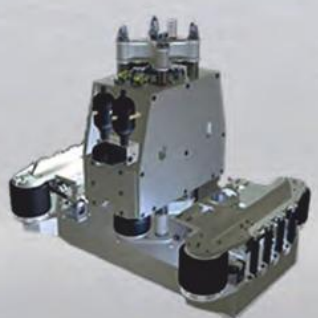
ВЕСЬ СПЕКТР ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ















Zhaofeng Sensor Equipment Co., Ltd

Тел.: +8687576701
E-mail: vika@zfgeo.com

http://www.zfgeo.com

Zhaofeng Sensor Equipment Co,.Ltd. была основана в **2001** году, специализируется в области производства геофонов, гидрофонов, кабелей и запасных частей к ним. **С 2017 года Zhaofeng** расширяет сферу деятельности, создает центр проектирования нодов и завод вибраторов, чтобы поставлять все оборудование для сейсморазведки

Комплексирование геофизических данных с целью районирования территории для поиска ловушек УВС в условиях солянокупольной тектоники Прикаспийской впадины

- Сокулина К. Б., СГУ, подразделение ООО «Эверест групп», г. Саратов.
- Хуснуллина Г. Ф., ООО «ЦГМ НИР Поволжья», г. Саратов.
- Сивожелезов Е. В., Дмитриев В. А., ООО «ТЕРРАПОД», г. Саратов.

Аннотация.

В статье представлены результаты комплексирования геофизических данных с целью районирования территории для поиска ловушек углеводородного сырья (УВС) в условиях солянокупольной тектоники Прикаспийской впадины, анализ данных сейсморазведки и гравиразведки, различные трансформанты гравитационного поля, прогнозирование глубин.

Ключевые слова: ловушки, углеводородное сырьё, солянокупольная тектоника, геолого-геофизическая информация, комплексирование геофизических данных, гравиразведка, сейсморазведка, мульда, глубинный разрез, трансформации.

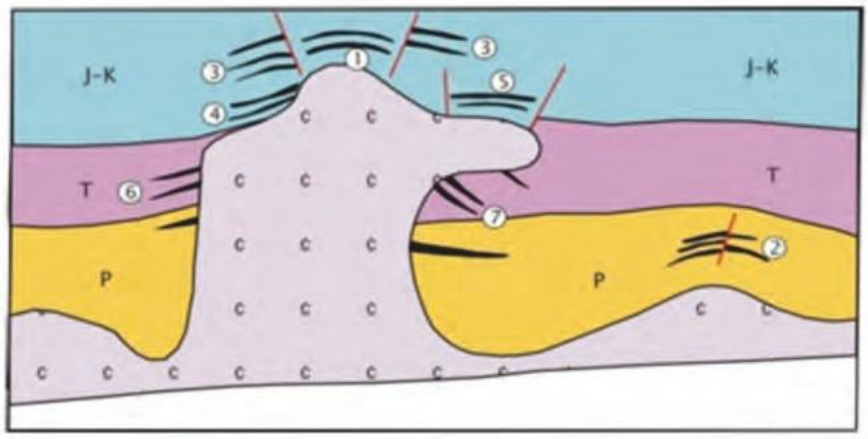
Введение

В нефтегазовой отрасли в последние годы сложилась тенденция, что стоимость проведения сейсморазведочных работ нередко соизмерима с бурением неглубоких скважин. Сложные макроэкономические обстоятельства в текущее время диктуют новые требования к постановке геологоразведочных работ (ГРР). Проектирование сейсморазведочных работ на I этапе геологического изучения недр– ответственный шаг, при котором должна учитываться не только полнота геологического изучения участка недр, но и рациональность и оптимальность с экономической точки зрения. Особенно этот вопрос остро стоит для слабоизученных территорий со сложными геолого-геофизическими условиями, к которым и относится исследуемая в данной работе территория Прикаспийской впадины. Во избежание неэффективных инвестиций, важным этапом перед постановкой новых ГРР является анализ всей имеющейся геолого-геофизической информации и районирование изучаемой территории с целью локализации основных зон распространения прогнозируемых поисковых объектов углеводородного сырья (УВС).

В настоящей статье рассматривается участок, расположенный в Северо-Западной части Прикаспийской впадины. Участок работ характеризуется сложными сейсмогеологическими условиями, связанными с солянокупольным тектогенезом.

Основными поисковыми объектами на данной территории являются объекты в надсолевых отложениях, промышленная нефтеносность которых доказана на близлежащих месторождениях (Узеньское, Спортивное, Куриловское и др.). Структурные ловушки надсолевых залежей УВС формировались в процессе соляного диапиризма: такого рода ловушки являются либо тектонически экранированными, либо примыкающими к боковым стенкам соляных куполов (рис.1).

В предыдущих исследованиях [Сокулина и др, 2023] для данной территории были разработаны критерии при ранжировании перспективных объектов в



1) Надсводовые – Кенкияк, Молдабек В., Шубаркудук, Орысказган, 2) Надсводовые на глубокопогруженных куполах – Прорва Центральная, Прорва Вост., Ахтобе, Королевская, Боранколь, 3) Экранируемые сбросом центрального грабена – Акжар, Каратобе Юж., Макат и др., 4) Экранируемые склоном соли (первый уступ) – Мунайлы, Кульсары и др., 5) Надкарнизные - Котыртас Сев., Чингиз, 6) Контролируемые вторым уступом соли – Кенкияк, Доссор, 7) Подкарнизные – Новобогатинск, Коратобе Ю., Доссор

▲ *Рис. 1. Типы залежей УВС в надсолевых отложениях [Матусевич, 2013].*

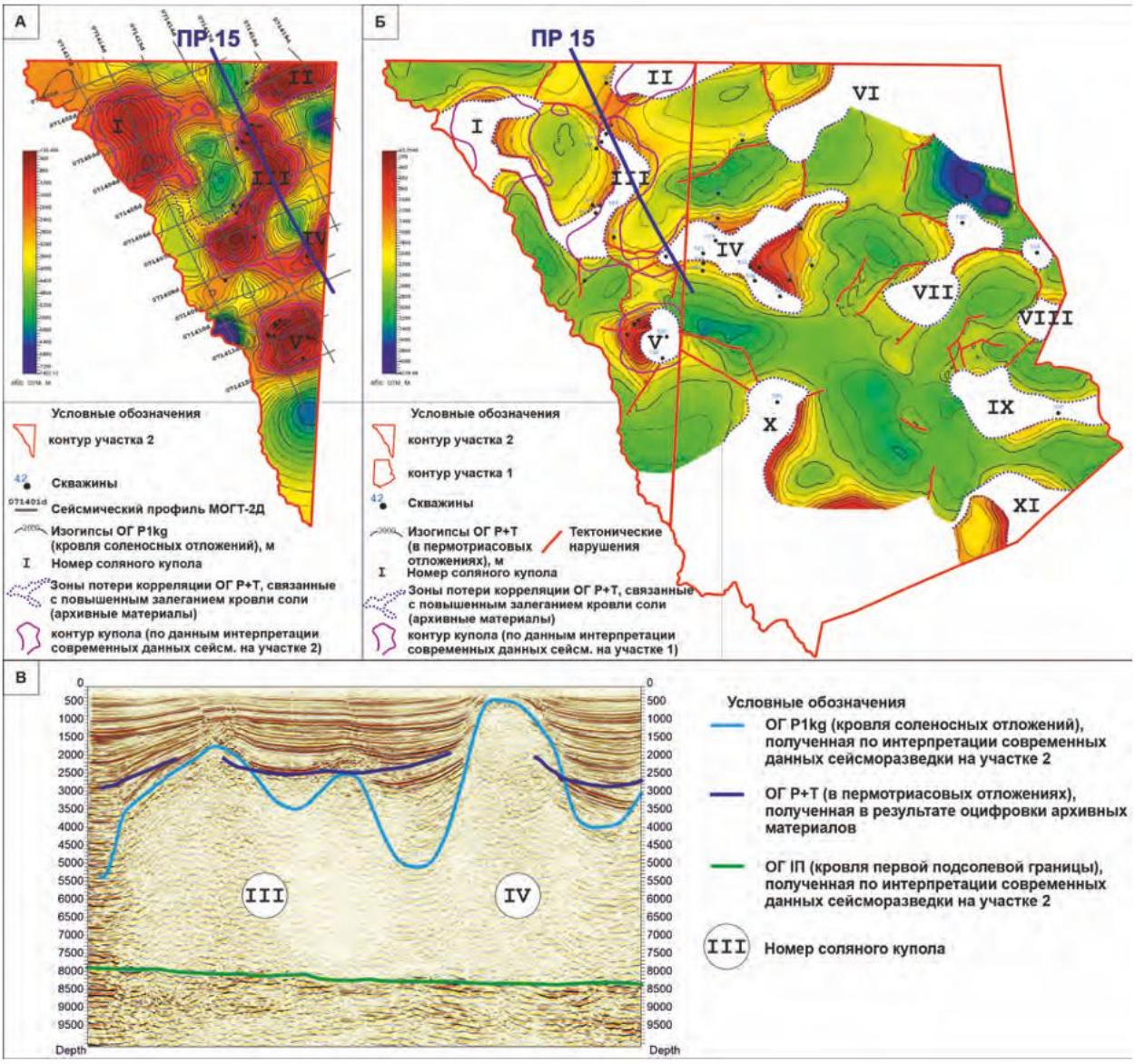
надсолевых отложениях. Одними из таких критериев являются:

• близость соляного купола, как надежного экрана для ловушек УВС по надсолевым объектам;

• близость глубоких мульд, что способствует улучшению генерационного потенциала УВС.

Данные

Исследуемый участок слабо изучен сейсморазведкой, небольшая его часть покрыта редкой неравномерной сетью сейсморазведочных профилей, отработанных более 50 лет назад. Современной съемкой покрыта лишь небольшая часть на севере участка (менее 10% от исследуемой площади работ). По сравнению с ним, смежный участок 2 (примыкающий к участку 1 с запада) характеризуется лучшей изученностью (весь участок покрыт равномерной сеткой современных сейсморазведочных работ). На рис.2 (Б) приведена структурная карта по отражающему горизонту P+T (в пермотриасовых отложениях), залегающим над кровлей соленосных отложений. Данная карта была построена на основании данных сейсморазведки и структурного бурения в 70-х годах, и она покрывает территорию обоих участков недр. Непосредственно карты кровли соли построено не было. На рис. 2 (А) представлена структурная карта по ОГ P1k (Ip) (кровля соленосных отложений) по участку 2, построенной по современным данным сейсморазведки, которая в дальнейшем будет взята за эталон для участка 1. В первом приближении данные карты хорошо сопоставимы между собой. Соляные купола находят свое отображение и на ретроспективных и на современных данных. Однако если проанализировать проекцию архивной оцифрованной поверхности P+T на современные глубинные разрезы на участке 2 (рис.2 (В)), можно сделать вывод, что она не всегда корректно укладывается на них, особенно, что наиболее принципиально в зонах примыкания к стенкам соляных куполов. Следует отметить, что данная поверхность не дает представления о глубинах



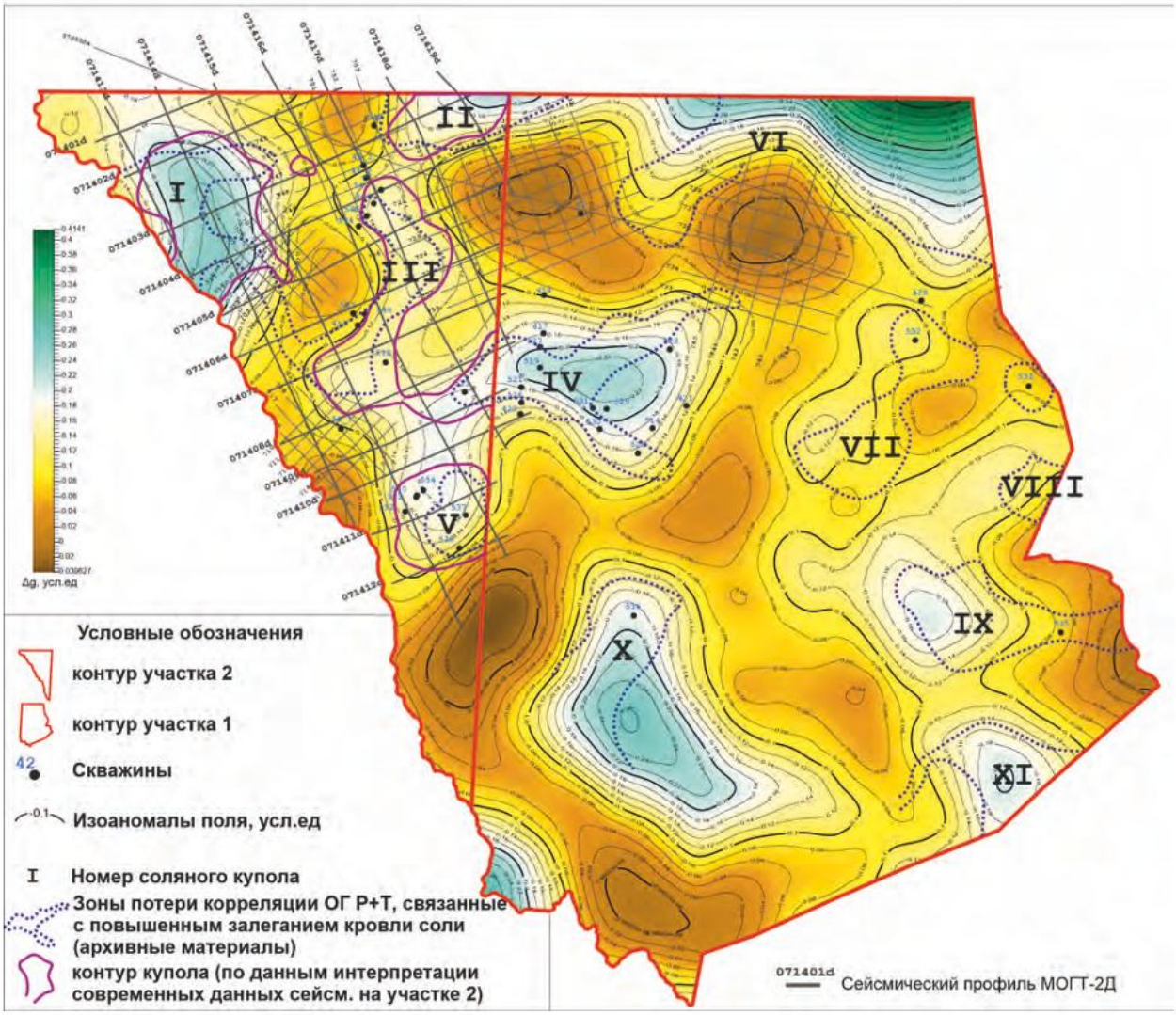
▲ *Рис. 2. (А) Структурная карта по ОГ P1k (Ip), построенная по современным данным сейсморазведки на участке 2.*
(Б) Архивная структурная карта по ОГ P+T , построенная на основании данных сейсморазведки и структурного бурения в 70х годах (В) Глубинный разрез по профилю 15.

межкупольных мульд, знание о которых, как было отмечено выше, является одним из важных факторов при ранжировании перспективных поисковых объектов. Кроме того, южная часть изучаемого участка в целом не обеспечена никакими картографическими материалами, и на данном этапе не понятна конфигурация купола X.

Таким образом, основная цель исследования – локализация соляных куполов и межкупольных мульд на территории исследуемого участка и прогнозирование глубин соленосных отложений при помощи комплексирования данных гравиразведки и сейсморазведки и использования участка-эталона.

Методика работ

Расчеты, приведенные в данной статье, были выполнены с помощью программного комплекса GravMagInv. Данный комплекс разработан в РФ [Чепиго Л.С., 2022] и включает в себя приложения GravMagInv2D и



▲ *Рис. 3. Гравитационное поле Δg в редукции Буге.*

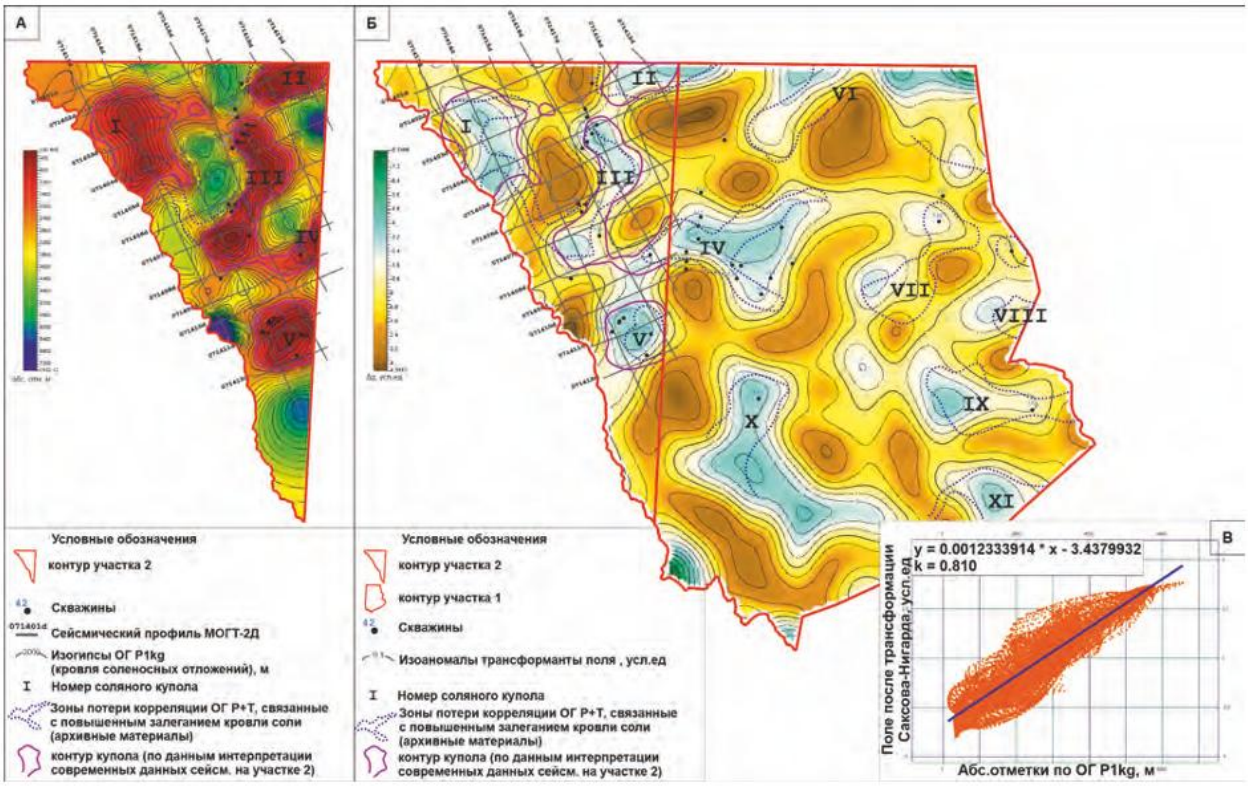
GravMagInv3D, которые предназначены для двумерной и трехмерной интерпретации данных гравиразведки и магниторазведки.

В GravMagInv реализованы возможности импорта и экспорта стандартных геофизических форматов (Grid, Z-Map, SEG-Y, Shape, Las и др.), расчета трансформант потенциальных полей, локализации особых точек с помощью вейвлет-преобразования [Кузнецов К.М., Булычев А.А., 2017] и деконволюции Эйлера [Thompson D.T., 1982], решения прямой и обратной задачи гравиразведки и магниторазведки для блочных и сеточных моделей, учета априорных данных при автоматизированной инверсии [Лыгин и др., 2022], а также возможности для совместной инверсии данных гравиразведки и магниторазведки.

На первом этапе в программное обеспечение были загружены следующие исходные данные:

• Карты гравитационного поля Δg в редукции Буге масштаба 1:200000 и карта рельефа. Значения гравитационного поля в условном уровне.

На рис. 3 представлена карта наблюденного гравитационного поля Δg в редукции Буге. Даже без детального анализа видно, что плановое расположение основных куполов довольно хорошо



▲ *Рис. 4. (А) Структурная карта по ОГ P1k (Ip). (Б) Карта трансформанты гравитационного поля по методу Саксова-Нигард (R2 = 10000 м, R1 = 3000 м) (В) Кроссплот связи между ними.*

отображается в гравитационном поле. Однако некоторые купола, особенно на участке (VII, VIII), слабо проявлены в наблюденном поле.

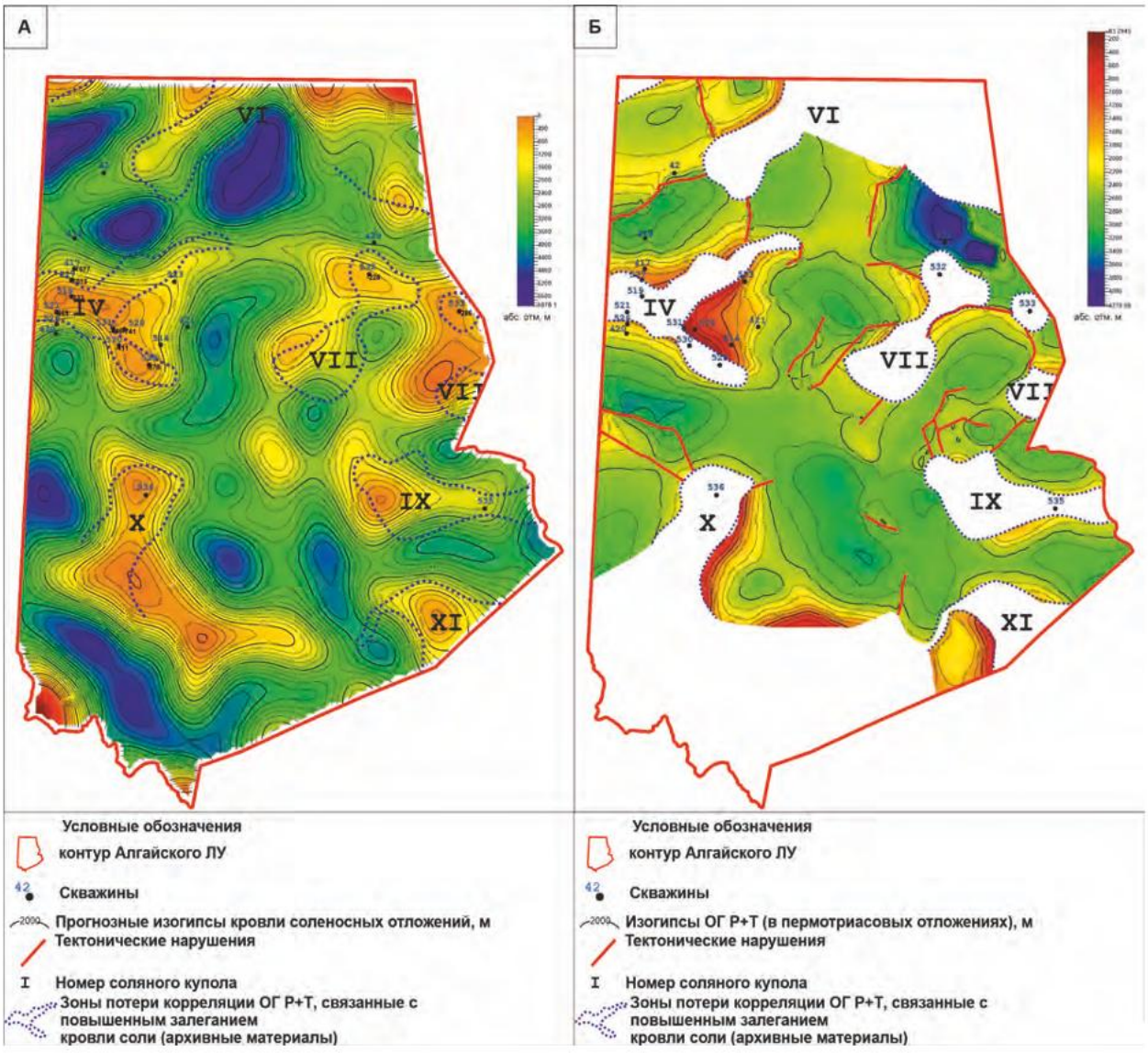
Отсюда возникает необходимость в преобразованиях поля Δg, его трансформации, для локализации основных объектов поисков.

Трансформации являются наиболее распространенными математическими способами преобразования и разделения полей на региональную и локальную составляющие. [Блох, 2009]. При правильно выбранных параметрах разночастотных трансформаций полученные компоненты могут оказаться весьма полезными на этапе геологической интерпретации

В рамках исследования был рассчитан ряд трансформант поля, реализованных в ПК GravMagInv: осреднение методом скользящего окна, фильтры Гаусса и Баттерворта, трансформация Саксова-Нигарда, а также различные производные поля, в частности наклон градиента. Параметры данных трансформаций (радиусы и размер окна) были подобраны опытным путем. В качестве иллюстрации в статье приведена наиболее удачная из них (рис. 4).

На рисунке 4 (Б) приведена карта гравитационного поля Δg после трансформации Саксова-Нигарда. Также на рисунке 4 (А) приведена структурная карта по ОГ P1k по участку 2. Участок 2 будет являться участком-эталоном, обеспеченным надежными данными сейсморазведки и будет использован для анализа и сопоставления с трансформантами гравитационного поля и оценки корреляционных связей.

Коэффициент корреляции между структурной картой и трансформантой Саксова-Нигарда составил 0.810.



▲ *Рис. 5. (А) Прогнозная карта глубин по ОГ P1k (Ip).*
(Б) Архивная структурная карта по ОГ P+T, построенная на основании данных сейсморазведки и структурного бурения в 70х годах.

Данная трансформация представляет собой разностный эффект осреднения исходного поля, проведенного в окружностях с двумя разными радиусами – большим R2 и малым R1. Тем самым, такая трансформация как бы ориентирует исследователя на вычленение неоднородностей, заключенных в интервале глубин, ограниченных R2 и R1 [Рыскин, 2017]. В проиллюстрированном варианте были подобраны радиусы R2 = 10000 м и R1 = 3000 м.

Финальным этапом работы является применение выбранной регрессионной зависимости и использование ее для прогнозирования глубин кровли соленосных отложений на изучаемом участке 1. В качестве такой зависимости было использовано уравнение, полученное при сопоставлении структурной карты по кровли соли с трансформантой Саксова-Нигард. После пересчета прогнозная карта глубин была подсажена на отбивки имеющихся структурных скважин. Полученный результат представлен на рисунке 5 (А).

Можно отметить хорошее сопоставление основных структурных элементов (положения соляных куполов) с архивной структурной картой по ОГ P+T (особенно конфигурация купола IV, XI, а также северной части купола X). Разногласия в основном возникают в восточной части участка, где положение куполов отображено на прогнозной карте с некотором смещением. Эти области будут требовать дальнейшего исследования и детального анализа, и не будут рассмотрены в рамках настоящей статьи. Особенно ценным является получение информации на юге участка, не обеспеченным данными сейсморазведки и бурения. На прогнозной карте удалось оконтурить замыкание купола X. Учитывая также близость глубоких мульд к югу от купола (прогнозные глубины ~ 4500 м), можно предположить, что данный купол и возможно связанные с ним надсолевые объекты могут представлять интерес с точки зрения дальнейшего изучения, и именно в данном участке площади наметить в дальнейшем сеть сейсморазведочных профилей.

Таким образом, в результате выполненной работы в условиях низкой геолого-геофизической изученности участка была получена дополнительная информация для анализа. Важно отметить, что рассчитанная прогнозная карта глубин может быть использована исключительно на качественном уровне с точки зрения районирования территории и помощи при размещении сети сейсморазведочных профилей на первоначальном этапе.

Заключение

В настоящей статье описан способ комплексирования геофизических данных с целью районирования территории для поиска ловушек УВС в условиях низкой степени изученности участка и при наличии поблизости эталонных участков с использование программного обеспечения GravMagInv.

Данный способ можно охарактеризовать как «экспресс-метод», в котором были допущены многие условности. Следует отметить, что в данной работе представлен первый результат работы в программном комплексе GravMagInv с целью районирования территории, в дальнейших работах данный подход будет более детально проработан, что позволит расширить методику работ для данного круга задач и даст возможность также повысить точность построения глубинной модели.

Однако основной целью данной работы являлось районирования территории и локализация основных структурных элементов, в рамках подготовительного этапа к постановке новых сейсморазведочных работ на исследуемой площади.

Литература

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

2. Кузнецов К.М., Булычев А.А. Анализ площадных потенциальных полей на основе вейвлетов Пуассона // Геофизика, издательство М.: Ред.-изд. центр ЕАГО; (Тверь: Полипресс), 2017, № 6, с. 25-32

3. Лыгин И.В., Чепиго Л.С., Соколова Т.Б., Кузнецов К.М., Булычев А.А. Методика геоплотностного и геомагнитного интерактивного моделирования в зависимости от объема и состава априорной геолого-геофизической информации // Геофизика, издательство М.: Ред.-изд. Центр ЕАГО (Тверь: Полипресс) 2022, № 6, с. 57-70

4. Матусевич А. В.. Гравиразведка Прикаспийской впадины. Ливны : Изд. Мухаметов Г. В., 2013, 176 с.

5. Рыскин М. И. Локализация аномалий геопотенциальных полей на основе применения частотных и корреляционных преобразований// Изв. Сарат. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле. 2017. Т. 17, вып. 1. С. 52 - 57.

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

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

8. Thompson, D. T. EULDPH: A new technique for making computer-assisted depth estimates from magnetic data, Geophysics, 1982, 47, 31–37

Подробнее об авторах



Сокулина
Ксения Борисовна

кандидат геолого-минералогических наук,
доцент каф. Геофизики
СГУ им. Н.Г. Чернышевского,
директор по геологии,
разведке и разработке
месторождений обособленного подразделения в
г. Саратове ООО
«Эверест групп»



Хуснуллина
Гульназ Фанисовна

Главный геофизик,
ООО «ЦГМ НИР
Поволжья»



Сивожелезов
Евгений Викторович

главный геолог,
ООО «ТЕРРАПОД»



Дмитриев
Вячеслав Алексеевич

Геофизик,
ООО «ТЕРРАПОД»

Geotensis

Эксклюзивный дистрибьютор SmartSolo в России и СНГ

АРЕНДА SmartSolo в России и СНГ



Нодальная система SmartSolo:

- **совместима со всеми сейсморегистрирующими системами**
- **снижает ваши затраты по персоналу и транспорту**
- **позволяет отработать сложные для кабельных систем участки**
- **успешно используется в сейсморазведочных 2D и 3D проектах, инженерных изысканиях и при проведении мониторингов по всему миру**

***«SmartSolo.** Зимний сезон 2022 г. доказал, что нам под силу выполнить сложный участок по высокоплотной методике на Крайнем Севере в условиях ограниченных ресурсов».*

Продажа и аренда от дистрибьютера SmartSolo Inc. в РФ и СНГ ООО «Геотенсис»
Тел. +7 (927) 040-07-39
Email: geotensis@yandex.ru

smartsolo.com.ru

Комплексирование данных сейсморазведки и магниторазведки при анализе палеоврезов и палеопонижений шельфа Карского моря

■ Казанин А.Г., Жилин Ф.Е., Демонов А.П., Кочетов М.В., АО «МАГЭ», г. Москва.
■ Шепелев А.А., АО «МАГЭ», МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва.
■ Коснырева М.В., МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва.

Аннотация. В статье представлены результаты выполнения морских инженерных изысканий участка исследований, расположенного в юго-западной части шельфа Карского моря. В процессе изучения обнаружено большое количество палеодепрессий различной природы. Данные объекты представляют собой эрозионные врезы, выработанные палеореками во время наиболее крупных регрессий, а также структуры проседания, образовавшиеся при развитии подрусловых таликов, и др. Указанные компоненты геологической и техногенной среды могут быть опасны при бурении поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, а также строительстве подводных сооружений нефтегазовой промышленности. По сейсморазведочным данным не всегда возможно достоверно идентифицировать данные образования и определить их генезис. В статье продемонстрированы возможности комплексирования данных сейсморазведки и магнитометрии с целью изучения погребённых палеоврезов и палеодепрессий.

Ключевые слова: гидромагнитная съемка; морская сейсморазведка 2D; Карское море; континентальный шельф; геофизические методы; инженерно-геологические изыскания; палеоврезы; комплексная интерпретация геофизических данных.

Введение

Эффективное освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа Российской Федерации и особенно его арктической части является актуальной и стратегической задачей, обоснованной наличием уникальных разведанных углеводородных запасов. В этой связи нефтегазодобывающие кампании проявляют большой интерес к освоению ресурсов данного региона и имеют большие планы по строительству эксплуатационных скважин.

Освоение месторождений арктического шельфа характеризуется большой степенью риска в связи с суровыми климатическими условиями и труднодоступностью из-за удаленности от берега. Для обустройства данного вида месторождений необходимы огромные финансовые затраты, и поэтому получение полного объема информации о строении придонной части геологического разреза для минимизации рисков при строительстве нефтегазовой инфраструктуры является важным этапом разработки шельфовых месторождений [8].

В данной работе представлены результаты анализа геофизических данных, полученных в рамках выполнения инженерно-геологических изысканий на шельфе Карского моря, акватория которого представляет собой один из самых перспективных нефтегазоносных регионов на арктическом шельфе [1, 3, 4].

На сегодняшний день планирование строительства эксплуатационных скважин на континентальном шельфе в пределах лицензионных участков сопровождается этапом выполнения комплексных морских инженерно-геологических изысканий, предназначенных для получения полного объема исходных данных для разработки проектной документа-

ции на подготовительном этапе строительства. Традиционно инженерно-геологические изыскания включают в себя геофизические исследования, а также гидрографические и геотехнические работы [2].

Основными задачами морских инженерно-геологических изысканий на шельфе являются:

1. комплексное изучение инженерных условий площади поисково-оценочной скважины, включая рельеф, геологическое строение, инженерно-геологические, геоморфологические, гидрометеорологические и экологические условия. Определение состава, состояния и физико-механических свойств грунтов для обоснования возможности использования площадки под размещение полупогружной нефтяной буровой платформы (ППБУ). Оперативное определение возможности размещения ППБУ в проектной точке;

2. получение топографо-геодезических материалов и данных, инженерно-топографических планов. Картографирование морского дна с высокой детальностью для построения цифровой модели рельефа и батиметрических карт, определение особенностей морского дна и выявления локальных объектов. Оперативное определение возможности размещения ППБУ в проектной точке;

3. определение инженерно-геологического разреза, условий и степени изменчивости залегания грунтов на площади изысканий. Выделение сейсмостратиграфических комплексов по данным геофизических исследований, построение глубинных мигрированных сейсмических разрезов, с выделенными на них зонами, представляющими опасность для проводки скважины;

4. оценка возможности развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов, таких как: грунты со скоплением газа и аномально высоким пластовым давлением в верхней части разреза, разжижение поверхностных грунтов, подвижки грунтов в верхней части разреза и др. Идентификация и картирование опасностей, связанных с распространением многолетнемерзлых пород, таликовых зон и деградированной мерзлоты. Предоставление рекомендаций по выбору наиболее безопасной точки постановки ППБУ в случае наличия геологических или техногенных опасностей в проектной точке.

В данной работе будут рассмотрены результаты камеральной обработки и интерпретации геофизических данных исследуемого участка.

Методика морских геофизических исследований

Геофизические исследования, представленные в данной работе, выполнялись на шельфе Карского моря в пределах территориальных вод Российской Федерации

Комплекс инженерно-геологических изысканий на шельфе направлен на выявление особенностей геологического строения приповерхностной части осадочного чехла, а также на выявление и локализацию геологических и техногенных опасностей.

В рамках инженерно-геологических изысканий на участке в юго-западной части Карского моря в пределах арктического шельфа, выполненных специалистами АО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (АО «МАГЭ») на собственном научно-исследовательском судне «Геолог Дмитрий Наливкин», были проведены комплексные геофизические исследования границ залегания погребенных палеоврезов (рис. 1).



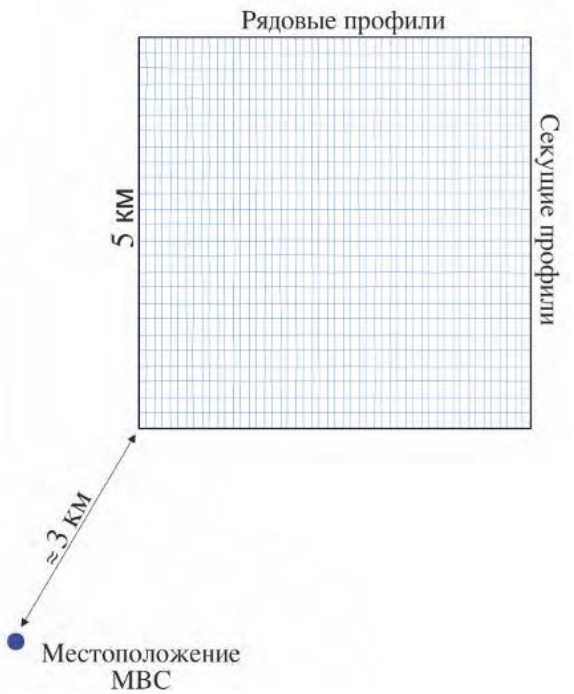
▲ *Рис. 1. Научно-исследовательское судно «Геолог Дмитрий Наливкин».*

В данной работе представлены обобщённые результаты геофизических исследований, общий объем выполненных работ составил 385 п. км на изучаемом участке площадью 25 км² (рис. 2).

В исследуемом районе работ применялся традиционный комплекс геофизических исследований в составе инженерно-геологических изысканий: сейсморазведка высокого разрешения (СВР), высокочастотное (ВЧ) и низкочастотное (НЧ) непрерывное сейсмоакустическое профилирование (НСАП), электроразведочные работы методом ЗСБ, гидролокация бокового обзора (ГЛБО) и гидромагнитная съёмка. Широкий спектр геофизических методов, входящих в состав инженерных изысканий, позволяет осуществлять комплексный анализ всех имеющихся данных, что повышает достоверность итогового результата.

Для изучения палеоврезов и палеопонижений в данной работе использовались результаты СВР и НЧ НСАП, а также данные гидромагнитной съёмки.

Сейсморазведочные работы проводились методом отраженных волн в модификации общей средней точки (МОВ-ОСТ). Для выполнения полевых работ методом сейсморазведки высокого разрешения на борту судна НИС «Геолог Дмитрий Наливкин» было установлено



▲ *Рис. 2. Схема расположения профилей съемки .*

следующее оборудование: система регистрации, пневмоисточники, компрессоры, контроллер пневмоисточников и станция контроля качества и обработки данных.

Сейсморазведка высокого разрешения выполнялась по сети профилей с фланговой расстановкой с расстоянием между рядовыми профилями равным 100 м, между секущими 500 м. Регистрация сейсмических данных осуществлялась сейсмостанцией SEAL 408 производства Sercel. Работы производились с использованием сейсмической косы фирмы Sercel с пьезоэлектрическими гидрофонами, состоящей из 192 каналов (расстояние между центрами групп гидрофонов – 6,25 м). Общая длина приёмной линии – 1200 м. Глубина буксировки косы составила 4 м.

Кроме сейсморазведки высокого разрешения были выполнены работы НЧ НСАП по сети профилей с фланговой расстановкой с расстоянием между рядовыми профилями равным 100 м, между секущими 200 м. Данный метод является



▲ *Рис. 3. Морской магнитометр SeaSPY2 (a), MBC Sentinel (b).*

значительно более высокочастотным по сравнению с вышеизложенным (270–575 Гц по уровню 70 % от максимальной энергии на амплитудных спектрах) и использовался для уточнения строения приповерхностной части разреза.

Для приёма и регистрации отражённых волн по методу НЧ НСАП использовалась 48-канальная пьезокоса Geo-Sense Ultra Hi-Res 48 Channel Streamer. Для отдаления от кильватерной струи судна буксировка акустической косы осуществлялась с выноса левого борта. Система регистрации на базе двух модулей MultiTrace встроена в лебёдку сейсмокосы. Управление модулями осуществляется посредством подключения кабеля Ethernet к компьютеру, располагающемуся в помещении вычислительного центра.

С учетом глубины моря на объекте исследований были выбраны следующие параметры регистрации НСАП НЧ:

- длина косы – 150 м;
- частота дискретизации – 8 кГц;
- шаг по профилю – 3.125 м;
- длина записи – 500 мс;
- заглубление источника и приемника – 0.7 м;
- энергия источника – 4.2 кДж.

Гидромагнитная съёмка выполнялась по дифференциальной методике с использованием продольного градиентометра, состоящего из двух буксируемых друг за другом магнитометров SeaSPY2 со встроенными датчиками глубины (рис. 3а). Система SeaSPY2 является полностью цифровой. Измерение сигнала магнитометра производится внутри буксируемой гондолы магнитометра, где сигнал наиболее сильный и в наибольшей степени защищен от внешних помех. Принцип работы магнитометра SeaSPY2 основан на использовании эффекта Оверхаузера (высокочувствительный всенаправленный датчик), который измеряет внешнее магнитное поле при помощи особого алгоритма технологии ядерного магнитного резонанса. Датчики SeaSPY2 обеспечивают точность 0,1 нТ. Для определения высоты (альтитуды) над дном в магнитометр установлен альтиметр – высокоточный эхолот 200 кГц. Также магнитометр снабжен датчиком давления. Магнитометры располагались на фиксированном расстоянии 11,5 м (база градиентометра). Для устранения помехообразующего влияния судна на данные измеряемого магнитного поля магнитометры буксиро-

вались на удалении от кормы, равном тройной длине судна [6, 7]. Во время работ на профилях глубина погружения магнитометров регулировалась длиной выпущенного кабеля для поддержания высоты буксировки магнитометров над дном не более 10–20 метров. Сеть профилей магнитной съемки соответствует профилям НЧ НСАП.

Для учета влияний вариаций магнитного поля использовалась магнитовариационная станция (МВС) Sentinel, расположенная непосредственно в районе работ на удалении 5 км от участка изысканий (рис. 3б). МВС Sentinel представляет собой полностью автономную станцию долгосрочного наблюдения магнитного поля, которая содержит батарейный блок и всенаправленный сенсор Оверхаузера с низким энергопотреблением, которые помещены в герметичный корпус [9]. Он поставляется с аксессуарами, которые позволяют использовать его на суше в любой местности, над землей, подвешенным к ветвям деревьев или выступам, и под водой на глубине 1000 м и более [10, 11].

Комплексирование сейсморазведки и магниторазведки

Сейсморазведочные работы выполнялись с целью изучения верхней части осадочного разреза и выявления потенциально опасных геологических процессов и явлений, которые могут привести к возникновению аварийных ситуаций или катастрофам при проведении эксплуатационного бурения.

Палеоврезы и палеодолины относятся к одному из видов геологических опасностей и представляют большую угрозу для нефтегазовой инфраструктуры. Палеоврезы в большинстве случаев заполнены слабоконсолидированными осадками, часто газонасыщенными, с включением крупнообломочного материала.

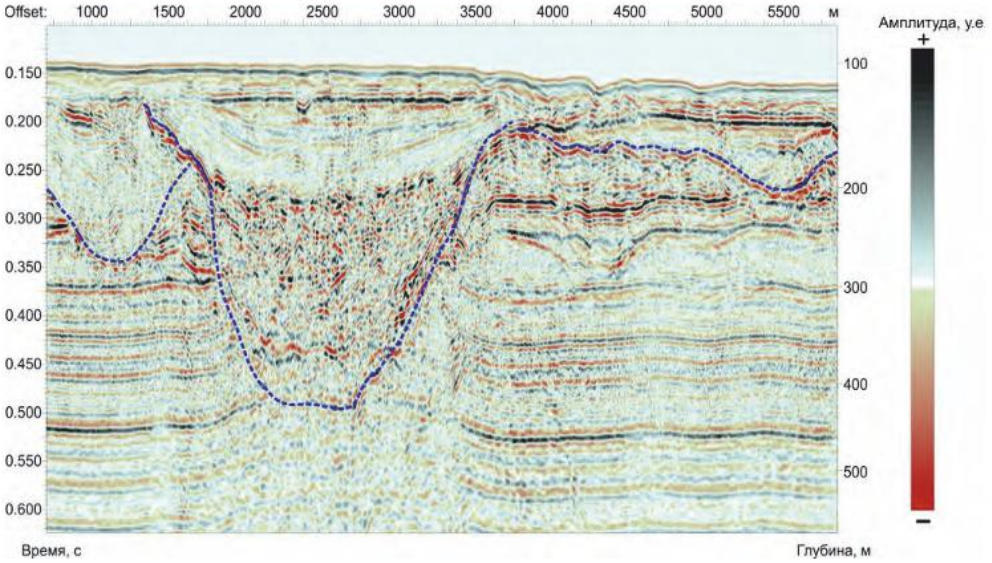
При выполнении буровых работ в таких местах из-за сложных грунтовых условий нередки осложнения (провалы или прихваты инструмента, потеря циркуляции (поглощения), газоводопроявления и т.д.). В контурах палеоврезов не рекомендуется производить установку платформ на гравитационном основании и строительство поисково-разведочных скважин.

Кроме того, особенность палеоврезов на акваториях арктических морей заключается в их специфическом криогенном режиме, отличном от вмещающих отложений. В общем случае, грунты, заполняющие и подстилающие врезы, относительно быстро протаивали в субаэральных и мелководных (прибрежных) условиях. Впоследствии, когда они оказывались под глубокими водами с установившейся отрицательной температурой, могло происходить их субаквальное промерзание, чему способствуют низкая минерализация порового флюида и глинистый состав заполняющих осадков, препятствующий проникновению морских вод в поровое пространство. В результате к палеоврезам могут быть приурочены линзы мерзлых грунтов.

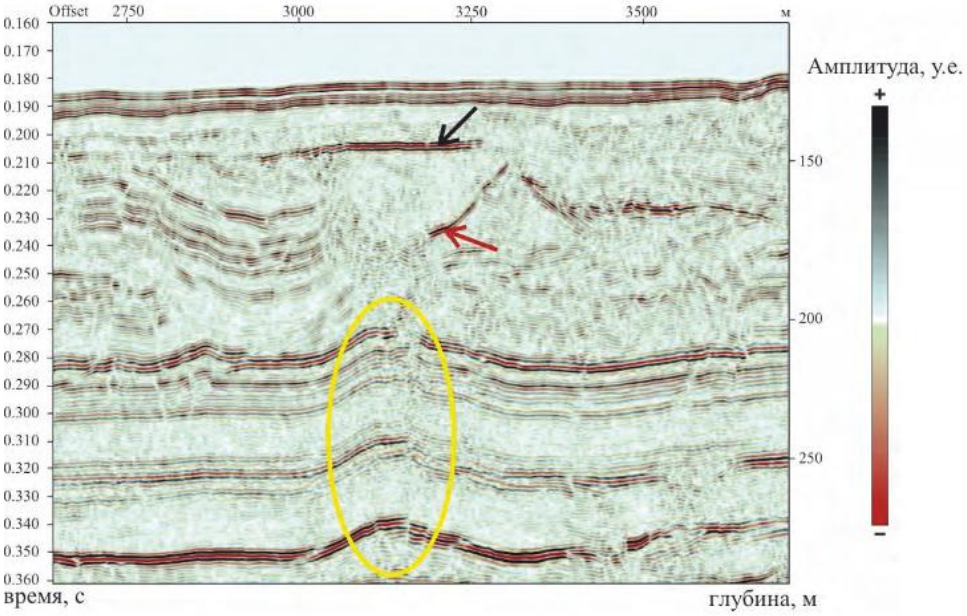
На сейсмических данных (как СВР, так и НЧ НСАП) палеоврезы и палеодепрессии выделяются по следующим характерным признакам (рис. 4):

- рефлекторы вогнутой формы в подошве;
- акустически прозрачная либо хаотическая внутренняя волновая картина;
- наличие несогласий.

Мощность осадков, заполняющих палеодепрессии, варьирует в основном в пределах 40–85 м, однако может достигать порядка 315 м. Отложения палеоврезов и палеопонижений могут располагаться как в приповерхностной части разреза (на глубине около 10–15 метров



▲ *Рис. 4. Пример выделения палеоврезов и палеопонижений на разрезах СВР (обозначены синим пунктиром).*



▲ *Рис. 5. Пример выделения предположительно мёрзлых грунтов на разрезах НЧ НСАП. Жёлтым овалом обозначен ложный изгиб вверх осей синфазности под скоплением предположительно мёрзлых грунтов, чёрной стрелкой показано отражение от кровли мёрзлых грунтов, красной – от их подошвы.*

от поверхности дна), так и затрагивать более глубокие слои (до 450 м ниже дна).

Особенность палеоврезов на акваториях Арктических морей заключается в их специфическом криогенном режиме, отличном от вмещающих отложений [5]. В связи с этим к палеоврезам и палеодепрессиям могут быть приурочены линзы мёрзлых грунтов. В изучаемом районе основным признаком выделения мёрзлых грунтов на сейсмических разрезах является ложный изгиб вверх нижележащих осей синфазности, в основном, проявляющийся на разрезах СВР. Но в приповерхностной части разреза (до 25 метров ниже уровня дна) данные признаки хорошо видны и на разрезах НЧ НСАП (рис. 5). Дополнительным признаком наличия мёрзлых грунтов могут служить яркие отражения прямой поляр-

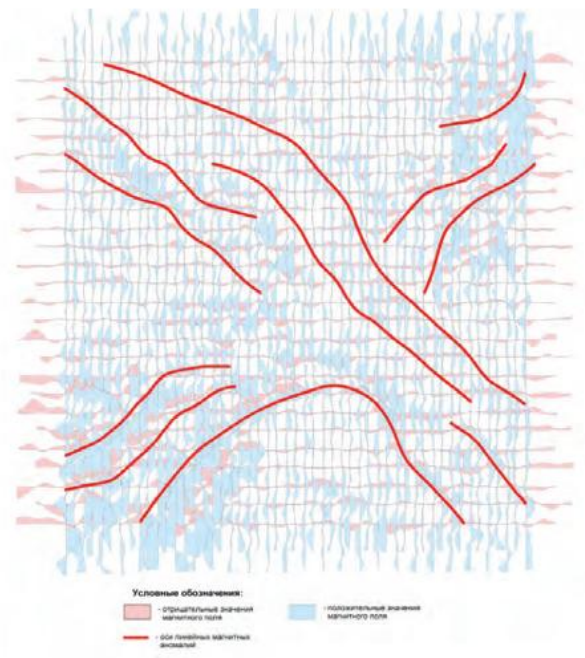
ности относительно донного отражения в кровле и обратной полярности в подошве мёрзлого слоя.

Комплекс геофизических методов исследуемого района работ включал гидромагнитную съёмку, целью которой являлось обнаружение и картирование железосодержащих объектов на морском дне и в придонной части грунтового массива. Аномальное магнитное поле, полученное в результате обработки массива полевых магнитометрических данных, состоит из региональной (низкочастотной) составляющей и локальной (высокочастотной) составляющей. Объектом анализа инженерной гидромагнитной съёмки исследуемого региона стала локальная составляющая аномального магнитного поля, которая рассчитывалась методом пересчёта исходного поля в верхнее полупространство и дальнейшего вычитания результатов пересчёта из исходных данных.

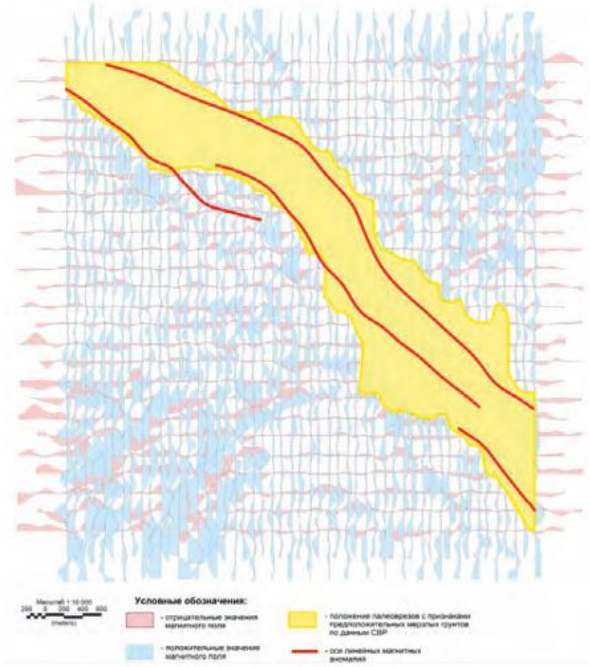
Локальное магнитное поле исследуемого района преимущественно низкоградиентное (0,05 нТл/м) и в целом характеризуется невысокой интенсивностью (0,40 нТл). На его фоне наблюдаются выраженные протяжённые линейные аномалии с амплитудами магнитного поля заметно выше погрешности наблюдений. Они прослеживаются в виде узких линейных зон западного – северо-западного направления. На графиках локального аномального магнитного поля наблюдаются повышенные значения градиента магнитного поля до 0,96 нТл/м. Выделенные линейные аномалии характеризуются юго-восточным и северо-восточным простиранием. Локальные аномалии на участке съёмки в среднем имеют небольшую амплитуду до 5–6 нТл (рис. 6).

Протяжённость аномалий (видимая длина около 3 км), их относительно низкие амплитуды (до 15–18 нТл), а также то, что в исследуемом районе отсутствуют какие-либо объекты инфраструктуры, свидетельствуют о геологичес-

▼ *Рис. 6. Интерпретационная схема локального аномального магнитного поля.*

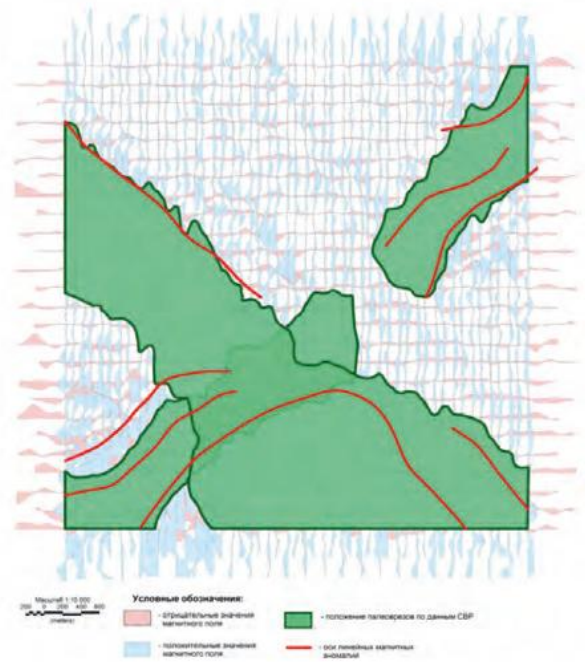


▼ *Рис. 7. Сопоставление карты графиков локальных аномалий магнитного поля с областью распространения палеоврезов с признаками предположительно мерзлых грунтов.*



кой природе описываемых аномалий. Следует отметить, что линейные аномалии коррелируют с отложениями палеоврезов и палеодепрессий и приурочены к их краевым частям, где наиболее ярко может проявляться латеральная изменчивость литологического состава грунтов. Примечательно, что максимальные амплитуды (до 15–18 нТл) и градиент (до 0,96 нТл/м) магнитного поля относятся к тем линейным аномалиям, которые приурочены к положениям палеоврезов с признаками предположительно мёрзлых грунтов по данным СВР (рис. 7).

Данные аномалии, преимущественно положительные, превышают фоновую интенсивность магнитного поля в 3 раза и приурочены к зонам максимальных значений градиента магнитного поля. Остальные линейные аномалии также обладают повышенными значениями параметров магнитного поля относительно фоновых значений, но не достигают максимальных амплитуд (рис. 8).



▲ *Рис. 8. Сопоставление карты графиков локальных аномалий магнитного поля с областью распространения палеоврезов и палеодепрессий по данным сейсморазведки. Красными линиями выделены линейные аномалии магнитного поля.*

Выводы

В ходе анализа палеоврезов и палеопонижений было выполнено комплексирование данных сейсморазведки и магнитометрии. Было установлено, что большинство линейных аномалий, выделенных на графиках локальных аномалий магнитного поля, коррелируют с осями палеоврезов и палеопонижений, выделенных на сейсмических разрезах.

Также установлено, что наибольшими амплитудами и градиентами магнитного поля обладают линейные аномалии, совпадающие с бортами палеоврезов и палеопонижений (выделенных по сейсмическим данным), к которым приурочены линзы предположительно мёрзлых грунтов. Для установления причины такой корреляции требуется провести дальнейшие исследования, в том числе с непосредственным измерением магнитной восприимчивости на образцах. Необходимо заметить, что идентификация мёрзлых грунтов на исследуемом участке не является однозначной без проведения опытно-методических работ по сопоставлению результатов сейсмических исследований с данными бурения, в ходе которых должны быть проведены специализированные геокриологические исследования по установлению условий залегания и состояния мёрзлых пород.

Литература

1. Бурлин Ю. К., Ступакова А. В., 2008. Геологические предпосылки перспектив нефтегазоносности шельфа российского сектора Северного Ледовитого океана. Геология нефти и газа, № 4, с. 13-23.

2. Владов М.Л., Старовойтов А.В., 1998. Геофизические методы инженерно-геологических задач. ГСД Продакшен, Москва. 67 с

3. Грамберг И.С. и др., 2000. Нефтегазоносность Арктического супербассейна. Разведка и охрана недр, № 12, с. 24-30.

4. Дмитриевский А.Н., Максимов, В.М., Кульпин Л.Г., 2008. Риски и безопасность природно-техногенных объектов морской добычи на шельфе Арктики. Нефтяное хозяйство, № 6, с. 62-67.

5. Колюбакин А.А., Миронюк С.Г., Росляков А.Г., Рыбалко А.Е., Терехина Я.Е., Токарев, М.Ю., 2016. Применение комплекса геофизических методов для выявления опасных геологических процессов и явлений на шельфе моря Лаптевых. Инженерные изыскания, № 10-11, с. 38-51.

6. Логачев А.А., Захаров В.П., 1979. Магниторазведка. Недра, Санкт-Петербург, 351 с.

7. Смелянова З.С., Селиванов В.С., 1981. Инструкция по магниторазведке (наземная магнитная съемка, аэромагнитная съемка, гидромагнитная съемка). Недра, Санкт-Петербург, 263 с.

8. Тасмуханова А.Е., Шигапова Р.Р., 2018. Особенности разработки шельфовых месторождений нефти. Вестник евразийской науки, т. 10, № 2, с 76.

9. Шепелев А.А., Коснырева М.В., 2023. Измерения вариаций магнитного поля Земли в акватории Карского моря с помощью мобильной магнитовариационной станции. Гелиогеофизические исследования, № 38, с. 54-60.

10. 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, № 3-4, с. 32-41.

11. Shepelev A.A., Zhilin F.E., 2021. Comparison of processing results of magnetometric data using magnetic base station and gradiometer in offshore engineering survey. Engineering and mining geophysics 2021, European Association of Geoscientists and Engineers, Issue 1, pp. 1-7, https://doi.org/10.3997/2214-4609.202152018.

Планета Земля превращается в планету Вода

Человечеству придется столкнуться с избытком воды в океанах, но с недостатком питьевой воды

Череповский А.В., ЕАГО, г. Москва

Аннотация. Человечество изучает мировой океан с конца 15-го века, то есть со времени первых трансатлантических и кругосветных мореплаваний и Великих географических открытий. Но интенсивные инструментальные исследования мирового океана начались только в 1950-е годы. Было установлено, что современные океаны скрывают под собой довольно молодые впадины, возрастом не более 150-160 млн. лет, и геологическое строение океанского дна резко отличаются от того, что было известно о строении земной коры на континентах. Согласно современным космогеодезическим данным, уровень воды в океанах неуклонно поднимается, и глобальное потепление является далеко не единственной причиной этого явления.

Происхождение мирового океана

В фундаментальном двухтомнике «Мировой океан», изданном под эгидой РАН в 2013-14 гг., осторожно сказано, что «строгая модель геологической эволюции Земли пока ещё не разработана, и вопросы о происхождении и эволюции океана входят в перечень важнейших проблем геологии». Есть большой перечень вопросов, на которые пока нет однозначных ответов:

- как и когда образовалась первая вода на поверхности Земли;
- когда появились первые океаны как крупные впадины с водой на коре океанического типа;
- как во времени менялся объем и состав воды в океане;
- как во времени изменялась общая площадь океанов;

и так далее.

О происхождении мирового океана в упомянутом двухтомнике сказано, что «теоретически есть два варианта, откуда могла появиться вода на поверхности Земли после её образования». Первый вариант – это вода выпала на поверхность планеты из её плотной первичной атмосферы после остывания поверхности нашей протопланеты до температуры ниже кипения воды. Второй вариант – наоборот, что вода выделилась на поверхность молодой Земли и в атмосферу при кристаллизации океана магмы, который имел толщину не менее 200 км. Понятно, что для того, чтобы стать красивым эллипсоидом вращения, на раннем этапе вся Земля должна была быть расплавленной или достаточно вязкой.

Удары комет и астероидов не нужны?

Некоторые ученые также полагают, что довольно большой объем воды на древней Земле мог появиться благодаря ледяным кометам. Но новые данные опровергают эту гипотезу, поскольку установлено, что вода на астероидах и кометах отличается по изотопному составу от земной. В апреле этого года на англоязычном канале SPACE появилась статья под названием: «Удары астероидов не нужны: новое исследование говорит том, что вода образовалась в недрах молодой Земли». В статье говорится, что в отличие от популярной гипотезы о том, что ледяные кометы или астероиды принесли воду на сухую молодую Землю, в новом исследовании сделан вывод, что планета сама синтезировала первоначальный объем воды. А именно, на молодой планете в результате плотностной дифференциации выде-

лилось металлическое ядро, каменная мантия и мощная водородная атмосфера. Вода могла образоваться в результате химических реакций между богатой водородом атмосферой и огромным океаном магмы на поверхности планеты. В таких условиях вода стала естественным побочным продуктом химических процессов на поверхности планеты. В результате к нашему времени сформировалась преимущественно азотная атмосфера и водная оболочка.

Фиксизм, мобилизм или расширение Земли?

Как известно, тектоника литосферных плит – это доминирующая геодинамическая теория, которой было отдано предпочтение после длительных и острых дискуссий, продолжавшихся не одно десятилетие во второй половине 20-го века, особенно в СССР. Но в итоге сторонники мобилизма (то есть дрейфа континентов на планете фиксированного размера) взяли верх над фиксистами (у которых континенты всегда оставались на своих местах), а также над сторонниками неуклонного расширения или пульсации нашей планеты. Понимание того, что лик Земли существенно менялся на протяжении всей её истории, было очень важным шагом в развитии геонаук в 20-м веке, и переход от фиксизма к мобилизму был назван важнейшей революцией в геологии.

Согласно мобилистам, мировой океан – такого же объема, как сегодня – сформировался не менее трех миллиардов лет назад. И тогда же будто бы начался дрейф континентов, между которыми неоднократно раскрывались и схлопывались океаны. Но многие российские геологи, изучая осадочные породы, пришли к выводу о том, что свободная вода на поверхности Земли появилась не так давно, и эволюцию гидросферы Земли можно разделить на следующие этапы: 1) в верхнем рифее, менее 1 млрд лет назад, появились первые озёра и болота; 2) мелководные моря появились в начале фанерозоя, 300-400 млн лет назад; 3) образование глубоководных океанов началось менее 200 млн лет назад. Приведу цитату профессора геологического факультета МГУ, убежденного фиксиста, В.В.Белоусова, из его книги «Основы геотектоники» [2]. Книга была издана в 1975 году, в разгар его безуспешной борьбы с мобилистами, старавшимися донельзя упростить историю формирования земной коры и мирового океана. В своей книге Белоусов писал: «Весь объём океанских вод образовался за последние 200 млн. лет. Если допустить, что палеозойские моря покрывали 25% площади современной материковой коры, а средняя их глубина была 200 м, то объём свободной воды на Земле к началу океанообразования составлял всего 7% от современного».

Разнообразные геологические данные говорят именно о таком сценарии эволюции Земли. В первую очередь, об этом говорит карта возраста коренных пород на дне океанов. В.Ф.Блинов, один из самых ярких мыслителей 20-го века, еще в 1984 году вместе с французскими коллегами и Н.Я.Осипишиным выступил на 27-м международном геологическом конгрессе, который проходил в Москве, с докладом об ускоренном увеличении площади земной коры за счёт океанов [3]. Что может ждать нашу планету, если площадь её поверхности растёт по экспоненте в нашу кайнозойскую эру, то есть последние 65 млн. лет? Блинов написал книгу [4], название которой и является его ответом: «Растущая Земля: из планет – в звезды»! Разумеется, взгляды Блинова были слишком революционными для

абсолютного большинства геологов, которые к тому времени только перешли из лагеря фиксистов в лагерь мобилистов, и у которых Земля не меняла своих размеров.

Куда пропала древняя океаническая кора?

Хотя в современных океанах дно очень молодое по геологическим меркам (150–160 млн. лет), и нет доказательств существования древних океанов, мобилисты стоят на своём: «Древняя океаническая кора была. Но… она утонула!» И в апреле этого года появилась спасительная для мобилистов статья – сначала на англоязычном сайте LIVE SCIENCE («Живая наука»), а затем на русском языке на сайте «Моя планета». В названии на русском языке скромно написано, что «Вокруг Земли найдена древняя структура», но в английском оригинале прямо сказано, что «Ядро Земли охватывает древнее океаническое дно». Утверждается, что ученые в течение трёх лет регистрировали волны от землетрясений на 15 сейсмологических станциях в Антарктике, в результате чего «впервые получено высокоразрешающее изображение границы между ядром Земли и мантией. Обнаружен новый тонкий слой, залегающий на глубине примерно 2900 километров — там, где расплавленное металлическое внешнее ядро граничит с каменной мантией. Скорее всего, этот новый слой представляет собой древнюю океаническую кору, погребенную под другими слоями за многие миллионы лет истории Земли». Очень смелая интерпретация!

Как известно, при площадных сейсморазведочных работах на нефть и газ для достоверного картирования тонких пластов – скажем мощностью 30 м на глубине 3 км, то есть 1% от глубины залегания, на поверхности земли раскладывают приемные расстановки с тысячами и даже десятками тысяч регистрирующих каналов, чтобы получить точную информацию о скоростях пробега волн и их коэффициентах отражения, что позднее конвертируется интерпретаторами в физические свойства пластов и позволяет оценить их пористость и нефтенасыщенность. А здесь говорится всего лишь о 15 пунктах наблюдения, разбросанных на тысячи километров вокруг Антарктиды… Не верится, что сейсмологические наблюдения по такой редкой сети пунктов наблюдения способны обеспечить надежное картирование относительно тонких пластов на таких огромных глубинах, не говоря уже о достоверном изучении их физических свойств.

Повышение уровня океана

Другое исследование, выполненное китайскими учеными совместно с нашим Юрием Баркиным из Государственного астрономического института им. Штернберга, являющегося подразделением МГУ им.Ломоносова, вызывает большее доверие и имеет более важные практические результаты. Их работа была опубликована на английском языке в журнале «Геодезия и Геодинамика». В кратком содержании читаем: «Хотя большинство ученых придерживается точки зрения, что в течение геологического времени Земля не меняла своих размеров и не подвергалась значительному расширению или сжатию, множество палеонтологических, палеомагнитных, палеоклиматических и геолого-геодезических данных свидетельствуют в пользу гипотез расширяющейся Земли. Данные спутниковой высотометрии, полученные в течение последних 20 лет, показывают, что твердая поверхность

Земли повышается на 0,24 мм/год. В то же время средний уровень моря поднимается на 3,2 мм/год, из которых 1,8 мм/год приходится на таяние ледников на суше. Также уровень океанов поднимается на 1,0 мм/год в течение последних 50 лет благодаря тепловому расширению воды. Остаются 0,4 мм в год повышения уровня океана по неизвестной причине. И в данном исследовании сделан вывод, что именно благодаря подъему новой глубинной воды поверхность океанов дополнительно поднимается на 0,4 мм/год в течение двух последних десятилетий.

Любопытно, что такие маленькие изменения уровня твёрдой поверхности Земли могут трактоваться совершенно противоположным образом. Точность определения высот по космогеодезическим данным на сегодняшний день равна 0,2 мм/год. Соответственно, противники расширения Земли заявляют, что Земля не расширяется с точностью до 0,2 мм в год. А сторонники расширения Земли могут говорить, что Земля расширяется на 0,2 мм в год. Если иметь в виду геологические масштабы времени – миллионы и даже миллиарды лет – то эти цифры имеют значение!

Море беспощадно наступает!

Уровень мирового океана, на самом деле, меняется гораздо быстрее, чем показывают результаты интерпретации космогеодезических данных. Мы видим множество примеров ощутимого подъема уровня моря в современную эпоху. Все знают, например, о борьбе Нидерландов с наступающим морем. С конца 19-го по конец 20-го века Нидерланды реализовали несколько грандиозных проектов по защите населения от наводнений (рис.1), и теперь общая длина дамб составляет 3500 км, из которых 1430 км — это речные дамбы, 1017 км — дамбы вокруг озёр, 430 и 260 км — это береговые дамбы и дюны соответственно. При отсутствии береговых укреплений около 70 % территории Нидерландов уже было бы затоплено морем (рис.2).

Изменения уровня мирового океана отслеживаются во многих странах с середины 19-го века. Установлено, что на протяжении прошлого 20-го века глобальный уровень моря повысился на 17 см (рис.3). С 1993 года имеются высокоточные спутниковые данные, согласно которым, как уже было сказано, уровень моря ежегодно повышается в среднем на

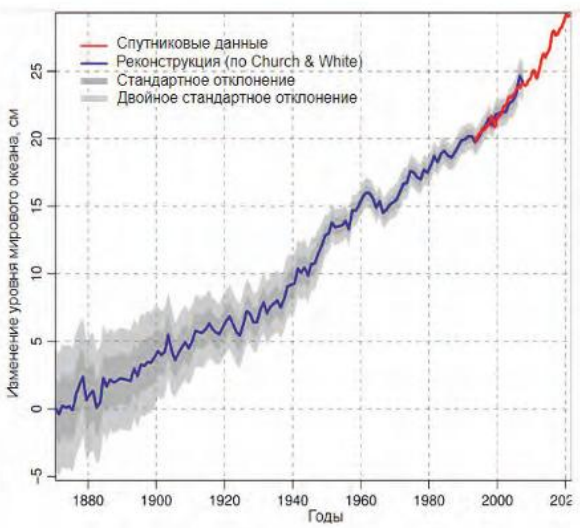


Рис. 1. Афслёйтдейк – дамба длиной 30 км, построенная в Нидерландах в 1927-33 гг.



https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/6/65/The_Netherlands_compared_to_sealevel.png

▲ *Рис. 2. При отсутствии береговых укреплений около 70 % территории Нидерландов было бы уже затоплено морем.*



▲ *Рис. 3. Неуклонное повышение уровня моря с середины 19-го века. Источник: https://upload.wikimedia.org/wikipedia/ru/thumb/a/a9/Sealevel-rise_1870-2009_ru.svg/600px-Sealevel-rise_1870-2009_ru.svg.png*

3,2 мм. И высказываются прогнозы, что повышение уровня моря будет происходить всё быстрее, и к концу 21-го века уровень воды повысится на величину от 40 см до 2 м. Это станет очень серьезной проблемой для некоторых островных государств, расположенных на атоллах в Индийском и Тихом океанах. Ведь высота атоллов обычно не превышает 2-3 метра над уровнем океана (рис.4).



▲ *Рис. 4. Мальдивская республика - крупнейшее в мире «коралловое» государство на группе атоллов. Подъем уровня мирового океана превратит столицу, город Мале, в новую Венецию уже к концу нашего века.*

Майами останется без питьевой воды

Еще один проблемный регион – это полуостров Флорида. Точнее, его южная часть, где находится всемирно известный курорт Майами. Во избежание затруднений с автомобильным движением после сильных дождей и так называемых «королевских приливов», в Майами проезжую часть время от времени поднимают при обновлении дорог, но это



▲ *Рис.5 . Во время сильных дождей и «королевских приливов» вода заливает улицы г. Майами на юге Флориды.*

создает еще больше проблем для местных жителей, на участки и во дворы которых стекает еще больше воды (рис. 5). По этим причинам в этом году власти ужесточили требования к уровню первого этажа строящихся домов, и теперь пол первого этажа должен проектироваться на высоте 9 футов над уровнем моря, а не 8 футов как прежде.

Утверждается [5], что четверть домов в Майами окажется под водой до конца нашего века.

Проблема еще и в том, Майами лишится питьевой воды из-за подъема уровня океана. В южной части Флориды проблема обостряется из-за того, что высокая проницаемость водоносного горизонта Бискейн, используемого для обеспечения жителей пресной водой, делает его очень уязвимым для загрязнения соленой водой.

Проблемы снабжения жителей питьевой водой могут стать масштабными уже в ближайшие десятилетия.

Откуда берётся новая вода в океане?

Есть два очевидных источника дополнительной свободной воды на поверхности Земли: во-первых, человечество выкачивает из-под земли колоссальные объёмы грунтовых вод для промышленных и хозяйственных нужд; во-вторых, гейзеры и вулканы постоянно выносят воду на поверхность Земли.

Десять лет назад под эгидой Американского Геофизического Союза (AGU) была опубликована статья под названием «Выкачивание подземных вод даёт вклад в подъём глобального уровня моря» [5]. В статье было отмечено, что «большая часть подземных вод, выкачиваемых с целью орошения или снабжения питьевой водой, не попадает обратно в почву, а испаряется в атмосферу и возвращается на поверхность земли в виде осадков, в конце концов стекающих по рекам в океан и повышающих его уровень. Выкачивание подземных вод

приводило к повышению уровня моря на 0,035 мм/год в 1900 году и на 0,57 мм/год в 2000 году. И вероятно, этот показатель увеличится до 0,82 мм/год к 2050 году». В июне этого года вышла новая статья под эгидой AGU о существенном вкладе выкачивания подземных вод в подъем глобального уровня моря в период с 1993 по 2010 гг. В этой статье сказано, что «таяние полярных ледяных шапок и горных ледников, связанное с текущим потеплением климата, рассматривается как главная причина подъёма уровня моря. Но важную роль играет и антропогенный фактор из-за выкачивания подземных вод в целях орошения. В период с 1992 по 2010 гг. общий объем откачки подземных вод мог составить 2150 Гигатонн, что эквивалентно подъёму уровня моря более чем на 6 мм».

Вторая причина ускоренного повышения уровня моря – это вынос воды на поверхность Земли гейзерами и вулканами. Очень интересная и важная статья на эту тему опубликована в этом году Г.И.Арсановой [1], старшим научным сотрудником Института вулканологии и сейсмологии ДВО РАН. После многолетних исследований камчатских гейзеров Арсанова пришла к мнению, сильно отличающемуся от общепринятых взглядов, поэтому ей пришлось опубликовать данную статью в специализированном периодическом Интернет-журнале «The scientific heritage». Как известно, гейзеры – это довольно редкое природное явление. Гейзеры возникают группами на небольшой площади в пределах гейзерного поля (или гейзерной площадки) вне зависимости от климатических условий местности – и в пустынях, и на побережьях морей, и высоко в горах. Гейзерных площадок на всей Земле очень немного – известно всего шесть. Правда, есть еще редкие единичные выходы. Гейзеры «живут» недолго по геологическим масштабам: возраст имеющихся гейзерных полей оценивается от десятков до сотен тысяч лет. Это означает, что комплекс условий для возникновения гейзерной площадки складывается нечасто и существует недолго.

Основная ныне действующая гипотеза возникновения гейзеров – это гипотеза нагрева. Согласно данной гипотезе, сначала по открытым полостям и трещинам подземные воды опускаются в окружающие породы и обогащаются минеральной и газовой составляющей. Затем эти циркулирующие воды нагреваются о неглубокие магматические тела, и в результате происходит выброс горячей воды на поверхность. Но Арсанова пишет, что накопившийся фактический материал в эту гипотезу давно не вписывается, и что гейзерная вода имеет глубинное происхождение. Арсанова пришла к следующим выводам: «Наблюдаемый минеральный состав гейзерной воды не есть следствие контакта горячей воды - как растворителя - с вмещающими породами. Ранние представления о хлоре, как извлечённом из седиментационных вод - в прошлом, и ныне хлор гейзерной воды всеми признаётся глубинным. Уникален микрокомпонентный состав гейзерных вод как по набору, так и по высокому уровню содержаний металлов. В гейзерной воде есть литий, рубидий, цезий, бериллий, ниобий, молибден, вольфрам, кадмий, бор, титан, свинец и много других элементов, включая уран. Содержания некоторых химических элементов настолько высоки, что

гейзерные воды представляют определённый интерес как источник попутного извлечения металлов. Например, воды Паужетского гидротермального месторождения ежегодно сливают в Мировой океан порядка 2,5 тонн цезия и 25 тонн лития. При мировой цене цезия 40 Евро за грамм, только на Паужетке в океан ежегодно вытекает 100 миллионов Евро! Главный вывод Арсановой: на земную поверхность действительно постоянно поступает новая вода, а часть поверхностной воды планету покидает - через атмосферу в космос.

Помимо гейзеров и вулканов, выбрасывающих глубинную воду на поверхность земли, есть и так называемые «чёрные курильщики» – это гидротермальные источники, приуроченные к осевым частям срединно-океанических хребтов на дне океанов. Из них в океаны поступает горячая минерализованная вода, часто с температурой выше двухсот градусов, и под высоким давлением, в сотни атмосфер. И эта вода отличается по составу от морской воды. Дно мирового океана еще недостаточно детально исследовано, чтобы сделать количественные оценки, какие объемы воды поступают из «черных курильщиков» в мировой океан.

Реквием по Аральскому морю

Часто можно услышать возражение, что в одних местах уровень моря поднимается, а в других – снижается. Например, у всех на слуху история Аральского моря – но оно, по сути, является бессточным озером в Центральной Азии. На картах прошлого века Аральское море имело значительную площадь. Это было четвертое в мире озеро по площади. Но с 1960-х годов это озеро стало резко мелеть из-за возросшего потребления воды из рек Амударья и Сырдарья на орошение. В настоящее время обнажилось более 50 тысяч квадр. км бывшего морского дна, покрытого солью. Пыльные бури разносят соль на сотни км вокруг, ухудшая экологическую обстановку. Это отрицательный пример хозяйственной деятельности человека…

Хотя Россия, Бразилия и Канада являются государствами, которые лучше всего обеспечены пресной водой, эксперты ООН считают, что в этих странах может проявиться дефицит воды уже к 2040-му году, и советуют экономить на гигиене, принимать только короткий душ и уменьшать потери воды в доме. Генеральный секретарь ООН, Антониу Гутерриш, подчеркнул, что вода – это «кровь человечества», и она истощается из-за нерационального использования и загрязнения, а глобальное потепление увеличивает сезонную нехватку воды. Гутерриш отметил, что запасы пресной воды на планете в расчете на душу населения сократились за последние 20 лет более чем на 20%. В ООН обращают внимание на то, что свыше 3 млрд. человек в настоящее время живут в сельскохозяйственных регионах мира, где наблюдается нехватка воды.

Научный руководитель Института водных проблем РАН, Виктор Данилов-Данильян, также предупреждает: «Нужно аккуратнее относиться к тезису об обеспеченности водными ресурсами России. Страна хорошо обеспечена водными ресурсами. Но они распределены очень неравномерно. Так, в европейской части страны сосредоточено только 20% водных ресурсов, тогда как в 80% – в

азиатской части страны. При этом население и экономическая активность распределены ровно наоборот. В этом смысле, если в России потреблять воду будут «как попало», то страна может столкнуться с водным кризисом в европейской части РФ уже к 2040 году».

Беречь то, что имеем!

Несмотря на то, что согласно доминирующим научным представлениям мы живем на планете фиксированных размеров и с неименным объемом воды в океанах, новые исследования показывают, что лик Земли на самом деле непрерывно менялся в геологической истории Земли и меняется сейчас.

Но для того, чтобы сделать выводы о повышении уровня мирового океана и увеличении общего объема воды на Земле, нужны длительные наблюдения. Далеко идущие выводы пока делать рано. Геологам известно о многократных изменениях климата, оледенениях и глобальных колебаниях уровня мирового океана в различные геологические эпохи, так что сегодняшние тенденции могут оказаться кратковременными.

Главное – давайте беречь нашу уникальную планету и рассчитывать на то, что для наших потомков она будет таким же уютным домом.

Литература:

1. Арсанова Г.И., Концептуальная модель гейзерной геологической структуры. - The scientific heritage No.107 (2023), с.29-44.

2. Белоусов В.В., Основы геотектоники. – М.: Наука, 1975. 264 с.

3. Блинов В. Ф., Шубер Ю.А., Фор-Мюре А.М., Осипишин Н.Я., Закономерность возрастного состава океанической коры. – М.: // 27-й Международный геол. конгресс, 4 -14 августа 1984 г. Тезисы, секция 06, 07. с. 14-15.

4. Блинов В.Ф., Растущая Земля: из планет в звезды. – Киев, 2003, 272 с.

5. Lietz A.C., Dixon J., and Byrne M., Average Altitude of the Water Table (1990-99) and Frequency Analysis of Water Levels (1974-99) in the Biscayne Aquifer, Miami-Dade County, Florida – 2002, Tallahassee, Florida.

Подробнее об авторе:



Череповский
Анатолий Викторович

геофизик-сейсморазведчик, канд. техн. наук, член Евроазиатского геофизического общества (ЕАГО), лектор ЦДУ РАН

Удивительные технологии сейсмасонов. Заметки с выставки-конференции «Геофест EXPO - 2023»



Рустам Камалтдинов

Генеральный директор компании ТСГК

В августе 2023 под Тюменью прошла традиционная встреча специалистов-сейсморазведчиков «Геофест». В этом году мероприятие, организованное компаниями «Геосейс» и «ТСГК» прошло в формате интерактивной выставки. Вместо докладов-презентаций участники- экспоненты привезли свое оборудование и технологии, с которыми можно было познакомиться в работе, задавая вопросы непосредственно разработчикам или авторам инноваций.

Главной идее «Геофеста» в 2023 году стала синергия технологий в сейсморазведке – показать, как технологии, напрямую не связанные с сейсморазведкой, могут сделать работу геофизика более эффективной. Организаторы пригласили компании различных направлений – компьютерный интеллект, беспилотные аппараты, умные сетевые решения, чтобы показать специалистам-сейсмикам возможности использования этих технологий непосредственно в геологоразведке. В том числе, предлагая совместно подумать, как использовать эти новации максимально эффективно, расширяя возможности производства.

А зрители выставки – это руководители высокого уровня, ведущие специалисты многих компаний, осуществляющих сейсмические работы в России: Башнефтегеофизика, Газпром-Недра, Газпром Нефть, Геотек, Росгеология, Роснефть, ТНГ-Групп, ТСГК и других, составили весьма профессиональную, доброжелательную и максимально креативную аудиторию.







▲ *Рис. 1. «Геофест» - это всегда радость встречи друзей и глубокий профессиональный интерес.*



Рис. 2. Компания «Нейросети» - авторская технология определения поведенческих показателей с помощью компьютерного зрения.

Компания «Нейросети» представила несколько решений с использованием нейросетей, ML моделей и компьютерного зрения. Были проведены демонстрации решения по автоматической детекции движения буровой головки для автоматизированного расчета глубин скважин при полевых работах, решение по идентификации персонала на объекте без касок и другой спецодежды. Также был продемонстрирован Интерактивный Плеер интеллектуальной видеотрансляции для повышения безопасности на объектах. Задач для нейросетей у геофизиков много - например, встроенные нейросети позволяют обеспечить 100% гарантию просмотра, например, инструктажей по Охране труда и Технике безопасности с расширенными отчетами кто и как просмотрел инструктажи и обучающие материалы.

Компания «Геосейс» не просто представила реальную полевую систему наблюдения, выполненными блоками «Геотом», но и провела практическую демонстрацию удаленного управления, контроля шумов, анализа каждого активного блока, но провела демонстрацию записи сейсмичсекого возбуждения, скачивания сейсмограммы в режиме околореального времени. В качестве источника использовался новый, можный электромагнитный источник ЭМИ-100, представленный на выставке компанией ТСГК.

Большой ажиотаж вызвало соревнование на скорость расстановки полевой системы наблюдения с полевыми блоками «Геотом». Команды, состоящие из главных специалистов, директоров, руководителей крупных компаний азартно спешили найти пикет, тщательно следили за корректностью подключения, старались сделать это быстрее и лучше других, щепетильно проверяя на экране информацию оператора сейсмостанции «Геотом» и параметры каждого установленного полевого модуля.

Рис. 3. Инструктаж «сейсмоотряда» перед веселыми стартами геофизиков.



Рис. 4. Источник ЭМИ-100 и ПАК «Геотом» - отличная возможность для эффективной сейсморазведки.





Компания «ОЛИМП-Ойл» не просто провела демонстрацию новой китайской нодальной системы ALLSEIS, представив различные варианты оборудования, но и устроила «краш-тест» этого оборудования, предложив участникам выставки проверить кувалдой на прочность привезенные модули.

◀ *Рис. 5. Китайский прибор против русской кувалды.*

Свои проекты показали также компании АО «Лазерные системы», ООО «Газпром Нефть –цифровые решения», компания «Ланит Терком» и другие.

Большой интерес вызвали несколько технологий, нашедших практическое применение на проектах компании «Газпром Нефть». Использование воздушного лазерного сканирования для планирования полевых работ, видеомониторинг полевых работ и полная технология сбора сейсмических данных с беспроводных нодальных систем было продемонстрировано непосредственно на выставке, когда зрители на экранах в режиме реального времени видели работу БПЛА, летающего над головой.

▼ *Рис. 6. Газпром Нефть – «мне сверху видно все, ты так и знай!»*



ООО «ТСГК» представила программу технологического развития – цифровой диспетчер, умный дом, умная каска, цифровая партия предложив участникам мероприятия проверить, как цифровые технологи помогают сделать работу партии эффективнее, экономичнее, но главное – безопаснее.



Рис. 7. Компьютер допускает сотрудника к работе, проверяя наличие спецодежды.

Высочайший профессионализм и экспонентов, и слушателей, живая мысль, коллективное обсуждение возможности практического применения той или иной новации превращали каждую презентацию в мозговой штурм, как можно использовать предлагаемую технологию еще лучше, еще интереснее, еще эффективнее.



Награда победителю конкурса «Самый сильный возбудитель» - кувалда и свежий номер журнала ***«Приборы и Системы разведочной геофизики».***

Отличная организация, живое общение, великолепная доброжелательная атмосфера отличает все Геофесты, где бы они не проходили. В этом году настроение Геофеста задавала тематика Сейсмасонов –ордена посвященных в высокие знания, причастных к тайнам и секретам сейсморазведки. Это высокие профессионалы-практики, двигающие науку и технологии. У них много секретов и тайн.

Но, пожалуй, главный секрет сейсмасонов известен - праздник общения «Геофест» - это всегда позитивный заряд энергии и отличный источник новых смелых идей.



ЗАПРИКАСПИЙГЕОФИЗИКА ВНОВЬ НА РЫНКЕ СРР ПОВОЛЖЬЯ И ЮГА РОССИИ
поиск месторождений нефти и газа

РФ, 400075, Волгоград,
проезд Геофизиков, д. 3
zpg@zpg-geo.ru

Наш опыт – Ваше развитие!

Компания «Заприкаспийгеофизика» имеет более чем **60-летний опыт** в области геофизических исследований для нефтяных компаний. Организация была образована в 1960 г. как структурное подразделение Нижневолжского института геологии и геофизики (г. Саратов) с целью разработки ***методики сейсморазведочных работ***





Персонал компании составляют **высококлассные ученые и инженеры**. Их усилиями были разработаны инновационные методики сейсмической разведки, которые прошли проверку временем, запатентованы и успешно применяются компанией в ***различных геологических условиях***

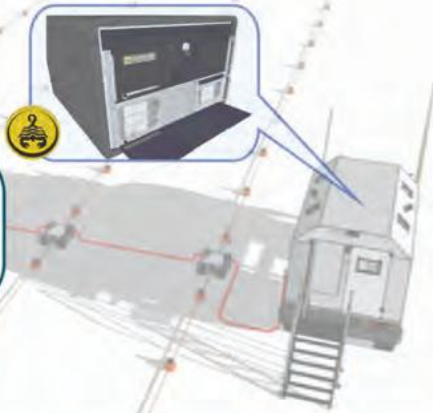
Благодаря наличию собственных технологий сейсмической разведки и опыта их использования, ***геологическая эффективность*** за последние 20 лет работ с разными заказчиками в разных сейсмогеологических условиях достигает **0,9-0,95**

В подтверждение эффективности проводимых работ ООО «Заприкаспийгеофизика» в период с 1988 года по 2022 год было открыто **44** нефтяных и газоконденсатных месторождений

Специалистами ООО «Заприкаспийгеофизика» был разработан и запатентован уникальный метод **ПАЛЕООБРАБОТКА**. Все месторождения, найденные при помощи нашей технологии, давали приток нефти ***в первой же скважине!***

СЕЙСМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

- 2D и 3D **вибросейсморазведка** с применением вибраторов AHV-IV 362
- Сейсморазведка с применением скважинного взрывного источника методикой **МОВ ОГТ**
- 2D и 3D сейсморазведочные работы МОГТ по технологии **«высокоразрешающей сейсморазведки» (ВРС)**, использующей минимизированные заряды на оптимальной глубине ниже подошвы ЗМС
- Изучение верхней части разреза **(ЗМС)** с помощью обращенного микросейсмокаротажа **(МСК)** и по методике **МПВ**
- 2D и 3D сейсморазведочные работы МОГТ на базе **"способа шпуровых зарядов"** (СШЗ)
- Обработка по усложненному графу в комплексе **FOCUS**, включая глубинные преобразования до и после суммирования по ОГТ
- Обработка и интерпретация материалов в год
  - **2D** в объеме до 3000 пог. км
  - **3D** в объеме до 800 кв. км
- Переобработка и интерпретация материалов прошлых лет





Оборудование:
телеметрический комплекс **SCORPION**

ПАО «Пермнефтегеофизика» дает оценку российской бескабельной сейсморегистрирующей системе «Геотом»

- Спешилов В.И., ПАО «Пермнефтегеофизика», АО «Росгеология».
- Хакимова Ж.А., ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
- Захаров Ю.М., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми,

Современные экономические, политические условия, а также экологические тенденции в сейсморазведке при выборе оборудования побуждают сервисные компании отслеживать новые решения не только в области импортозамещения, но и ориентироваться на технологии, снижающие воздействие на окружающую среду. В данной статье рассмотрены результаты опытно-промышленного тестирования российской бескабельной сейсморегистрирующей системы «Геотом».

В последние годы геологоразведка все более смещается в сторону изучения недоступных ранее районов, к которым можно отнести полностью залесенные, заболоченные участки, акватории рек, заказники, резкопересеченный рельеф и прочее.

В этой связи для ПАО «Пермнефтегеофизика» основным приоритетом при проведении сейсморазведочных работ стало применение экологосберегающей технологии, принципы которой неоднократно освещались в специальной литературе [1, 3, 4, 5, 6]. Такой подход вынуждает определять требования к используемой технике и оборудованию, заставляя внимательно следить за любыми технологическими решениями, снижающими воздействие на природу.

На сегодняшний день современный рынок сейсморазведочного оборудования ограничен и существует необходимость рассмотрения альтернативных зарубежным аналогам систем регистрации сейсмических данных, произведенных в России или дружественных странах. Оценка целесообразности перехода на отечественные разработки, а также повышение эффективности производства имеют первостепенное значение.

В 2023 на рынке сейсморазведочного оборудования появилась российская бескабельная сейсморегистрирующая система «Геотом». Она создана специально для работы в сложных поверхностных и природно-климатических условиях. Ее главной задачей является минимизация воздействия на окружающую среду при эксплуатации за счет снижения объемов вырубки леса.

Программно-аппаратный комплекс (ПАК) «Геотом»

Программно-аппаратный комплекс (ПАК) «Геотом» является российской разработкой, выполненной компанией «Сейстех». В настоящее время «Геотом» проходит опытно-промышленные испытания в производственном режиме на нескольких проектах в различных регионах и условиях. Основные характеристики системы представлены в таблице 1.

Основным элементом системы является автономный блок с внешним подключаемым геофоном (группой геофонов) через коннектор. (Рис.1.) Блок оснащен собственной системой позиционирования. Энергообеспечение блока реализовано литиевыми батареями, позволяющими вести непрерывную регистрацию без замены батарей в условиях сибирских морозов более 90 суток. Режим периодического выключения записи, работа при плюсовых температурах увеличивает работу блока еще больше.

Управление системой «Геотом» осуществляется удаленно по радиоканалу. Оператор может видеть сопротивление, уровень микросейсм, наклон сейсмоприемника, заряд батареи и объем свобод-

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

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

▼ *Рис. 1. Полевой блок – главный элемент ПАК «Геотом».*



ной памяти в блоке. Удаленно производится включение и выключение полевого блока, осуществляется загрузка SPS системы наблюдения, контролируется позиционирование блока и количество видимых спутников. Модули «Геотом» поддерживают 4 навигационных системы: GLONASS (Россия), GPS (США), GALILEO (ЕС), QZSS (Япония). Модули оснащены светодиодной индикацией, позволяющей оператору подсветить всю полевую расстановку, или блок, требующий внимания наладчика.

Опытные работы с ПАК «Геотом» на объекте ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

ПАО «ПНГ» совместно с группой специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «Фирма «Геосейс» провели опытно-производственные работы (ОПР) с применением отечественной сейсморегистрирующей бескабельной системы «Геотом».

Полевой этап испытаний проходил в Осинском районе Пермского края в июле 2023 г. Опытные работы выполнены в производственном режиме в условиях проведения сейсморазведочных работ МОГТ 3D, отрабатываемых для компании ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Полевое оборудование «Геотом» оценивалось с точки зрения альтернативы используемым в работе кабельным телеметрическим системам типа «Sercel».

На момент выполнения ОПР погода и температурный режим были характерными для Пермского края в это время года - температура воздуха 24-27оС, влажность 50-70%. Перед началом опытной регистрации прошла гроза. При этом, система «Геотом» не потребовала каких-либо дополнительных настроек и продолжала эффективно функционировать.

В соответствии с утвержденной программой, блоки «Геотом» были расставлены на двух параллельных линиях, удаленных друг от друга на расстоянии 1750 м. Оборудование размещалось параллельно ранее установленному оборудованию «Sercel 428XL». Координаты опытных пунктов приема (ПП) совпадали с координатами производственных ПП. Участок работ находился в густом лиственном лесу. Кроме того, в стремлении оценить способность системы эффективно работать в неблагоприятных условиях, часть оборудования была намеренно закопана, чтобы смоделировать сложные условия передачи информации и оценить точность позиционирования системы.

Доставка оборудования на профили приема проводилась автомобилями «УРАЛ». В каждую машину было распределено по 220 блоков и одиночных геофонов. Расстановка осуществлялась «вручную» силами бригады из 4 человек. Скорость установки оборудования составила 1,5–2 часа на бригаду. Отсутствие кабельного соединения значительно снизило вес напольной аппаратуры, что при ручной размотке обеспечило большую мобильность при установке и перемещении полевого оборудования.

Производительность отрядо-смен в процессе смотки-размотки полевого оборудования выше при использовании ПАК «Геотом». Большая производительность достигается за счет снижения веса оборудования почти в 2,5 раза, что при ручной размотке в экологосберегающей технологии ПАО «ПНГ» является существенным преимуществом перед «Sercel». Сравнительные показатели производительности представлены в Таблице 2.

Таким образом, можно сказать с большой долей вероятности, что применение системы «Геотом» в условиях «зеленой сейсморазведки» позволит увеличить производительность работ по установке-сбору оборудования в 1,5-2 раза.

Сопоставление материалов производственных работ и опытных работы с системой «Геотом»

Приемная расстановка «Sercel 428XL» соответствовала приемной расстановке

	1 смоточная машина, шт. каналов	бригада, кол. чел.	установка, бригада/час шт. каналов
«Sercel»	200	6	84
«Геотом»	200	4	120

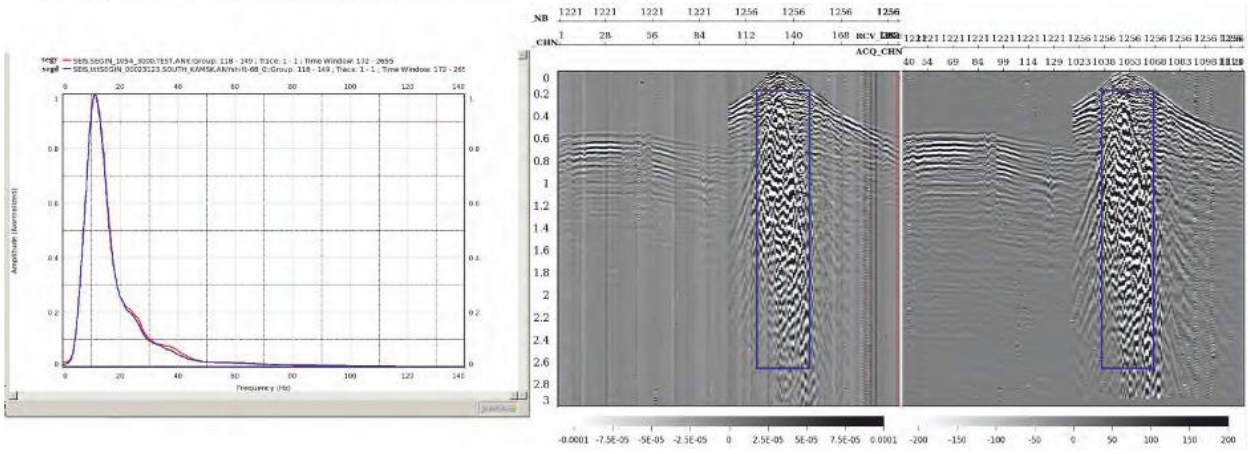
▲ *Табл. 2. Производительность работ по установке оборудования.*

«Геотом». Анализировалась общая сейсмическая запись, включая все регистрируемые сейсмические колебания. Отмечено, что у оборудования «Sercel 428XL» и «Геотом» разная полярность.

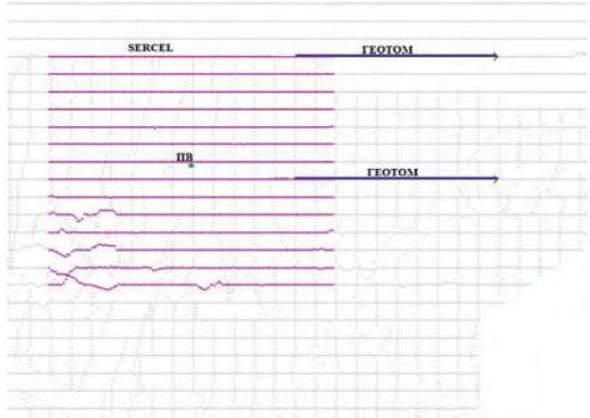
Проведено сравнение частотных спектров в программном пакете «Geovation» (Рис. 2). Значительные различия спектров не наблюдаются. Внимание обращено на амплитуды сигналов (горизонтальные шкалы). Предположительно существенная разница значений связана с разными единицами измерений.

На рис.3 показана схема активной расстановки для последующего «склеивания» материала, отработанного с применением «Sercel 428XL» и «Геотом» в программном комплексе «Geovation». В результате «склеивания» получен объединенный (гибридный) вариант (Рис. 4). "Удлинились" ЛПП 1221 (крайняя левая сейсмограмма) и ЛПП 1256 (восьмая сейсмограмма). Причина визуального несоответствия полученного материала связана со значительной разницей амплитуд записей.

▼ *Рис. 2. Сравнение АЧХ в программном пакете «CGG Geovation». Слева SEGY («Геотом»), справа SEGD («Sercel»).*

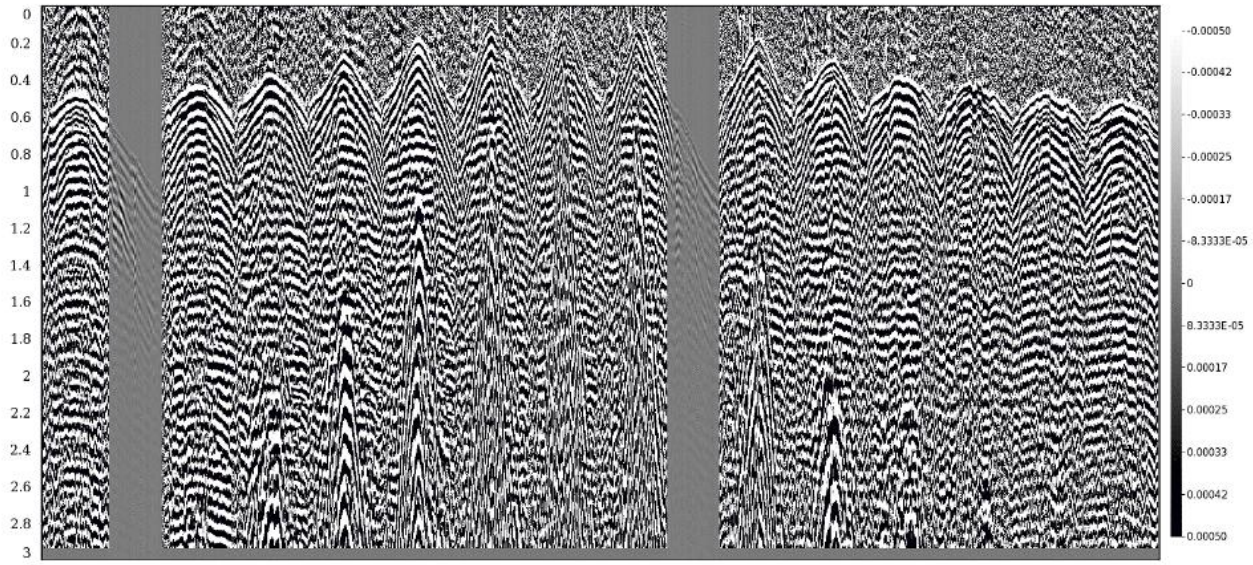


▼ *Рис. 3. Схема активной расстановки для последующего «склеивания» материала.*

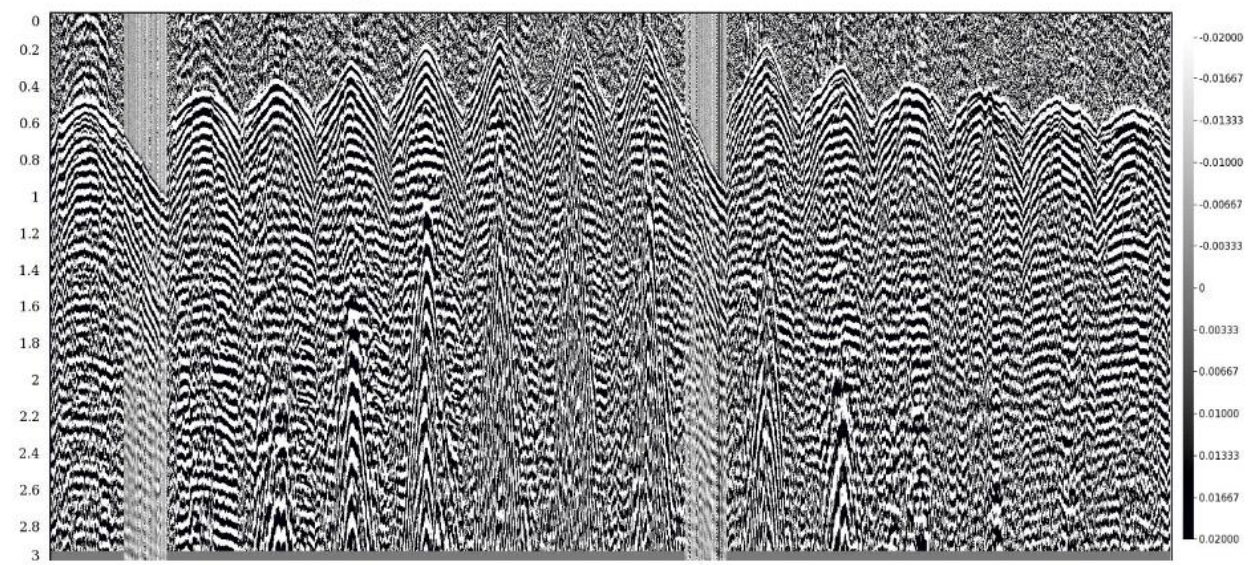


На рисунке 5 представлен вариант «склеивания» «Sercel 428XL» и «Геотом», в котором значения амплитуд segy-файла («Геотом») были домножены на 1000. Из рисунка видно, что визуальное несоответствие по-прежнему заметно.

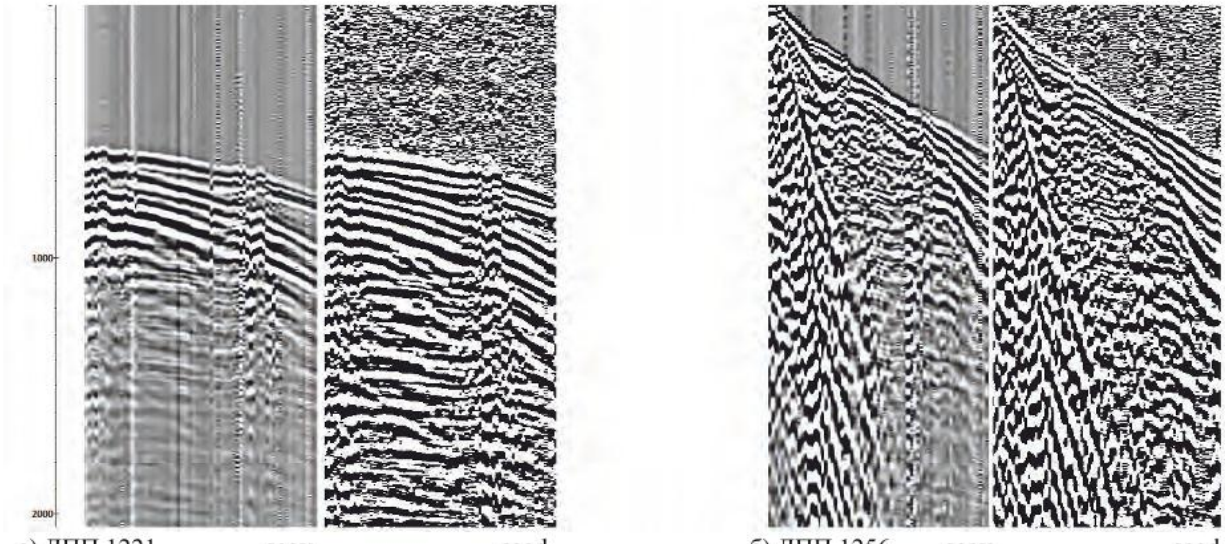
Дополнительно было проведено сравнение значений амплитуд segy-файла («Геотом») и segd-файла («Sercel») в программном комплексе «SeisPro» (Рис. 6). Значения амплитуд были домножены на 1000.



▲ *Рис. 4. Объединенный вариант записей «Sercel» и «Геотом»*



▲ *Рис. 5. Объединенный вариант записей «Sercel» и «Геотом» с измененным значением амплитуд.*



▲ *Рис. 6. Вариант сравнения в программном комплексе «SeisPro».*

С учетом видимой разницы амплитуд на полученных записях, представленных на рис. 4, 5, 6, для возможности совмещения результатов сейсморазведочных работ с использованием телеметрической системы «Sercel 428 XL» и «Геотом», перед началом работ необходимо проводить так называемый «сострел станций» для сравнения числовых значений амплитудных данных.

Так же на рис. 2, при сопоставлении сейсмограмм, на записи видны вертикальные полосы не связанные с разницей амплитуд. Разработчики системы «Геотом» объяснили это влиянием работы электронных компонентов модулей, собственный низкочастотный шум, который убирается фильтром.

Для полного понимания возможности приведения разноформатных записей к единому материалу без потери качества необходимо провести более длительные опытно-производственные работы с использованием большего количества датчиков.

Только в этом случае можно получить представление о длительности, корректности и успешности всех этапов сейсморазведочных работ.

Оценка ПАК «Геотом» и дальнейшие перспективы использования

Преимущества системы «Геотом»:

• Отсутствие кабельного соединения значительно снижает вес оборудования, обеспечивая при ручной размотке простоту и мобильность при установке и перемещении.

Благодаря этому можно повысить производительность полевых работ за счет быстрого развертывания бескабельной системы в различных горно-геологических условиях.

• Система «Геотом» позволяет формировать гибридную сетку наблюдения с использованием кабельных систем, таких как «Sercel». Помогает расширить зону покрытия ранее недоступных участков, таких как заповедные зоны, особо охраняемые природные и горные участки и повысить эффективность сейсморазведки.

• На данный момент система «Геотом» является полностью российской разработкой, которая обеспечивает быстрое решение вопросов, связанных с приобретением дополнительного оборудования, сервисным обслуживанием на местах и регулярными поставками оборудования для комплексного ремонта в сервисной службе, обеспечивая надежность и стабильность в эксплуатации.

• Отсутствие необходимости в кабелях и портативных батареях значительно снижает трудовые и финансовые затраты на ремонт и техническое обслуживание оборудования. Это позволяет снизить эксплуатационные расходы и снизить общую стоимость владения системой «Геотом».

Недостатки системы «Геотом»:

• Использование бескабельной телеметрии может ограничить возможности оперативного контроля и управления данными в режиме реального времени. Это затруднит быстрое реагирование при ухудшении получаемой информации и потребует тщательного планирования и оптимизации системы.

• Возможность кражи оборудования может повлиять на безопасность и надежность системы. Бескабельная система более уязвима для несанкционированного доступа. На сегодняшний день оперативно среагировать на кражу нет возможности. Понять можно лишь по косвенным признакам.

• Необходимость сбора и последующей транспортировки блоков для загрузки полевого материала.

Вывод

Программно-аппаратный комплекс (ПАК) «Геотом» на российском рынке является перспективным решением для сейсморазведочных работ в сложных и труднодоступных геологических условиях. Благодаря небольшим габаритам и малому весу модулей, есть возможность эффективно оптимизировать процесс регистрации. Удобный и функциональный интерфейс сейсмостанции позволяет легко управлять наладкой в поле. Процесс сбора данных с блоков «Геотом» прост и оперативен. Функционал и возможности сейсмостанции, заложенные специалистами компании «Сейстех», позволяют заявить о себе как о достойной альтернативе существующим зарубежным аналогам бескабельных сейсморегистрирующих систем. Тем не менее, нужно признать ограничения, над которыми необходимо работать. В частности - это невозможность обеспечить контроль качества в режиме реального времени, получение сейсмического материала, сопоставимого с регистрирующей системой Sercel, возможно только после предварительной обработки.

При принятии решения о внедрении ПАК «Геотом» необходимо учитывать конкретные потребности и цели.

Из общения с разработчиками «Геотом» можно сделать вывод, что они ищут пути совершенствования своей разработки. Готовность учитывать и инкорпорировать отзывы и предложения заказчиков является хорошим признаком ООО «Фирмы «Геосейс». Вполне вероятно, что многие из проблем, будут эффективно решены путем последовательных улучшений.

Литература:

1. Лаптев А.П., Пятунина Е.В., Череповский А.В., Хакимова Ж.А., «Экологосберегающая сейсморазведка 3D на территории Пермского края», «Приборы и системы разведочной геофизики», №2, 2023 г.

2. Гурьев С.В., Капустин Д. А., Савин А. Н., «Оборудование, которого очень ждет рынок», «Приборы и системы разведочной геофизики», №1, 2023.

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

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

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

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

Отзыв ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» о работах с ПАК «Геотом»

ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ

Бескабельная система регистрации сейсмических данных «Геотом» показала себя в ходе проведённых ОПР достаточно стабильно. Связь между блоками сбора данных и оператором уверенная. Тестирование параметров системы в режиме реального времени, по позициям предусмотренным разработчиками, выполнялось оперативно, все результаты наглядно представляются на экране оператора. На отключение сейсмоприёмника (имитация обрыва) система реагировала, статус блока менялся на аварийный.

Процесс сбора данных с блоков «Геотом» прост и оперативен, но в производственном режиме необходимо иметь несколько считывающих модулей для обеспечения быстрого получения сейсмической информации. В процессе считывания выявили временной сдвиг относительно начала записи, связанный с некорректным подключением служебного канала к системе синхронизации. При использовании блоков «Геотом» совместно с проводной телеметрической системой необходимо осуществлять их «сострел» перед началом производственных работ, во избежание подобных проблем. Следует отметить беспрерывность записи блоков во время отстрела, что позволяет компенсировать временной сдвиг при считывании данных с блоков. При работе проводной системой подобное невозможно.

В процессе анализа полученных данных выявили, что сейсмограммы, зарегистрированные блоками «Геотом» имеют существенное отличие в амплитудах и форме записи от сейсмограмм, полученных телеметрической системой «Sercel». Выяснили, что запись на «Геотом» ведётся в вольтах, в то время как проводная система пишет в милливольтах. Данный нюанс не влияет на качество данных и в целом не принципиален. Более критично на наш взгляд отличие формы записи, интересно, что при применении широкого полосового фильтра (0-5-500-600 Гц) форма записи становилась идентичной. При участии разработчиков системы «Геотом» удалось выяснить, что различие связано с присутствием в данных постоянной составляющей сейсмического сигнала, связанная с работой электронного оборудования, которая существует и на телеметрических проводных системах, но отфильтровывается автоматически. Устранять данную компоненту не сложно на камеральном этапе, но на наш взгляд целесообразно решить этот вопрос на уровне первичной регистрации, разработчики согласились с этим и будут систему дорабатывать.

Существенным недостатком системы «Геотом», как и многих других бескабельных систем, считаем невозможность (в текущем виде) контроля качества получаемых данных в режиме реального времени. Однако считаем перспективным развитие оценки качества через анализ отдельных трасс, онлайн получение которых в системе реализовано. Учитывая, что уровень микросейсм мы можем оценить в режиме реального времени, оценка уровня сигнала по отдельным трассам потенциально может позволить контроли-

ровать общее качество данных. Данный вопрос нуждается в проработке разработчиками системы «Геотом».

На наш взгляд, после устранения влияния собственных частот на форму запись, систему «Геотом» возможно применять в комбинированных съёмках, когда большую часть активной расстановки составляет кабельная система, а бескабельные блоки установлены в эксклюзивных, труднодоступных зонах.

Качество сейсмических данных, получаемых на территории Пермского края, очень разнородно и зависит от поверхностных условий возбуждения сейсмического сигнала, так как буровзрывные работы проводятся без рубки лесных насаждений малогабаритными буровыми станками, заряд погружается на малую глубину, что не позволяет избежать влияния поверхностных условий. Данная особенность проведения полевых сейсморазведочных работ приводит к необходимости постоянного контроля качества получаемых данных. В связи с этим, применение «слепых» систем регистрации не эффективно. Рассмотрение возможности полной регистрации сейсмических данных системой «Геотом» на территории Пермского края целесообразно только после внедрения системы контроля качества в режиме реального времени.







▲ *Разработчики ПАК «Геотом» презентуют оборудование специалистам компаний ПАО «Пермнефтегеофизика» и ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь».*



Геомодель

2024

Санкт-Петербург

Геонауки: современные вызовы и пути решений

11-я международная конференция

8-11 апреля 2024 года | Санкт-Петербург, Россия

ПРИЕМ ТЕЗИСОВ ОТКРЫТ!



V научно-практическая конференция

«Инженерная сейсморазведка и сейсмология - 2023»

25-27 октября 2023 г.
Москва, бизнес-центр гостиницы Салют

Тематические направления конференции:

- Наземные сейсмоакустические исследования;
- Сейсмоакустические исследования на прибрежных акваториях;
- Скважинные сейсмоакустические исследования;
- Сейсмическое районирование;
- Программное обеспечение для сейсморазведки;
- Сейсморазведочное оборудование.

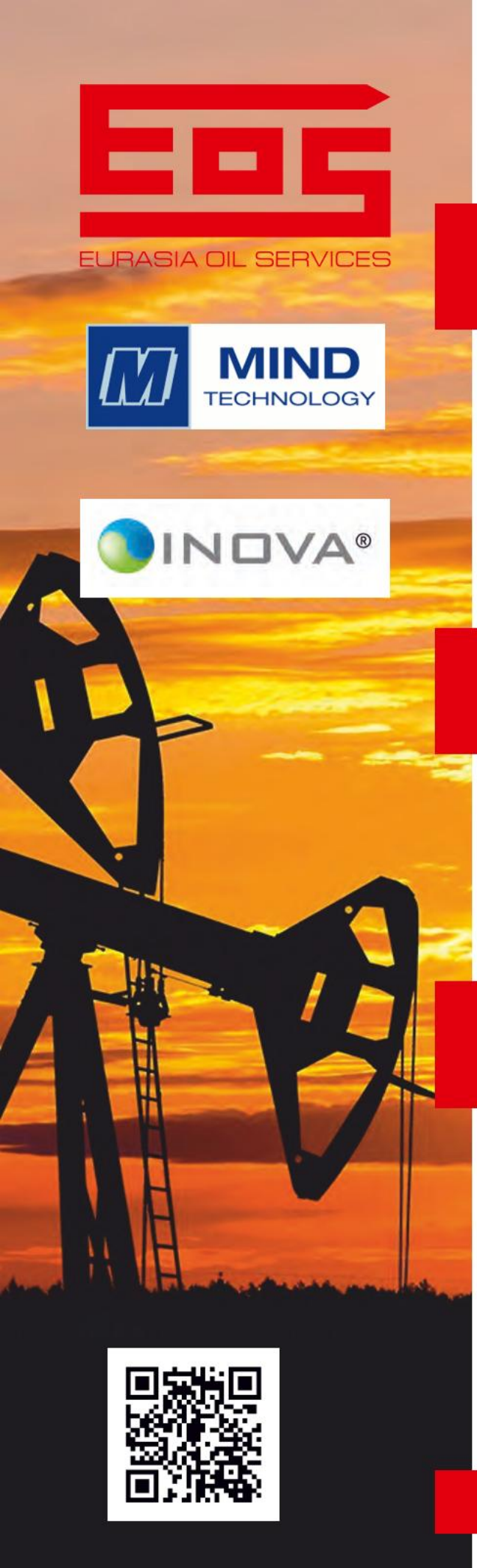
По результатам конференции будет издан сборник тезисов в электронном варианте в e-Library и включен в базу данных РИНЦ

Соорганизаторы конференции:

- Геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова;
- Институт геоэкологии им. Е.М. Сергеева РАН;
- Институт криосферы Земли ТюмНЦ СО РАН;
- Радарные и Сейсмические Системы;
- ООО «Геосигнал».

Регистрируйтесь в качестве Докладчика, Экспонента, Спонсора или Участника конференции «ИНЖЕНЕРНАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА И СЕЙСМОЛОГИЯ-2023»

Регистрация: https://www1.inzhseism.ru/



EURASIA OIL SERVICES

MIND TECHNOLOGY

INOVA®

Your Gateway to Business in Eurasia

Стратегический и управленческий консалтинг на нефтесервисном рынке Ближнего Востока

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

Разработка стратегии вхождения на рынок;

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

Развитие Вашего бизнеса «под ключ».

Партнерство

Представление интересов клиента в странах региона;

Поиск местных партнёров и заказчиков, организация переговоров;

Привлечение инвестиций под перспективные проекты.

Поставки оборудования и разработка технологических решений

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

Подготовка проектных решений под запрос.

Россия, г. Москва:
+7 (985) 222 48 44
Россия, г. Уфа:
+7 (347) 246 90 74

ОАЭ, г. Дубай,
+971(56) 170 2553
info@eurasia-oil-services.com

www.eurasia-oil-services.com

Сейсморазведка своих не сдает.

Разве что в аренду.



Аренда сейсморазведочного оборудования

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

Aram Aries II – телеметрический комплекс

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

ГЕОТОН – семейство невзрывных импульсных сейсмоисточников

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

G-SOURSE / BOLT – пневматический сейсмоисточник

Судно шутер «Скат» для сейсморазведки в транзинтых зонах

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

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

ХОЛДИНГ **ГЕОСЕЙС**