

СЕЙСМОРАЗВЕДКА В СИБИРИ И ЗА ЕЁ ПРЕДЕЛАМИ

МАТЕРИАЛЫ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

14–17 ноября 2023 г.



Красноярск
2024

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Сибирский федеральный университет

СЕЙСМОРАЗВЕДКА В СИБИРИ И ЗА ЕЁ ПРЕДЕЛАМИ

Материалы научно-практической конференции

Красноярск, 14–17 ноября 2023 г.

Электронное издание

Красноярск
СФУ
2024

УДК 550.834(571.1/.5)
ББК 26(253)
С288

Ответственные за выпуск: Никитина Елена Викторовна
Епифанцева Наталья Сергеевна

С288 Сейсморазведка в Сибири и за её пределами : материалы науч.-
практ. конф. Красноярск, 14–17 ноября 2023 г. [Электронный ресурс] /
отв. за вып. Е. В. Никитина, Н. С. Епифанцева. – Электрон. дан.
(19,6 Мб). – Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2024. – 176 с. – Систем.
требования : PC не ниже класса Pentium I ; 128 Mb RAM ; Windows
98/XP/7/8/10 ; Adobe Reader V8.0 и выше. – Загл. с экрана.
ISBN 978-5-7638-4925-7

Представлены результаты научной работы по применению современных методик обработки и интерпретации данных сейсморазведки, разработке новых алгоритмов, а также использованию Data Science в сейсморазведке.

Предназначены для профильных специалистов, сотрудников научно-исследовательских и проектных организаций, представителей нефтегазовых компаний и учреждений РАН.

Электронный вариант издания
см.: <http://catalog.sfu-kras.ru>

УДК 550.834(571.1/.5)
ББК 26(253)

ISBN 978-5-7638-4925-7

© Сибирский федеральный
университет, 2024

Электронное научное издание

Корректор *Л. В. Боос*
Компьютерная вёрстка *Е. А. Сафиной*

Подписано в свет 01.03.2024. Заказ № 20741
Тиражируется на машиночитаемых носителях

Библиотечно-издательский комплекс
Сибирского федерального университета
660041, г. Красноярск, пр. Свободный, 82а
Тел.: (391) 206-26-16; <http://bik.sfu-kras.ru>
E-mail: publishing_house@sfu-kras.ru



УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

От имени специализированного института по обработке и интерпретации сейсмических данных на суше представляем вашему вниманию сборник материалов конференции «Сейсморазведка в Сибири и за её пределами».

Целью издания является тиражирование технологий и методик сейсморазведки внутри Компании.

Искренне надеемся, что научно-технологический дайджест будет способствовать развитию компетенций каждого из читателей.



СОДЕРЖАНИЕ

Конференция «Сейсморазведка в Сибири и за её пределами».....	7
Технологии проведения полевых работ и обработки.....	11
<i>Анисимов Р. Г., Овчинников К. Р., Фиников Д. Б., Шалашиников А. В.</i> Анализ и коррекция эффектов частотно-зависимого поглощения в обработке данных сейсморазведки.....	11
<i>Тареев Д. П., Тареева В. С.</i> Деблендинг как решение проблемы одновременной регистрации сейсморазведочных данных от нескольких независимых источников в условиях короткого полевого сезона.....	18
<i>Блохинов Д. С., Макарова Е. Г., Максимкина Л. В.</i> Оценка влияния грунта на уровень сейсмического сигнала при использовании электромагнитного источника «Енисей КЭМ-4».....	24
<i>Струнов А. В., Смирнов М. Ю., Парасына В. С., Фомин В. А.</i> Исторический обзор сейсморазведочных работ в Красноярском крае.....	29
Региональная геология и геолого-разведочные работы.....	38
<i>Кизилова М. А., Масленников М. А.</i> Сейсмогеологическая модель кембрийской барьерной рифовой системы Якутии...	38
<i>Парасына В. С., Гутина О. В.</i> Карбонатные комплексы рифея западной окраины Сибирского кратона.....	44
<i>Елишева О. В., Сильнягина Н. В.</i> Особенности локализации ловушек ачимовской толщи и специфика прогноза коллекторов по данным 3D-сейсморазведки на поисково-разведочной стадии ГРП (на примере клиноформ юга Тюменской области).....	53
Применение современных методов интерпретации.....	60
<i>Щуковский Р. М., Волкова И. В., Амбросимова М. И., Геништа А. Н., Чаплыгин А. В., Мажоров В. С., Мерзликина А. С.</i> Опыт технологического контроля ИСО кинематической обработки. Влияние недостаточного интерпретационного контроля на результаты структурных построений.....	60
<i>Садчикова А. В., Орлова У. В., Дерюгин И. И.</i> 200 успешных скважин, пробурённых с сейсмогеологическим сопровождением на Ванкоре.....	62
<i>Леонов А. А., Чесалов А. Ю.</i> Анализ амплитудно-частотных и фазовых характеристик извлечённых импульсов на этапе интерпретационного сопровождения обработки материалов 2D-/3D-сейсморазведки.....	69



<i>Хромова И. Ю.</i> Особенности и возможности интерпретации высокоразрешённых сейсмических данных.....	75
<i>Архипов А. В., Мельник А. А., Аминова Э. М.</i> Уточнение модели Куюмбинского НГКМ за счёт применения передовых технологий обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3D...	80
<i>Мельник А. А., Ятченко В. В., Мезенцев Е. В.</i> Предпосылки к прогнозированию пористости осинского горизонта ЮТЗ по сейсмическим данным.....	85
<i>Гонтаренко И. А., Губарев М. В.</i> Проблемы оценки точности структурных построений при проведении сейсморазведочных работ.....	90
<i>Шамкина К. П., Медведев С. Б.</i> Опыт применения различных методик структурных построений на Харампурском ЛУ.....	96
<i>Попов М. М.</i> Пути радикального повышения разрешения и качества обработки и интерпретации как новый этап в развитии сейсморазведки.....	101
Разработка и применение новых алгоритмов.....	111
<i>Приезжев И. И., Трофимук А. В.</i> Прослеживание особенностей сейсмического поля с помощью алгоритма симуляции разломов по локальным стрессам и RGB-смешивания.....	111
<i>Протасов М. И.</i> Теоретические и практические аспекты обработки рассеянных волн в сейсмических данных.....	118
<i>Лапковский В. В., Канаков М. С., Конторович В. А., Канакова К. И., Иноземцев А. Н.</i> Новый подход к структурной интерпретации в ПО W-SEIS: просто, быстро, качественно.....	122
<i>Ахметвалеев Т. Р.</i> Перспективы использования искусственного интеллекта при геолого-разведочных работах на примере технологии «Нейросейсм».....	129
<i>Сибгатулин В. Г., Кабанов А. А., Кругляков А. С.</i> Возможности структурной сейсморазведки с автономными регистраторами (на частотах от 0,1–1,0 Гц) для прямых поисков нефтегазовых залежей по технологиям АНЧАР, НСЗ, ФРС.....	132
<i>Петров Д. А., Мельник А. А.</i> Прогноз улучшенных ёмкостных характеристик рифейского интервала Куюмбинского месторождения за счёт применения специальной обработки данных сейсморазведки 3D.....	140



<i>Мерецкий А. А., Костычаков И. В., Хохрякова Т. Э.</i> Автоматическая пикировка преломлённых волн по данным сейсморазведки средствами искусственного интеллекта.....	145
<i>Шилов Н. Н., Дучков А. А.</i> Миграционный скоростной анализ по высокочастотной асимптотике уравнения двойного корня.....	153
<i>Гришко В. Д., Петров Д. А.</i> Автоматическое выделение разломов по данным сейсморазведки средствами искусственного интеллекта.....	162
<i>Авдеев П. А., Черепанов Е. Н., Ефремов И. И., Базанов А. К., Боярский М. Л.</i> Применение алгоритмов компьютерного зрения при анализе сейсмических данных для выделения тектонических нарушений в различных сейсмогеологических условиях.....	169
Календарь научных конференций на 2024 год.....	174
Список журналов по геологии и геофизике.....	175



14–17 ноября 2023 г. в городе Красноярске была проведена конференция «Сейсморазведка в Сибири и за её пределами». Организатором конференции выступил научно-исследовательский и проектный институт «РН-КрасноярскНИПИнефть» – специализированный институт по обработке, интерпретации и корпоративному хранению сейсмических данных ПАО «НК «Роснефть»». Материалы, подготовленные авторами докладов, включены в данный сборник.

Основная цель конференции – это обмен опытом и информирование о новых результатах исследований и разработках в области обработки и интерпретации сейсмических данных в ходе разведки и разработки месторождений нефти и газа. Приоритетными для обсуждения темами явились вопросы применения современных технологий обработки и интерпретации данных сейсморазведки, разработки новых методик и алгоритмов, а также суперкомпьютерные технологии и *Big Data* в сейсморазведке. Конференция проводится уже в шестой раз, и интерес участников к ней постоянно растёт, поскольку на сегодняшний день сейсморазведка является основным инструментом поиска и разведки месторождений нефти и газа.



Мероприятие проходило в офлайн- и онлайн-формате в течение трёх дней. Конференцию посетили 95 очных участников и более 270 участников онлайн. Сочетание онлайн- и офлайн-формата, с одной стороны, способствовало живому общению и обмену опытом, с другой – позволило привлечь специалистов передовых предприятий нефтегазовой отрасли и научно-исследовательских организаций России, Республики Беларусь. Онлайн-трансляция была доступна всем участникам по ссылкам на сайте конференции (URL: sibseismic.ru). Записи докладов по согласованию с авторами будут выложены на ресурсах специализированного института.



На конференции было представлено более 40 докладов, из них 3 пленарных. С пленарными докладами выступили М. И. Протасов (ИНГГ СО РАН) с темой «Теоретические и практические аспекты обработки рассеянных волн в сейсмических данных», Р. М. Щуковский (АО «ИГиРГИ») с темой «Опыт технологического контроля ИСО кинематической обработки. Влияние недостаточного интерпретационного контроля на результаты структурных построений». Завершил пленарную сессию А. А. Козяев (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть») докладом «Сейсморазведка – ключевой инструмент изучения недр. Подтверждаемость бурением». В работе первого дня секции были представлены доклады по региональной геологии, рассмотрены технологические особенности проведения полевых сейсморазведочных работ. Второй день мероприятия был посвящён обсуждению методик интерпретации сейсморазведочных данных с привлечением комплекса других геолого-геофизических методов. Большой интерес вызвали доклады третьего дня конференции по вопросам разработки и применения новых алгоритмов.

Специально для участников были проведены обучающие семинары на темы «Комплексный подход к изучению продуктивных горизонтов Восточной Сибири» (А. В. Плюснин, А. А. Козяев (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»)) и «Современные электроразведочные исследования ЗСБ в комплексе ГРП при поисках, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа» (О. В. Токарева, А. И. Ильин, ООО «СИГМА-ГЕО»).

Впервые в рамках конференции был организован чемпионат по обработке и интерпретации данных сейсморазведки. Участникам конкурса предлагалось решить на выбор одну из двух задач по обработке или интерпретации сейсмических данных. В конкурсе по интерпретации сейсмических данных приняли участие девять экспертов из различных организаций. Они соревновались в выделении разломов по данным сейсморазведки – одном из ключевых этапов геологической интерпретации. Три финалиста продемонстрировали свои решения на третий день конференции.

Два призовых места заняли сотрудники ПАО «НК «Роснефть»»: 1-е – А. В. Смирнов, АО «ИГиРГИ»; 3-е – Р. М. Щуковский, АО «ИГиРГИ». В соревновании вне конкурса участвовал искусственный интеллект, разработанный сотрудниками Специализированного института «РН-КрасноярскНИПИнефть», который, хоть и не превзошёл лучшего эксперта, но продемонстрировал результаты на уровне 2-го места, что говорит о высоких перспективах развития направления.

Слушатели конференции отметили высокий уровень подготовки докладов, актуальность тем и живые дискуссии с острыми вопросами о проблемах и вызовах в сейсморазведке, а также возможность рассмотреть позиции самых разных специалистов под интересным углом.



Были отмечены доклады: А. О. Вязовкиной (ООО НПЦ «Геостра») на тему «Разработка и оценка эффективности технологического графа обработки, направленного на повышение вертикальной разрешённости сейсмических данных», Р. П. Волкова (ООО «Газпромнефть-Технологические партнёрства») на тему «Возможности сейсморазведки при прогнозе *Sweet spots* в ТРИЗ» и Н. Н. Шилова на тему «Миграционный скоростной анализ по высокочастотной асимптотике уравнения двойного корня». Наградой за самые интересные вопросы были отмечены С. Б. Коротков (ООО «Газпром инвест»), М. И. Протасов (ИНГГ СО РАН).





На четвёртый день была организована экскурсия в экопарк Красноярска «Гремячая грива». Участниками экскурсии был пройден маршрут до геолого-археологического памятника природы – Пещерного лога.





► **Анализ и коррекция эффектов частотно-зависимого поглощения в обработке данных сейсморазведки**

*Р. Г. Анисимов¹, К. Р. Овчинников², Д. Б. Фиников³, А. В. Шалашников⁴
1,2,3,4 ООО «Сейсмотек»
i.solovyeva@seismotech.ru*

Вопросы учёта эффектов частотно-зависимого поглощения, коррекции этих эффектов при обработке, моделирования распространения волн в неупругих средах, изучение параметров затухания волн и их интерпретация давно признаются важнейшими задачами сейсморазведки. Этим вопросам посвящено огромное количество статей, немало монографий, существует множество алгоритмов и программ, предназначенных для решения перечисленных задач, хотя многие теоретические и прикладные вопросы остаются до конца не решёнными. Укажем лишь некоторые обобщающие источники [1–3]. На протяжении всей своей творческой деятельности много внимания вопросам использования параметра частотно-зависимого поглощения для прямых поисков углеводородов уделяли М. Б. Рапопорт и Л. И. Рапопорт. Последняя публикация Мирона Борисовича была посвящена именно этой проблеме [4].

Между тем на практике арсенал средств в обозначенной области не очень велик и только в последние годы становится всё более востребованным. Методические вопросы учёта поглощения освещаются крайне скупо. Даже существующие сейчас средства коррекции поглощения во многом различны, и важно выработать подходы для их корректного применения на практике. Особенно это важно в связи с тем, что в последние десятилетия всё больше внимания уделяется интерпретации динамических параметров отражённых волн, а влияние на них поглощающих свойств среды нельзя не учитывать.

Наиболее существенное искажение сигналов, вызванное поглощением, происходит в верхней части разреза. Именно в приповерхностной зоне происходят наибольшие изменения формы сигнала, обусловленные многими (в т. ч. и нелинейными) эффектами. Считается, что эти искажения можно скорректировать на этапе поверхностно-согласованной обработки, относя их к условиям возбуждения и приёма. Принимая эту концепцию, относим коррекцию формы записи за поглощение в верхней части разреза к поверхностно-согласованной деконволюции.



Дальнейшее влияние поглощения является основным фактором, приводящим к нестационарной по времени форме импульса. Эффекты нестационарности формы сигнала можно скомпенсировать различными способами нестационарной деконволюции. Один из таких способов представлен в работе [5]. Однако при этом можно достичь унификации формы импульса, но нельзя, не зная параметров поглощения, восстановить правильные амплитуды. По этой причине «правильным» решением здесь является т. н. Q -деконволюция (под параметром Q подразумевается добротность). Программы Q -деконволюции входят в стандарт обработки с 80-х гг. прошлого века [6]. Параметр Q подбирают или оценивают различными способами, и это само по себе остаётся непростой задачей, к которой мы ещё вернёмся. Однако даже при известных значениях параметра поглощения коррекция эффекта во временной области по исходным данным противоречива – на близких временах могут наблюдаться сигналы, прошедшие совершенно различный путь в областях среды с различными поглощающими свойствами. В этом случае правильная Q -деконволюция невозможна. Проблема сродни «вводу кинематики» в ситуации пересекающихся годографов. Конечно, с этим можно справиться ограничением записей по удалениям (т. н. «мьютинг»), но недостатки такого подхода очевидны.

Другой подход, который становится популярным в последнее время, называют Q -томографией. В этом способе параметры Q , оценённые вдоль годографов в пространственно-временной области, пересчитывают в параметры глубинно-скоростной модели. В этом есть дополнительная ценность для интерпретации, поскольку параметры приобретают более внятный физический смысл. Однако в этом случае остаётся открытым вопрос о том, как осуществлять коррекцию. На первый взгляд самый естественный подход коррекции в ходе миграции (Q -миграция) чреват большими сложностями, связанными с тем, что спектр оператора поглощения затухает экспоненциально и, значит, трудно обратим. Это говорит о том, что коррекция поглощения возможна только в ограниченном диапазоне частот. Кроме того, наличие помех и любые погрешности в заданных для коррекции значениях параметра Q могут оказаться губительными для результатов такой дорогостоящей и ресурсоёмкой процедуры, как миграция. Поэтому желательно уметь осуществлять коррекцию поглощения после миграции.

Для этого можно привлекать способ атрибутивной миграции, который позволит получить на сейсмограммах общей точки изображения зависимость параметра Q от глубины и удаления. Есть и другие возможности решения этой задачи.

Резюмируя сказанное, перечислим задачи, которые возникают в связи с проблемой учёта частотно-зависимого поглощения.



1. Оценивание эффективного значения Q , характеризующего поглощение сейсмического сигнала, действующего от момента взрыва до регистрации сигнала на поверхности в момент времени T . Понятно, что эта величина представляет собой интегральный параметр, привязанный к координатам взрыва, приёма (или ОГТ, удаления) и времени регистрации.

2. Коррекция поглощения в пространственно-временной области до миграции (Q -деконволюция). Это традиционно применяемый способ коррекции поглощения, также имеющий определённые технологические особенности. Однако если иметь в виду последующее решение более тонких задач, таких как Q -томография и Q -миграция, то применять такой способ следует с большой осторожностью, корректируя лишь фоновое поглощение с заведомо завышенными значениями Q .

3. Расчёт параметров добротности для глубинных точек среды средствами томографии. Входными данными являются параметры эффективного Q , полученные в п. 1.

4. Расчёт значений добротности в координатах ОГТ и глубинной точки (или вертикальных времён) средствами атрибутивной миграции или иными способами.

5. Коррекция поглощения на глубинных сейсмограммах после миграции.

6. Возможная коррекция поглощения в процессе миграции (с учётом оговорённых выше сложностей).

Каждый из перечисленных этапов допускает различные алгоритмические решения, которые по-разному реализованы в пакетах обработки и интерпретации сейсмических данных. Так, п. 1 допускает грубый «ручной» подбор Q , как это зачастую практикуется в стандартной обработке, с контролем спектрального состава в различных окнах. Также используют и относительно грубые способы, основанные на отслеживании смещения максимума спектра с возрастанием времени. Развита статистическая методика, основанная на параметризованной нестационарной модели сейсмической записи [7–9]. Мы предлагаем применять метод, в котором в параметрической форме описаны различные факторы, влияющие на спектральные характеристики записей. При этом также используются большие объёмы выборок для получения статистически устойчивых оценок.

Как видно, полное решение задачи представляет собой непростой многоэтапный процесс. Каждый этап имеет свои особенности. На каждом этапе необходимы свои критерии контроля качества.

На этапе оценивания эффективных параметров Q не стоит ожидать их высокой детальности, т. к. оценки по большим выборкам получатся заведомо сглаженными. Насколько детальными окажутся результаты Q -томографии, можно будет выяснить только в эксперименте, хотя их подроб-



ность может быть искусственно завышенной, но это не повысит их достоверности.

Опыт показывает, что задача относится к некорректным и неустойчивым. На результатах сказываются многие мешающие факторы. Поэтому желательна привлечение априорной информации, которая может быть получена с привлечением скважинных данных и данных ВСП.

Многоэтапный процесс требует разработки методики. Для этого необходимо накопить определённый опыт на синтетических и реальных материалах. Здесь особенную значимость приобретает создание хороших модельных данных различной сложности. В качестве примера приводим здесь синтетические данные, подготовленные на основе реальных наблюдений, размещённых в открытом доступе.

Опишем подготовку. По исходным данным была построена глубинно-скоростная модель (ГСМ), показанная на рис. 1. Получен результат миграции в этой модели, на рис. 1 он изображён на фоне ГСМ. Этот результат подвергнут нестационарной деконволюции и последующей робастной деконволюции с расширением спектра – этап, обычно предшествующий инверсии. После этого данные объявлены отражательной характеристикой среды и из них получены сейсмограммы посредством обращённого миграционного преобразования. Для данного эксперимента совершенно не важно, правильные ли были амплитуды у отражательной характеристики среды и соответствует ли ГСМ реальности. Важно, что мы получили сейсмограммы без поглощения, которые в результате миграции в той же ГСМ отобразятся в заданное изображение среды. Затем в модель были введены аномалии поглощения и фоновое поглощение (рис. 2). Выполнено обращённое миграционное преобразование с вводом поглощения, и получены синтетические сейсмограммы с поглощением, пример которых показан на рис. 3.

На рис. 4 показаны результаты миграции сейсмограмм, смоделированных без поглощения и сейсмограмм, смоделированных с частотно-зависимым поглощением. Коррекция поглощения при этом не производилась. Очевидно, что слева изображён идеальный результат коррекции поглощения, с которым и будут сопоставляться результаты работы соответствующих алгоритмов.

При этом следует иметь в виду, что результаты обработки могут быть близки к идеальным, а параметры поглощения будут определены неправильно, т. е. с большими погрешностями. В этом суть некорректности задачи. Можно ли доверять оценкам параметров поглощения для нужд интерпретации, насколько влияют погрешности в оценках добротности на амплитуды отражённых волн на сейсмограммах общей точки отражения – всё это предмет исследования, к которому мы приступаем, и первые результаты будут освещены в докладе.

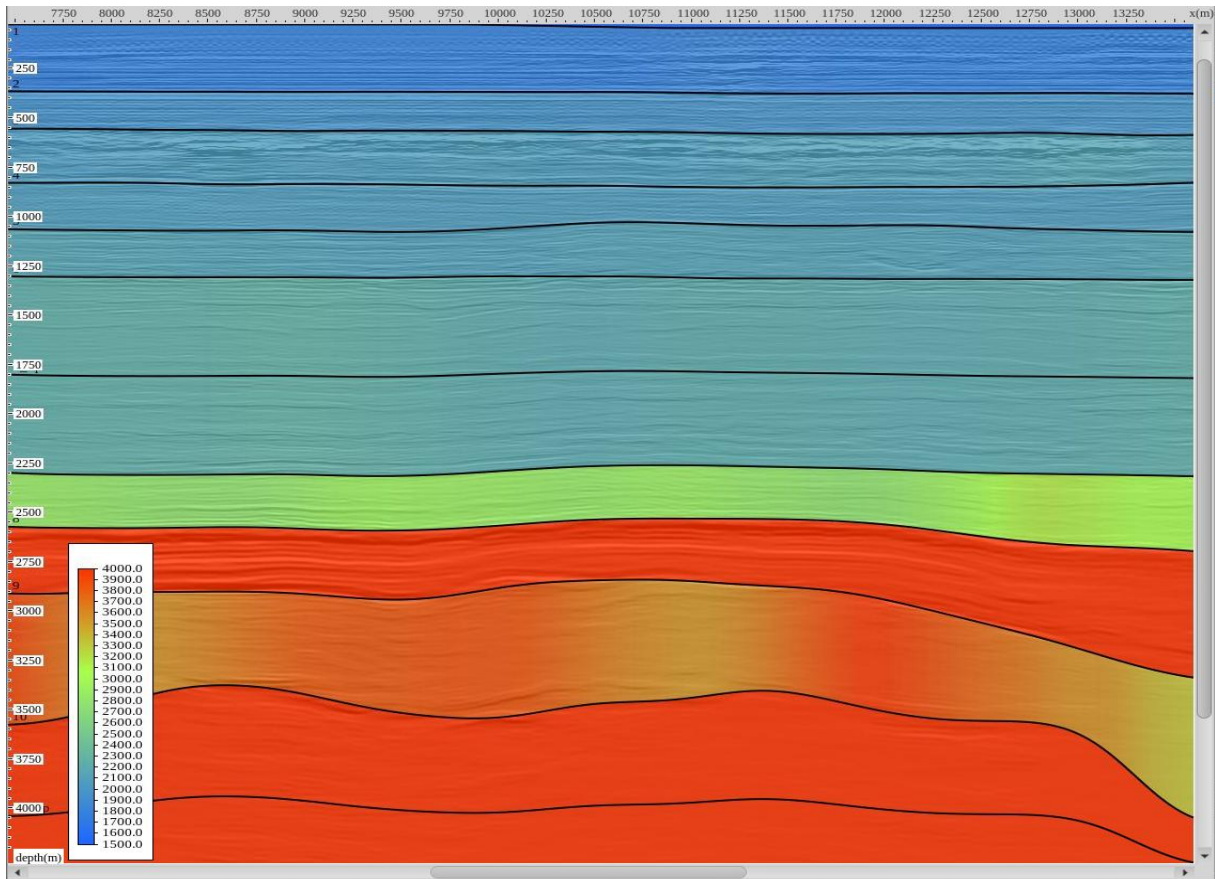


Рис. 1. Глубинно-скоростная модель с наложенным результатом миграции

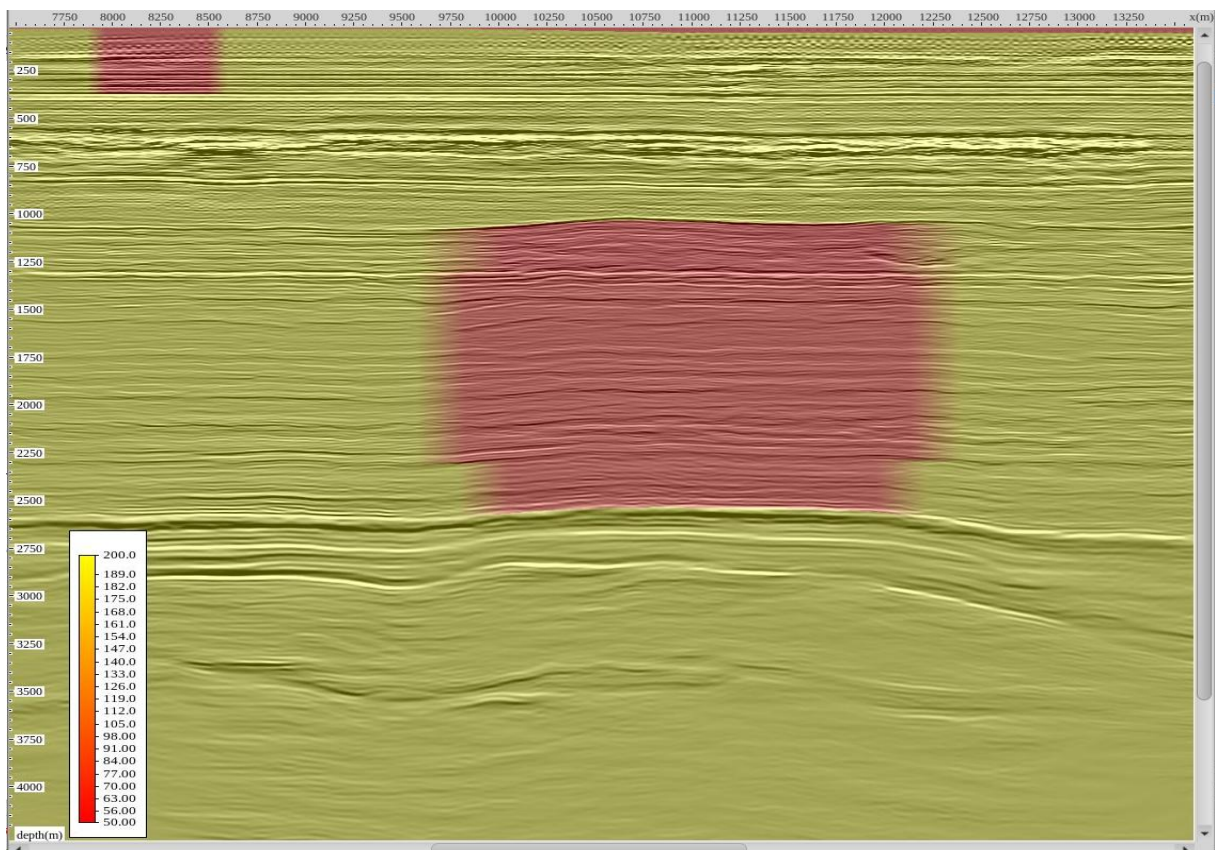


Рис. 2. Фоновое поглощение и включённые в модель аномалии поглощения

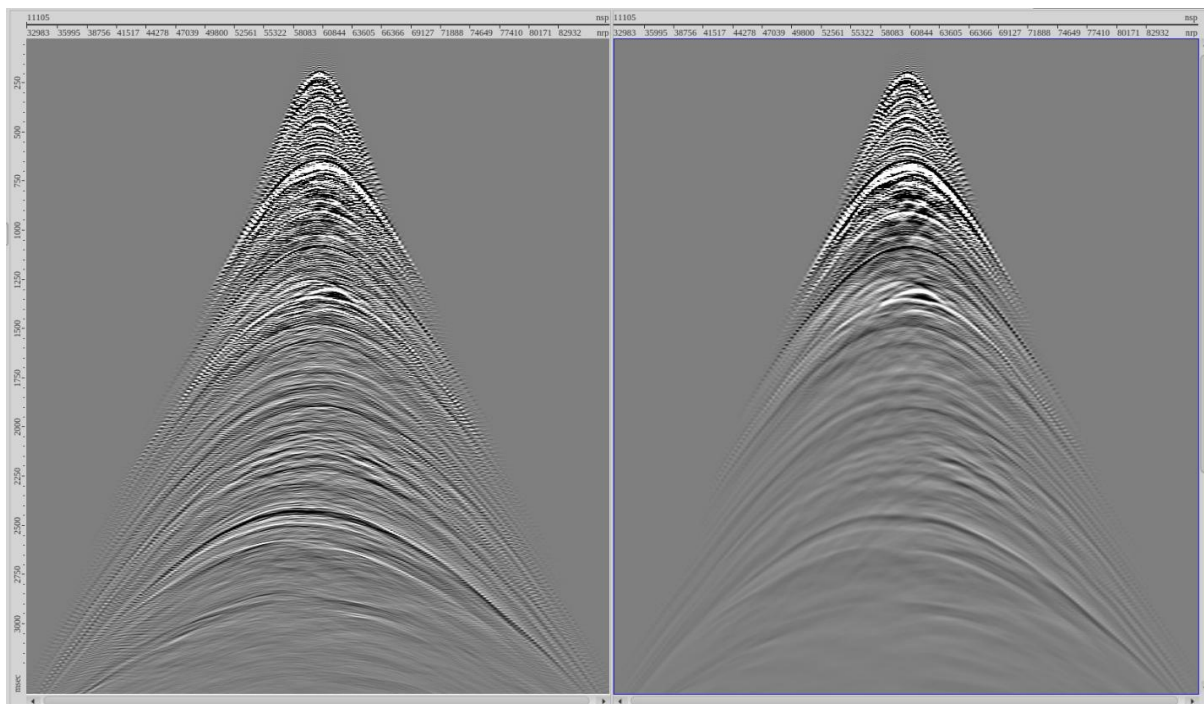


Рис. 3. Сейсмограммы, смоделированные без поглощения (слева) и с учётом поглощения (справа)

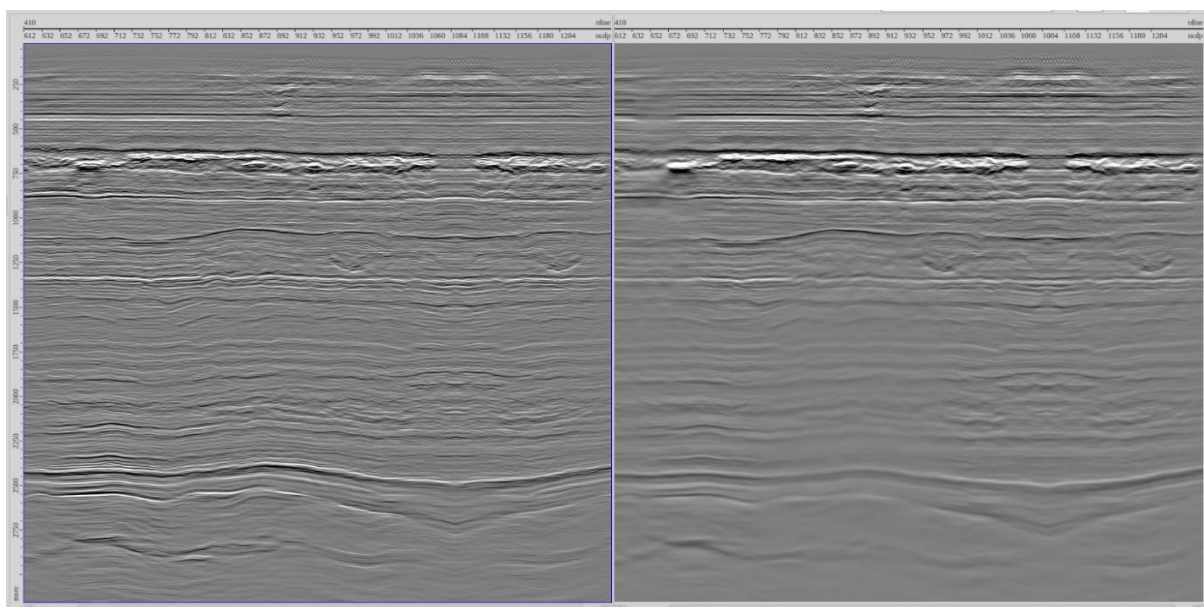


Рис. 4. Результат миграции сейсмограмм, смоделированных без поглощения, и сейсмограмм, смоделированных с частотно-зависимым поглощением

На этих данных в докладе и будут проиллюстрированы все этапы и способы оценивания параметров и коррекции поглощения, о которых было сказано выше. Данный способ относительно быстрого моделирования применим для верификации и множества других алгоритмов решения аналогичных задач, в т. ч. реализованных в других пакетах обработки сейсмических данных. Более того, он применим при выполнении текущих проектов обработки и интерпретации реальных волновых полей.



Список источников

1. Ампилов Ю. П. Поглощение и рассеяние в неоднородных средах / Ю. П. Ампилов. М.: Недра, 1992. 154 с.
2. Кондратьев О. К. Сейсмические волны в поглощающих средах / О. К. Кондратьев. М.: Недра, 1986. 176 с.
3. Wang Y. Seismic Inverse Q-Filtering / Y. Wang. John Wiley & Sons, 2009.
4. Рапопорт М. Б. Сейсмическая неупругость и сейсмическая нелинейность залежей нефти и газа / М. Б. Рапопорт // Геофизика. 2013. № 3. С. 75–80.
5. Полубояринов М. А. Предсказывающая деконволюция в задаче коррекции нестационарных сейсмических записей / М. А. Полубояринов, Д. Б. Фиников // Технологии сейсморазведки. 2006. № 1. С. 24–32.
6. Gelius L. J. Inverse Q-Filtering. A Spectral Balancing Technique / L. J. Gelius // Geophysical Prospecting. 1987. Vol. 35. No. 6. Pp. 656–667.
7. Денисов М. С. Оценка относительного декремента поглощения сейсмических волн по критерию минимума дисперсии ошибки предсказания / М. С. Денисов, Д. Б. Фиников // Геология и геофизика. 1999. № 40. С. 264–269.
8. Денисов М. С. Амплитудная деконволюция сейсмических записей с учётом частотно-зависимого поглощения / М. С. Денисов, Д. М. Оберемченко, Д. Б. Фиников // Геофизика. 1999. № 4. С. 25–29.
9. Кунченко Д. С. Оценивание параметров поглощения и Q-деконволюция в пластовой модели среды в обобщённой статистической модели сейсмической трассы / Д. С. Кунченко, И. В. Родин, Д. Б. Фиников // ГеоЕвразия 2019. Современные технологии изучения и освоения недр Евразии: сб. матер. Междунар. геолого-геофизической конф. и выставки. Тверь: ПолиПресс, 2019. С. 475–479.



► Деблендинг как решение проблемы одновременной регистрации сейсморазведочных данных от нескольких независимых источников в условиях короткого полевого сезона

Д. П. Тареев¹, В. С. Тареева²

^{1,2} ООО «Целевой Горизонт»

¹ tareev@geohorizon.ru, ² v.tareeva@geohorizon.ru

Аннотация. Одним из решений проблемы сейсморазведочных работ в условиях короткого полевого сезона является одновременная регистрация сейсморазведочных данных от нескольких независимых источников. Конечный результат такой работы – данные, в которых происходит наложение волн от разных источников на одних и тех же каналах ввиду совпадения времён регистрации. Для последующей обработки и интерпретации этих данных необходимо разделить полученные волновые поля для каждого из источников. Данная процедура называется деблендингом, и в нашей статье будут показаны результаты, подтверждающие эффективность данного метода.

Введение. В настоящее время короткий полевой сезон, особенно в морской геофизике, остаётся одной из главных проблем при планировании и проведении сейсморазведочных работ. Допустимый навигационный период, неблагоприятные погодные условия, хозяйственная деятельность и иные сопутствующие работы в пределах исследуемого участка создают строго ограниченные рамки возможных сроков проведения геофизических работ. Также наблюдается тенденция увеличения размеров и объёмов различных проектов, что в совокупности вынуждает задумываться о различных методах повышения производительности проведения полевых работ.

Однако стандартная съёмка сильно зависит от требуемой длины сейсмической записи. Ведь одним из главных требований к регистрации данных является условие получения «чистой» сейсмограммы, исключая возможность взаимного наложения волнового пакета от последующего возбуждения. Например, требуемая длина записи – 8 с, а средняя скорость судна источника составляет примерно 5 узлов (~2,5 м/с). Во избежание наложения сигналов мы не можем возбуждать сигнал раньше, чем через 20 м. При соблюдении размера бина возбуждение происходит каждые 25 м. За это время судно-источник успевает набрать необходимую мощность для возбуждения следующего сигнала. Использование второго судна-источника в пределах активной расстановки также невозможно, т. к. оно будет оказывать влияние на сейсмическую запись.

А что если мы всё же отступим от установленных правил проведения стандартной съёмки и увеличим количество судов и/или пушек?



Добавление ещё одного судна-источника значительно сократит время полевого сезона, а добавление нескольких пушек даст возможность возбуждать сигнал чаще, чем через 25 м, что приведёт к существенному приросту кратности съёмки. Правда, результатом таких работ являются данные, в которых происходит наложение волн от разных источников на одних и тех же каналах ввиду совпадения времён регистрации.

Что же в итоге делать с полученными данными, включающими в себя интерференционный шум нескольких источников, и как добиться кондиционных материалов? Ответом на этот вопрос является процедура обработки сейсморазведочных данных, называемая деблендингом.

Методология и практическое применение. Деблендинг – это этап обработки сейсморазведочных данных, нацеленный на разделение смешанного волнового поля, полученного от различных источников возбуждения, чтобы получить кондиционные записи, которые соответствуют стандартной съёмке и могут быть далее использованы в обычных процедурах обработки сейсморазведочных данных и интерпретации.

На практике полезный сигнал всегда является когерентным, а шум смешивания – случайным в некоторых сортировках сейсмограмм (например, как изображено на рис. 1), в сортировках по общему пункту приёма (ОПП) и по общей глубинной точке (ОГТ).

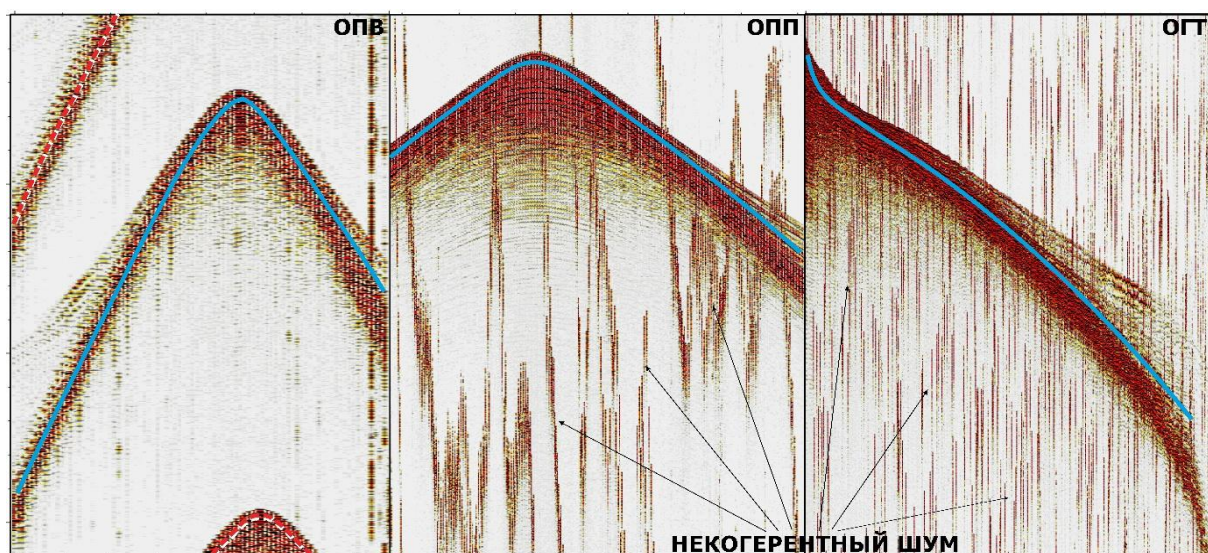


Рис. 1. Пример смешанной записи в сортировках ОПВ, ОПП и ОГТ (синяя линия – полезный сигнал, красная линия – сигнал от второго источника)

Существуют различные методики реализации деблендинга. Обычно они делятся на алгоритмы, основанные на различных процедурах подавления помех / фильтрации и инверсии. Ниже проведём сравнение эффективности работы данных алгоритмов, где за основу тестирования были взяты реальные сейсморазведочные 3D-данные с возбуждением от нескольких независимых источников.



Методы, основанные на помехоподавлении для разделения смешанных данных, как правило, сложны в подборе параметров и склонны к потере первичного сигнала, особенно в низкочастотных диапазонах.

На рис. 2 отчётливо видно, что деблендинг, основанный на подавлении случайных помех, имеет недостатки при удалении сигнала от другого источника. Помимо остаточного шума в обозначенной на рисунке зоне мы также можем наблюдать частичную потерю полезной информации в местах наложения сигнала и помехи друг на друга в нижней части сейсмограммы. Это может говорить о том, что данный метод не может эффективно справиться с поставленной задачей разделения волновых полей.

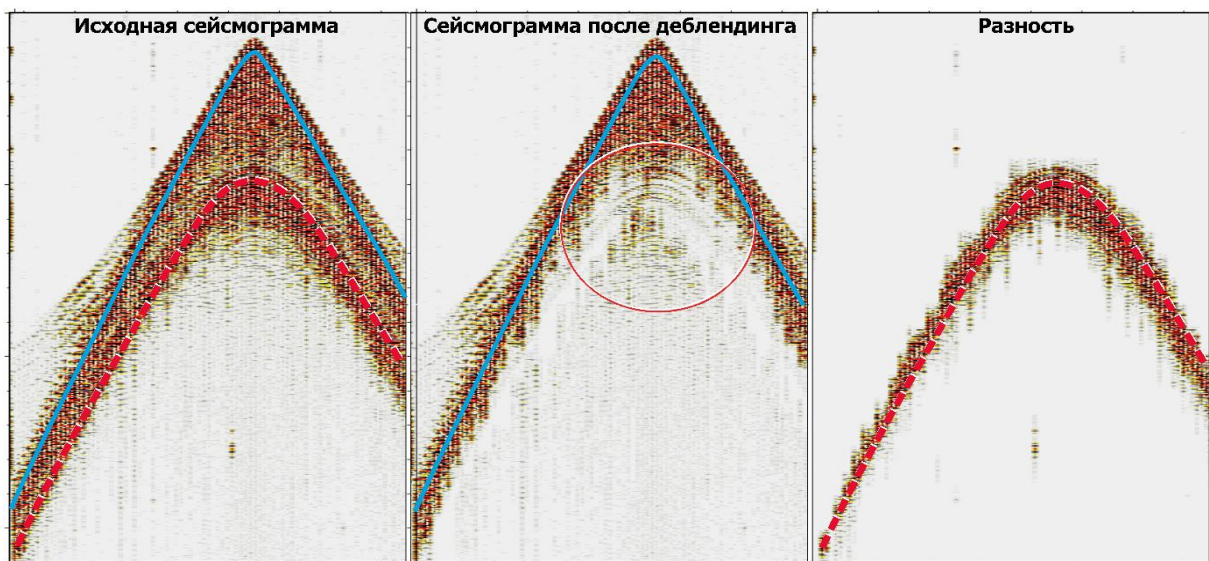


Рис. 2. Пример работы деблендинга, основанного на подавлении случайных помех, в сортировке ОПВ (синяя линия – полезный сигнал, красная линия – сигнал от второго источника)

Алгоритмы, основанные на инверсии, используют итерационный способ, что делает их вычислительно более ёмкими в сравнении с вышеописанным методом, но довольно простыми в параметризации.

Для постепенного восстановления деблендированных данных из смешанных кадров в процессе этого подхода используется итерационный алгоритм инверсии. Использование того факта, что некогерентная энергия ослабевает по мере прохождения итераций по сравнению с основным сигналом, позволяет получить более качественный результат в сравнении с методом, основанным на фильтрации. При использовании данного метода происходит создание модели, которая показывает, что деблендированные данные формируются путём умножения несмешанных данных на временную матрицу смешивания, которая определяет, как осуществляется сам процесс «блендирования» данных. Также для эффективной работы данного алгоритма немаловажную роль играет зафиксированное время выстрела, которое должно быть представлено с точностью до микросекунды.



На приведённом ниже рис. 3 показан результат деблендинга, основанного на инверсии, который эффективно справился с удалением сигнала от другого источника. Мы видим качественное разделение полезного сигнала и помехи, в результате которого мы получаем материал без какой-либо потери полезной информации и без остаточного наличия блендированного сигнала от другого источника.

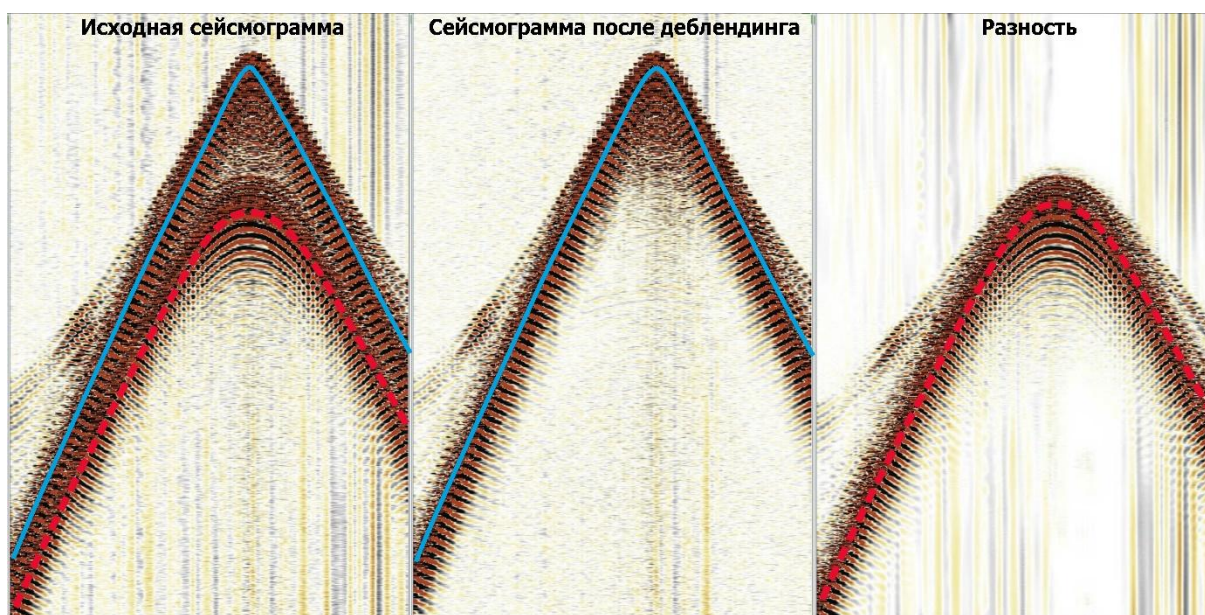


Рис. 3. Пример работы деблендинга, основанного на инверсии, в сортировке ОПВ (синяя линия – полезный сигнал, красная линия – сигнал от второго источника)

Тем самым, анализируя рис. 2 и 3, на которых приведена одна и та же сейсмограмма, мы можем наблюдать существенную разницу в результатах этих двух подходов.

Но бывают случаи, когда даже визуально сложно оценить положение полезного сигнала относительно помехи. На практике нередко можно встретить данные, когда годографы полезного сигнала и сигнала от вторичного источника практически совпадают. Пример данной проблемы изображён на рис. 4.

Несмотря на совпадение времён регистрации полезного сигнала и сигнала от другого источника, мы видим эффективную работу по разделению смешанных волновых полей с использованием инверсионного алгоритма деблендинга. На разнице отчётливо видно, что процедура полностью убрала шум перекрёстных помех, не затронув полезный сигнал даже в областях с полукогерентным шумом.

Для наглядности работы данного метода на рис. 5 представлен пример разделения смешанных записей в сортировке общего пункта приёма, который также показывает положительный результат подавления помех.

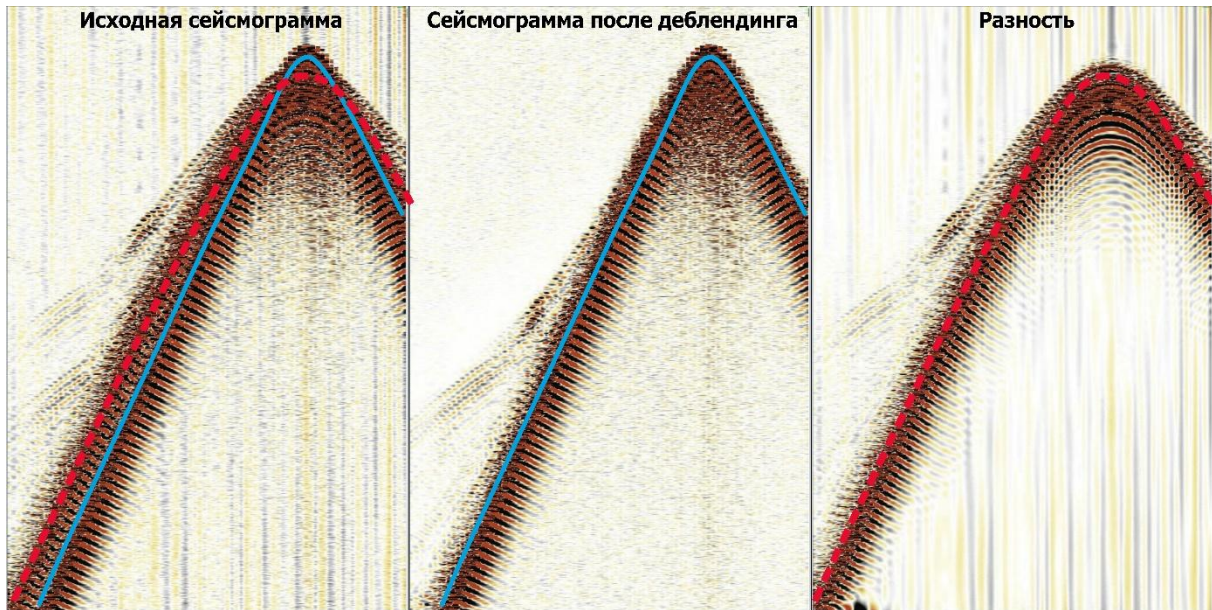


Рис. 4. Пример разделения смешанных записей в сортировке ОПВ методом инверсионного деблендинга (синяя линия – полезный сигнал, красная линия – сигнал от второго источника)

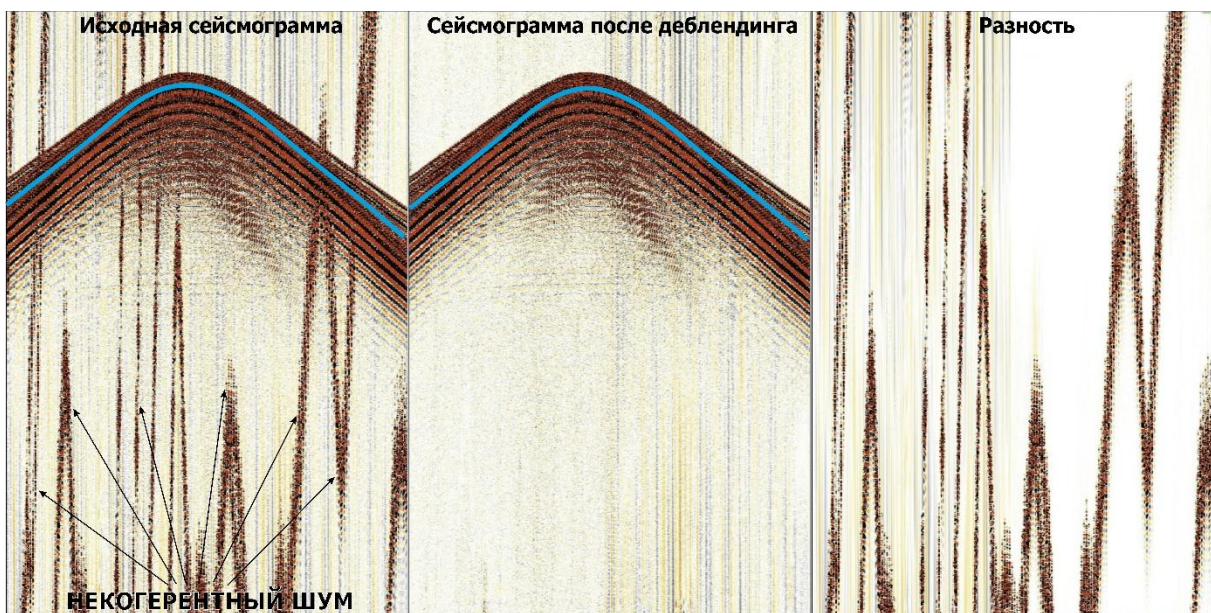


Рис. 5. Пример разделения смешанных записей в сортировке ОПВ методом инверсионного деблендинга (синяя линия – полезный сигнал)

Выводы. В данной статье продемонстрированы результаты сравнения двух методик деблендинга. Полученные результаты доказывают, что разделение смешанного волнового поля инверсионным методом эффективнее алгоритма, основанного на процедурах подавления помех и фильтрации. Также, основываясь на том, что тестирование производилось на основе реальных данных, можно сделать вывод, что алгоритм деблендинга способен предоставить кондиционный материал для дальнейшей обработки и интерпретации данных. Исходя из того, что полученный



материал пригоден для дальнейших работ, закрывается вопрос о возможности применения нестандартной съёмки в условиях короткого полевого сезона в угоду увеличения продуктивности полевых сейсморазведочных работ с помощью увеличения количества источников. Этот аспект позволит не только сократить сроки выполнения работ, но и оперировать такими параметрами, как кратность и длина записи.



► Оценка влияния грунта на уровень сейсмического сигнала при использовании электромагнитного источника «Енисей КЭМ-4»

Д. С. Блохинов¹, Е. Г. Макарова², Л. В. Максимкина³
^{1,2,3} Вилуйская ГРЭ АК «АЛРОСА» (ПАО)

¹ blokhinovDS@alrosa.ru

Аннотация. Данный доклад представляет собой наблюдение за поведением характеристик импульса, получаемого с применением невзрывного импульсного источника «Енисей КЭМ-4К». В большинстве случаев при проведении сейсморазведочных работ МОВ использование данного источника подразумевает его работу в режиме накоплений. В данной работе представлен подход повышения качества полевых работ и обоснование исключения первых воздействий импульсных источников, связанное с возникновением неупругих колебаний при воздействии на разуплотнённый грунт.

Объект исследований. Исследуемая площадь, в пределах которой проведены алмазопоисковые сейсморазведочные работы, расположена на территории Мирнинского, Сунтарского и Нюрбинского улусов Республики Саха (Якутия). Площадь исследований характеризуется сложными поверхностными и сейсмогеологическими условиями, определёнными широким развитием покровных трапповых формаций, которые, по результатам ранее проведённых работ с взрывным источником, оказывают бронирующее влияние.

Экспериментальные исследования. Для решения проблемы негативного влияния траппов была проведена оптимизация методики полевых сейсмических наблюдений МОГТ-2D: в качестве источника упругих колебаний Вилуйской ГРЭ АК «АЛРОСА» (ПАО) с 2022 г. начали в опытно-производственном режиме применять невзрывной импульсный источник «Енисей КЭМ-4К». Электромагнитный источник возбуждения сейсмических волн «Енисей КЭМ-4К» выполнен на базе автомобиля КАМАЗ, оснащённого четырьмя электромагнитными излучателями, закреплёнными на гидравлических подъёмниках. Находясь на позиции пункта возбуждения сигнала, излучатели опускаются на грунт и прижимаются к поверхности, затем при помощи электромагнитных двигателей производится их синхронное воздействие на грунт, в результате которого совершается свободное колебательное движение на его поверхности. В большинстве случаев при проведении сейсморазведочных работ МОГТ использование данного источника подразумевает его работу в режиме накоплений. В процессе работы источник стоит на позиции и оказывает несколько последовательных воздействий на грунт в одной и той же точке, система регистрации данных записывает каждое воздействие (накопление) в виде сейсмо-



грамм, которые затем потрассно суммируются в единую результирующую сейсмограмму общего пункта взрыва (ОПВ). Такой способ работ направлен на улучшение качества получаемых данных, а выбранное количество накоплений определяется поставленными геологическими задачами с учётом особенностей поверхностных и сейсмогеологических условий исследуемых площадей.

В качестве исходных данных для анализа был выбран один из профилей текущего объекта Вилюйской ГРЭ АК «АЛРОСА» (ПАО), расположенный на площади трапповых образований, выходящих на дневную поверхность. Регистрация сейсмического сигнала осуществлялась методом продольного профилирования МОГТ-2D с центрально-симметричной расстановкой линии приёма и максимальным удалением от источника (1920 м). Основные параметры съёмки: регистрирующий комплекс – *Sercel-428XL*; тип сейсмоприёмников – *YF-SOLO* 10 Гц; шаг дискретизации – 1 мс; длина записи – 2 с; шаг ПВ – 40 м; расстояние между каналами – 5 м; группирование сейсмоприёмников – одиночное; источник – импульсный электромагнитный «Енисей КЭМ-4К»; количество накоплений – 10; количество источников в группе – 1.

В результате использования импульсных источников в районе проведения работ были выявлены некоторые особенности отклика среды на возбуждение колебаний. При воздействии плиты происходит уплотнение грунта, что, в свою очередь, приводит к изменению формы импульса и частотного состава посылаемого сигнала.

Визуальная оценка сейсмограмм ОПВ даёт наглядное представление поведения волнового поля различных воздействий (рис. 1). Для анализа частотных характеристик было выбрано окно в области целевых отражений в интервале записи 0,45–0,75 с. На представленных сейсмограммах первого и второго воздействий наблюдается преобладание спектрального состава в низкочастотной области. Спектры девятого и десятого воздействий более высокочастотны и конформны, а сейсмограммы представлены ярко выраженными осями синфазности.

Для анализа изменений характеристик сигнала по мере накопления воздействий была сделана последовательная выборка трасс и выполнено изображение первых вступлений на ближайшем к источнику пункте приёма, а также выбранных отражений в заданных интервалах времён (рис. 2). На полученных изображениях видно, что при последовательных воздействиях источника колебаний в одной точке поверхности грунта стабилизация формы отражённых волн наступает только с четвёртого – пятого возбуждения.

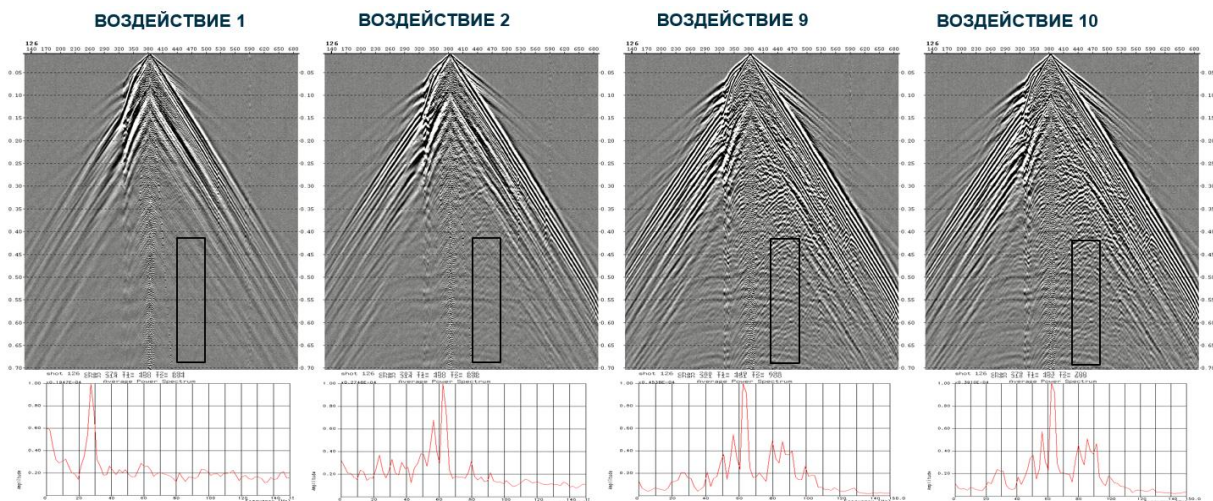


Рис. 1. Сейсмограммы воздействий ОПВ с АЧХ в заданном окне



Рис. 2. Выборка трасс первых вступлений (слева) и выборка трасс в окне отражений (справа)

Для определения зависимости уровня сигнала от порядкового номера воздействия проведены расчёты среднеквадратичных амплитуд на сейсмограммах в интервале удалений от источника 750–1 000 м. На рис. 3 представлен график изменения амплитуд принимаемого сигнала каждого отдельно взятого воздействия. На приведённом графике видно, что рост общего уровня энергии принимаемого сигнала происходит только к пятому воздействию, далее наблюдается тенденция к менее выраженному росту амплитуд.

Для оценки влияния каждого возбуждения на качество сейсмического материала было проведено суммирование различных возбуждений: 1–10, 5–10 (рис. 4, а). Общий уровень амплитуды сигнала в варианте суммирования воздействий 5–10 более чем на 20 % выше уровня амплитуд варианта суммирования 1–10. Сравнительный анализ временных разрезов ОГТ (рис. 4, б), полученных в результате обработки сейсмограмм различных накоплений, указывает на улучшение динамических характеристик в результате суммирования воздействий 5–10.

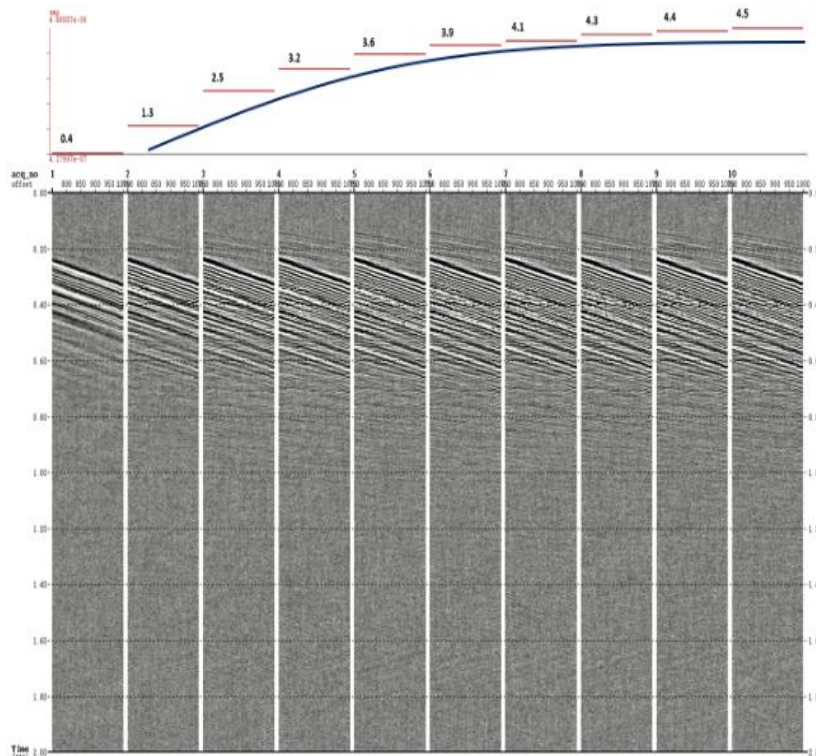


Рис. 3. Выборка удалений 750–1 000 м каждого воздействия с графиком уровня амплитуд

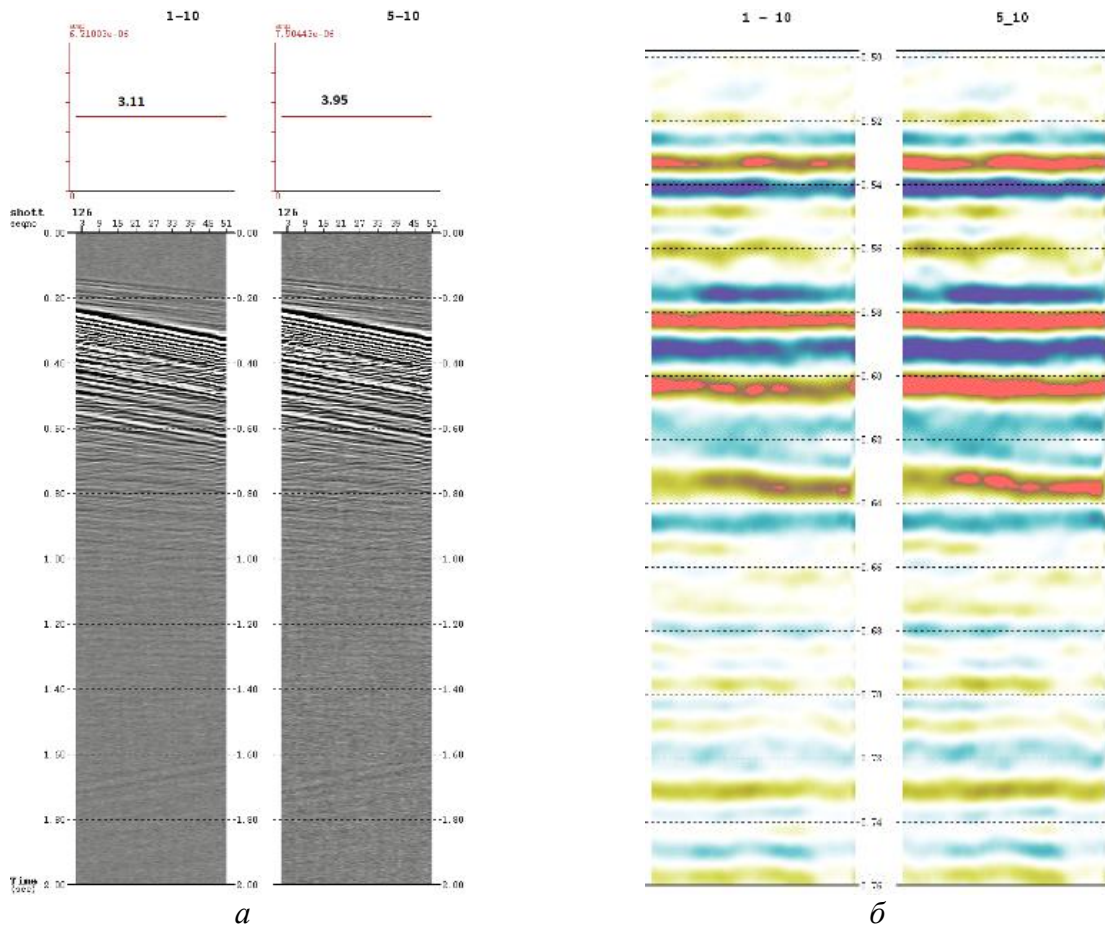


Рис. 4. Сравнительный анализ суммированных воздействий 1–10 и 5–10 по сейсмограммам ОПВ (а) и временным разрезам ОГТ (б)



Выводы. На исследуемом участке работ при воздействии на грунт стабилизация амплитуды и формы сигнала наступает после четвёртого воздействия. Сравнительный анализ позволяет сделать вывод о том, что учёт первых воздействий оказывает негативное влияние на данные, ухудшает их качество в отношении общего амплитудного состава, фоновых трендов поведения амплитуд по латерали. При проведении съёмок с использованием импульсного источника сейсмических колебаний «Енисей КЭМ-4» на различных площадях в целях обеспечения качества получаемого сейсмического материала целесообразно учитывать особенности поверхности грунта. Для этого необходимо проводить опытные испытания по определению оптимального количества предварительных уплотняющих воздействий. Такая методика позволяет минимизировать потери в качестве, связанные с неупругими колебаниями, возникающими в результате неупругих деформаций при разуплотнённых воздействиях на грунт.

Список источников

1. Ленский В. А. Анализ импульсных электромагнитных источников возбуждения сейсмических волн «Енисей КЭМ-4» / В. А. Ленский // NovaInfo. 2016. № 49. С. 227–234.
2. Вырыханов Д. А. Силовая электромагнитная импульсная система для наземной сейсморазведки малых глубин: дисс. канд. техн. наук: 05.09.03 / Д. А. Вырыханов. Саратов, 2006. 153 с. РГБ ОД, 61 07-5/1190.



► Исторический обзор сейсморазведочных работ в Красноярском крае

А. В. Струнов¹, М. Ю. Смирнов², В. С. Парасына³, В. А. Фомин⁴
^{1,2,3} ФГБУ «ВНИГНИ»,

⁴ Институт земной коры СО РАН

¹ avstrunov@yandex.ru, ³ victorparasyna@mail.ru

Аннотация. Представлен исторический обзор проведения сейсморазведочных работ в Красноярском крае, начиная с середины прошлого века до настоящего времени. Рассмотрены изменения методик и технологий сейсморазведочных работ.

Нефтегазопроисковые работы на территории Красноярского края были начаты в 30–40-х гг. прошлого столетия. Экспедиции ГГУ Главсевморпути проводили исследования в районе Усть-Енисейского порта и бухты Нордвик. Основной задачей работ являлось открытие нефтяных месторождений близ трассы Северного морского пути.

В 1933 г. была направлена первая комплексная нефтеразведочная экспедиция в составе геологических, геофизического и бурового отрядов в район бухты Нордвик. В комплекс нефтегазопроисковых исследований входили геологическая съёмка различных масштабов, структурно-поисковое и глубокое бурение, а также геофизические методы разведки.

В 1936 г. в районе Усть-Порта была создана постоянная Усть-Енисейская нефтеразведочная экспедиция, состоявшая из геологического, топографического, геофизического и бурового отрядов.

Сейсморазведка методом преломлённых волн, проведённая в районах Усть-Порта и бухты Нордвик, не оправдала себя, геологические данные получались очень скудные из-за экранирующего действия пород вечной мерзлоты. Удовлетворительные результаты были получены при использовании метода отражённых волн.

Работы Нордвикской и Усть-Енисейской нефтеразведочных экспедиций прекращены в 1953 г. в связи с тем, что нефтегазопроисковые исследования в северных районах страны были признаны экономически нецелесообразными.

В 1948–1951 гг. на юге Красноярского края началось активное изучение Минусинских межгорных впадин. В 1948 г. на Быстрянской площади была заложена первая скважина, из которой в 1949 г. был получен первый в Минусинской котловине промышленный фонтан газа.

В 1950 г. был организован трест «Минусиннефтегазразведка» Министерства нефтяной промышленности СССР. Трестом проводились масштабные геолого-разведочные работы на нефть и газ вплоть до 1957 г.



Опытные работы МОВ выполнены на ряде площадей Южно-Минусинской впадины, но все эти исследования были малоинформативны.

По завершении активной фазы геолого-разведочных работ в Минусинских межгорных впадинах несколько сейсморазведочных партий были переданы в Красноярское геологическое управление. Партии проводили сейсморазведочные работы в Присяяно-Енисейской синеклизе и междуречье Подкаменной и Нижней Тунгусок.

В 1961 г. в составе Красноярского геологического управления была организована Таймырская геофизическая экспедиция. Работы были сосредоточены в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и только к середине 80-х гг. вышли в северные районы Сибирской платформы.

В 1965 г. на базе сейсмических партий КГУ, проводивших работы в Присяяно-Енисейской синеклизе и междуречье Подкаменной и Нижней Тунгусок, была организована Богучанская ГЭ, усиленная специалистами Таймырской ГЭ. В дальнейшем Богучанская ГЭ активно развивалась и стала материнской для Борской ГЭ (1975 г.), Красноярской СОМЭ (1974 г.), Илимпейской ГЭ (1978 г.) и Минусинской ОМЭ (1979 г.). Организация новых экспедиций была необходима в связи с расширением районов работ и решением методико-технологических задач поиска, выявления и подготовки нефтегазоперспективных структур.

В 1968 г. на базе Красноярского геологического управления был создан трест «Красноярскнефтегазразведка».

1960–70-е гг. можно считать началом последовательного изучения осадочного чехла территории Красноярского края геофизическими методами и глубоким бурением. В этот период выполнялись региональные сейсморазведочные работы МОВ и КМПВ в Енисей-Хатангском региональном прогибе, Присяяно-Енисейской синеклизе и междуречье Ангары и Нижней Тунгуски, сейсмозондирования МОВ в аэроварианте для сейсмогеологического районирования. По результатам этих исследований выделены крупнейшие структурные элементы осадочного чехла и изучен разрез древних рифейских и венд-палеозойских отложений. В это же время открыты первые залежи углеводородов на Куюмбинской (1973–1976 гг.) и Ванаварской (1979 г.) площадях.

Геофизические работы на этом этапе выполнялись подразделениями Красноярского геологического управления и треста «Красноярскнефтегазразведка».

В 1979 г. произошло разделение треста «Красноярскнефтегазразведка» на буровое и геофизическое предприятия, т. е. были организованы производственные геологические объединения «Енисейнефтегазгеология» и «Енисейгеофизика».



В состав ПГО «Енисейгеофизика» вошли Таймырская, Борская, Богучанская, Илимпейская геофизические экспедиции, Минусинская и Красноярская опытно-методические экспедиции. С целью расширения географии и объемов геофизических работ в составе ПГО «Енисейгеофизика» были созданы Катангская (1980 г.), Игарская (1986 г.) и Эвенкийская (1987 г.) геофизические экспедиции.

Период со дня создания «Енисейгеофизики» и до начала 90-х гг. по праву можно назвать «золотым веком» геофизики, характеризующимся резким наращиванием объемов работ, выходами в отдаленные районы – на Север, в Эвенкию, Таймыр.

«Енисейгеофизика» стала одним из крупнейших предприятий в Красноярском крае. Количество полевых партий исчислялось десятками. Так, в начале 80-х их (партий) было около 30, к 1986 г. – уже более 50. Для посёлков, где размещались экспедиции – Бор, Ванавара, Верхнепашино, Богучаны (посёлок геофизиков), организации стали градообразующими. Вместе с собственно производственной базой строилась инфраструктура.

С момента организации Минусинской ОМЭ в течение короткого времени тогда ещё в пригороде г. Минусинска были построены цеха, административные корпуса – так появились конструкторское бюро и завод, осуществлялись разработка, монтаж и сборка невзрывных источников, которые получили наименование «Енисей». Первые источники были далеки от совершенства, однако энтузиазм специалистов ОАО «Енисейгеофизика» и привлечение научных разработок позволили к середине 1980-х гг. добиться высокой эффективности этого нестандартного оборудования. Постоянно шла работа над совершенствованием модельного ряда источников, с 1982 г. серийно производились: импульсные электродинамические «Енисей СВ», «Енисей ТВ», «Енисей СН», «Енисей ТН»; вибрационный УВС-2; импульсные электромагнитные «Енисей СЭМ-60», «Енисей СЭМ-100», «Енисей КЭМ-2», «Енисей ВЭМ», «Енисей КЭМ-4». Минусинские невзрывные источники с успехом применялись и применяются в самых разнообразных климатических условиях, от районов Крайнего Севера до зон южных пустынь [1; 2].

Как показала практика работ с электромагнитными источниками (наиболее удачными и эффективными – применяются при производстве сейсморазведочных работ до настоящего времени), сила воздействий их излучателей не превышает динамический предел прочности грунтов (излучатели «Енисей КЭМ»), накатанной в снегу тракторной колеи («Енисей СЭМ»). В том и другом случае следы разрушения грунта, снежной колеи от плит излучателей (полозьев) отсутствуют. Структура грунтов, растительность под излучателями практически сохраняется в естественном состоянии. Следует подчеркнуть экологическую безопасность электро-



магнитных источников упругих колебаний: при их применении нагрузка на окружающую среду не более чем от обычного автомобиля или трактора, которые используются в качестве транспортной базы.

В начале 80-х гг. в практику сейсморазведочных работ на Сибирской платформе внедрён метод ОГТ с регистрацией сигнала с/с «Прогресс». Кратность наблюдений не превышала 6–12, впоследствии была увеличена до 24–48. Тем не менее информативность временных разрезов оставалась невысокой, что связано со сложными сейсмогеологическими условиями Сибирской платформы, в некоторых районах мощной (до 800–1 200 м) и неоднородной по строению верхней частью разреза, насыщенной пластовыми и секущими трапповыми интрузиями, а также высокоскоростным разрезом осадочного чехла.

В целом сейсморазведочные работы 80-х гг. прошлого столетия были направлены на выявление и подготовку антиклинальных объектов под поисковое бурение. Именно в этот период были открыты все известные месторождения (Юрубчено-Тохомское, Оморинское, Собинское, Пайгинское, Имбинское, Агалеевское) и залежи нефти и газа на Таначинской и Моктаконской площадях (Бахтинский мегавыступ).

К недостаткам этого этапа исследований можно отнести:

- сравнительно небольшой объём выполнения региональных работ (как правило, они проводились по относительно коротким профилям, что не позволяло осветить геологическое строение крупных структурных элементов и зон их сочленения и выделить наиболее приоритетные зоны для нефтегазопроисковых работ на обширной территории Сибирской платформы);

- небольшую длину записи сейсмического сигнала (3–4 с), что не давало возможности изучить глубокие горизонты осадочного чехла;
- относительно низкую кратность (6–48) сейсмических наблюдений;
- недостаточные технические и технологические возможности цифровой обработки сейсморазведочных данных (рис. 1) [3].

С начала и до середины 1990-х гг. в связи с перестроечными процессами, которые привели к смене общественно-политической формации в РФ, нефтегазопроисковые геолого-геофизические работы на перспективных территориях страны фактически прекратились. Этот резкий спад объёмов геофизических работ привёл к ликвидации большей части геофизических экспедиций, работавших в Красноярском крае, – Игарской ГЭ (г. Игарка), Эвенкийской ГЭ (п. Тура), Борской ГЭ (п. Бор) и Катангской ГЭ (п. Ванавара).

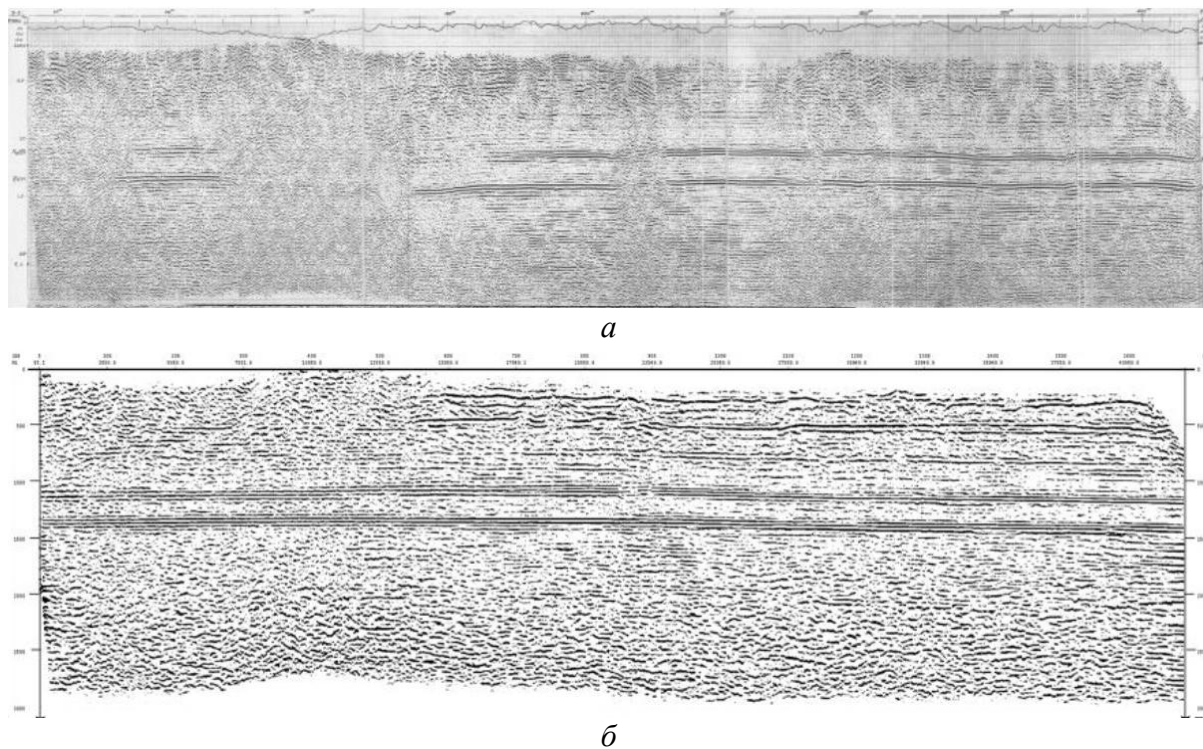


Рис. 1. Лемоконская к/п 18/82–84, профиль 25.18.84, кратность – 12:
а – архивный профиль из отчёта Лемоконской к/п 18/82–84;
б – переобработка в ProMAX, 2009 г.

Последнее десятилетие прошлого века характеризуется резким сокращением объёмов работы, лимитов финансирования и численности работников ПГО «Енисейгеофизика». Так, в 1993 г. объёмы работ МОГТ сократились по сравнению с 1992 г. в 2,5 раза, финансирование работ уменьшилось в 10 раз. Численность работников к 1995 г. сократилась в 5 раз.

Началом возрождения геолого-разведочных работ можно считать 1994 г., когда в соответствии с «Федеральной программой развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации на 1994–2000 гг.» на территории России создаётся сеть опорных геолого-геофизических профилей, предназначенных для изучения земной коры на всю её мощность с целью решения широкого круга геологических вопросов и, прежде всего, установления закономерностей образования и размещения полезных ископаемых в земной коре. Данная программа позволила сохранить то немногое, что сохранилось от былых производственных мощностей.

Конец 90-х гг. ознаменован внедрением в практику сейсморазведочных работ многоканальных телеметрических станций, позволяющих выполнять работы 2D с повышенной кратностью наблюдений (80–100–160). Основной особенностью этого этапа является возврат к региональным исследованиям Сибирской платформы с применением новых технологий и современной геофизической аппаратуры (с/с I/O и Sercel). За 7–8-летний



период отработана серия субширотных и субмеридиональных опорных и региональных профилей общей протяжённостью ~5 500 км, пересекающих территорию всей Сибирской платформы и востока Западно-Сибирской плиты (включая Красноярский край, Иркутскую область и юго-запад Республики Саха (Якутия)). Сейсморазведочные работы выполнены с длиной записи сейсмической информации до 18–24 с и кратностью 80–100, что позволило изучить строение как осадочного чехла, так и глубоких горизонтов земной коры и верхней мантии. В комплексе с сейсморазведкой по опорным профилям выполнялись: электроразведка МТЗ, профильная гравиразведка, геохимические исследования, аэрогеофизические исследования в полосе профиля шириной 10 км. По региональным профилям комплекс исследований выполнялся в усечённом виде.

Были отработаны опорные профили: «Батолит» и «Алтай – Северная Земля» с рассечками к ним; региональные профили: «Диксон – оз. Хантайское» (рис. 2), «Скважина Чуньская-120 – скважина Лебяжинская-2», «Скважина Хошонская-256 – скважина Светлая-1», «Скважина Хошонская-256 – р. Мойеро», «р. Биробчана – р. Средняя Кочема» и «Кежма-Предпатомский прогиб». Сейсморазведочные работы выполнялись как по взрывной, так и невзрывной технологиям.

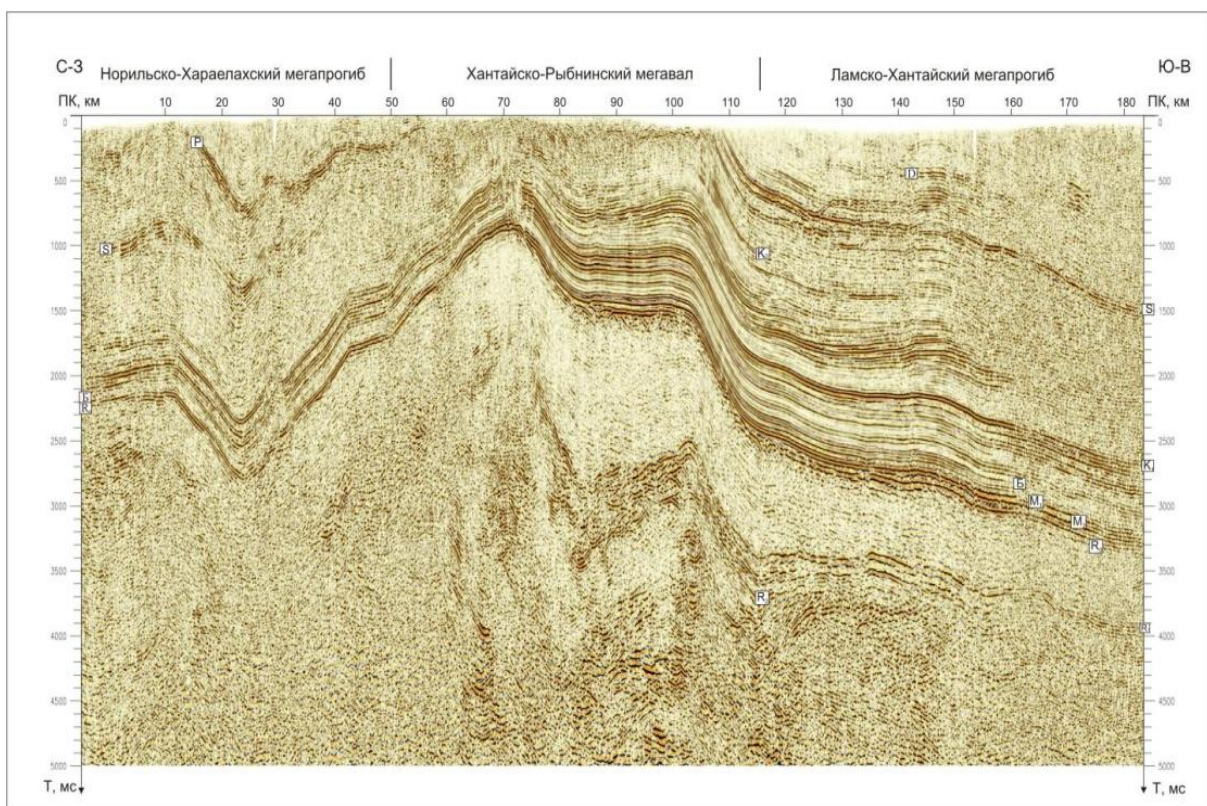


Рис. 2. Временной разрез по региональному сейсмическому профилю «Диксон – оз. Хантайское»



По результатам исследований на опорных и региональных маршрутах выделены зоны и крупные участки, перспективные на поиски УВ, на которых поэтапно в период 2001–2016 гг. выполнялись регионально-поисковые работы. Как правило, сейсморазведочные профильно-площадные работы проводились в комплексе с электроразведкой МТЗ и М-ЗСБ и геохимическими исследованиями. Такие работы за федеральные средства проведены на ряде площадей суммарным объёмом сейсморазведки более 20 000 км.

На стыке XX–XXI вв. начинается новый активный этап в изучении открытых в советский период месторождений УВ и перспективных объектов на лицензионных участках нефтегазовых компаний.

На волне увеличения предложения объёмов по проведению ГРП со стороны Компании и Роснедр на территорию Красноярского края выходят геофизические предприятия из других регионов РФ. Самым удачным был выход ООО «ТНГ-Групп» – сейсмические отряды данной организации отработали на территории Красноярского края около 20 лет. Менее удачливыми оказались ПАО «Самаранефтегеофизика», ОАО «Тюменнефтегеофизика», ООО «Пангея», продолжительность их деятельности на территории края – единичные проекты или 2–4 полевых сезона.

Практически на всех лицензионных участках распределённого фонда были проведены сейсморазведочные работы 2D и разведочное бурение, на значительной части выполнены работы 3D. Сейсморазведочные работы 2D-3С и 3D-3С в опытно-производственном режиме выполнены на Омринском ЛУ. Сейсморазведочные работы методом СЛБО проведены на Куюмбинском, Терско-Камовском и Таимбинском ЛУ. Практически во всех пробурённых скважинах проведены исследования ВСП-3С.

Сейсморазведочные работы 2D по заказам Компании выполнялись и выполняются с регистрацией сейсмической информации до 6–8 с, кратностью 80–200 (при речных работах в среднем до 1 500–2 000) [2], шагом ПВ и ПП 25–50 м, взрывным и невзрывным способом возбуждения сигнала (рис. 3, 4); 3D выполнялись и выполняются с регистрацией сейсмической информации до 5–6 с, активной расстановкой с последовательным увеличением каналов с 1 200–1 440 до 5 760, последовательным увеличением ЛПП с 10–12 до 40, шагом ЛПВ 300 м и ЛПП 300/150 м, шагом ПВ и ПП 50 м, кратностью 50–240, взрывным и невзрывным способом возбуждения сигнала. Переход на широкоазимутальную технологию сейсморазведочных работ 3D с повышенной кратностью дал хорошие результаты и показал преимущества перед ранее применяемыми съёмками по схеме 300×300 м. Высокая кратность до 240 позволила использовать сейсмический материал с повышенным уровнем помех и получать кондиционный материал с высоким разрешением.

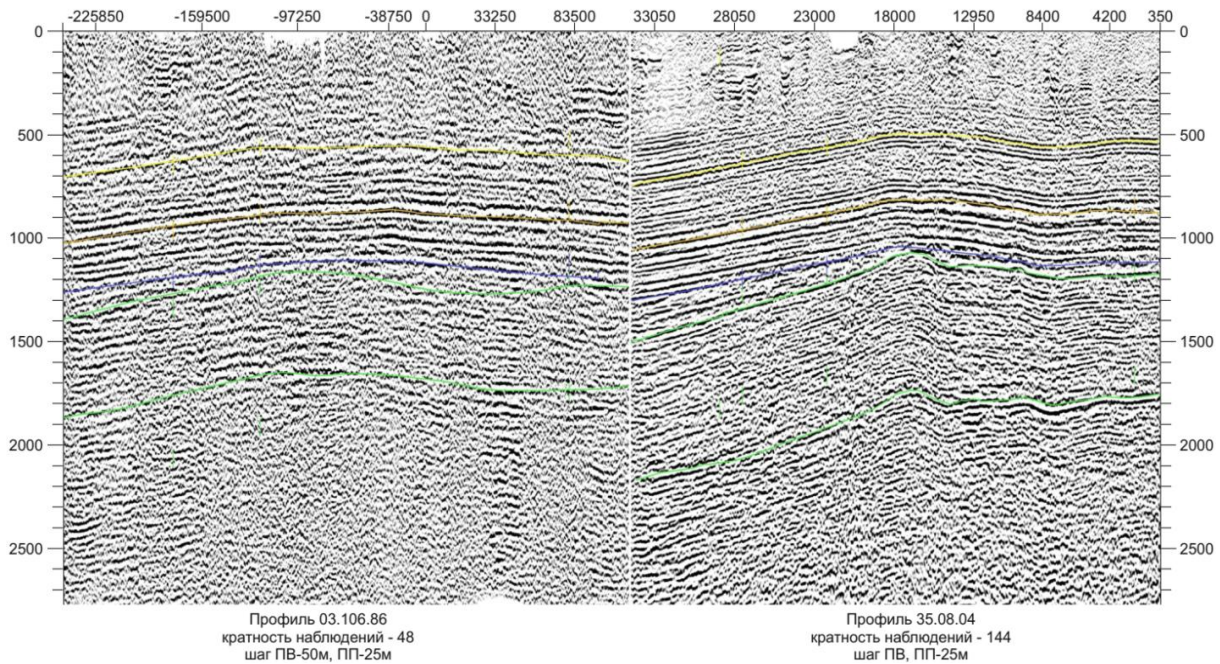


Рис. 3. Сопоставление результатов сейсмических работ МОГТ, выполненных с различной методикой полевых наблюдений (профили дублируются). Юго-запад Сибирской платформы

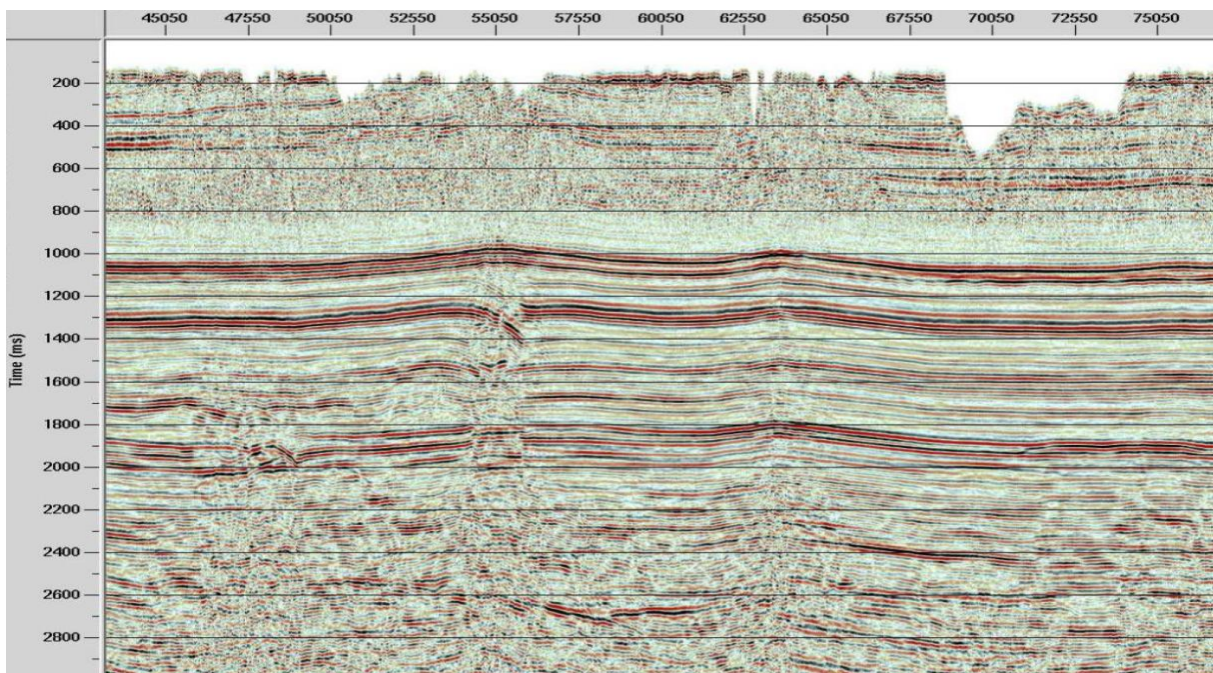


Рис. 4. Временной разрез, опытно-производственные работы на р. Бирюсе

В середине 2010-х гг. закончился период активного изучения Сибирской платформы комплексом геолого-геофизических методов, начался резкий спад объёмов геолого-разведочных работ, несмотря на строительство нефтепровода подключения «Куюмба – Тайшет» к трубопроводной системе ВСТО.



Все нефтегазовые компании сократили объёмы сейсморазведочных работ, некоторые до нуля. В 2018 г. на территорию Красноярского края с геолого-разведочными работами вышло ООО «Иркутская нефтяная компания», до 2023 г. проведены сейсморазведочные работы 2D и 3D на почти 20 лицензионных участках, но это скорее исключение; на полевой сезон 2023/24 г. сейсморазведочные работы запланированы только на одном лицензионном участке.

С 2020 г. в соответствии с подпрограммой «Воспроизводство минерально-сырьевой базы, геологическое изучение недр» госпрограммы РФ «Воспроизводство и использование природных ресурсов» (ПП РФ № 384 от 31.03.2017) выполняются работы по объекту «Комплексные региональные геолого-геофизические работы с целью оценки нефтегазоносности рифея, венда и кембрия в зоне сочленения Байкитской антеклизы и Курейской синеклизы», завершение работ запланировано на конец 2023 г.

Спад объёмов геофизических работ привёл к массовым сокращениям и практической ликвидации старейших геофизических предприятий Красноярского края.

Оставалась надежда, что с началом промышленной добычи нефти на Юрубчено-Тохомском и Куюмбинском нефтегазовых месторождениях активизируется работа мелких и средних нефтегазовых компаний на распределённом фонде недр, расположенном на перспективных землях Байкитской антеклизы и Катангского мегавыступа, но надежда до настоящего времени остаётся только надеждой.

Региональными и регионально-поисковыми геофизическими работами выделены новые перспективные зоны и крупные участки в бортовых частях Курейской синеклизы и на южном склоне Анабарской антеклизы, которые заслуживают лицензирования и проведения дополнительных геофизических работ и бурения за счёт собственных средств Компании.

Список источников

1. Детков В. А. К 40-летию импульсного источника «Енисей»: вчера, сегодня, завтра / В. А. Детков // Приборы и системы разведочной геофизики. 2021. № 4. С. 78–83.

2. Щадин П. Ю. Импульсные источники «Енисей ВЭМ» для водных акваторий транзитных зон / П. Ю. Щадин, В. А. Богдан // Приборы и системы разведочной геофизики. 2010. Т. 32. № 2. С. 42–48.

3. Фондовые материалы результатов обработки/переобработки, интерпретации/переинтерпретации материалов полевых сейсморазведочных работ МОГТ-3D.



► Сейсмогеологическая модель кембрийской барьерной рифовой системы Якутии

М. А. Кизилова¹, М. А. Масленников²
^{1,2} Новосибирский государственный университет,
¹ АО «СНИИГТuМС»
¹ m.kizilova@g.nsu.ru

В настоящее время одним из наиболее динамично развивающихся нефтегазоносных центров страны является Восточная Сибирь. Строительство нефтепроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) обусловило активное освоение территорий в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) и наращивание ресурсной базы ведущих нефтегазовых компаний. Основные залежи нефти и газа Лено-Тунгусской НГП открыты в подсолевых отложениях рифея, венда и раннего кембрия [1; 2]. В ходе долгой истории изучения и освоения осадочных комплексов Сибирской платформы наибольшее внимание уделялось осадочным комплексам венда и рифея. В пределах отложений кембрийского возраста проводились исследования преимущественно соленосно-карбонатной толщи, которая представляет собой надёжный экран и способствует сохранению древнейших залежей УВ.

Как показывает мировая практика изучения палеобассейнов с карбонатным осадконакоплением помимо подсолевых комплексов, перспективными с точки зрения нефтегазоносности могут быть и отложения органо-генных построек, сформировавшихся в определённых геодинамических условиях. Так, месторождения нефти и газа, приуроченные к ископаемым рифам, выявлены и эксплуатируются в различных регионах мира [3]. Такие рифовые системы обнаруживаются в пределах нефтегазоносного бассейна (НГБ) Персидского залива (Ирак, ОАЭ), Западно-Канадского НГБ, Таримского НГБ (западная часть Китая), а также на территории Волго-Уральской НГП. Поскольку отложения, слагающие органо-генно-рифовые комплексы, имеют неоднородные коллекторские свойства, резервуары УВ приурочены к отдельным проницаемым зонам, имеющим различное положение в пределах органо-генных комплексов. Так, одним из наиболее интересных объектов для поисков УВ в пределах Лено-Тунгусской провинции является кембрийская барьерная рифовая система.



На территории Сибирской платформы зона развития барьерных рифов – Анабаро-Синский фациальный регион (ФР) – протягивается сравнительно узкой полосой (менее 100 км) в северо-западном направлении от среднего течения р. Алдан через реки Лену, Вилюй, Марху и далее на северо-запад, к междуречью Сухарики и Курейки (рис. 1).

В последние годы на территории Лено-Тунгусской НГП и Республики Саха (Якутия) выполнен большой объём региональных геолого-разведочных работ за счёт средств федерального бюджета в пределах Вилюйской гемисинеклизы; существенная доля территории в центральных районах и на южном борту гемисинеклизы уже переведена в распределённый фонд недр. Северо-западный борт также рассматривается в качестве одной из наиболее перспективных зон. В 2018 г. здесь были проведены региональные геофизические работы на Накынской площади, а в 2019 г. – на Ыгыаттинской. Это обуславливает выбор территории исследования (рис. 1) для уточнения геологического строения и выявления новых нефтегазоперспективных объектов.

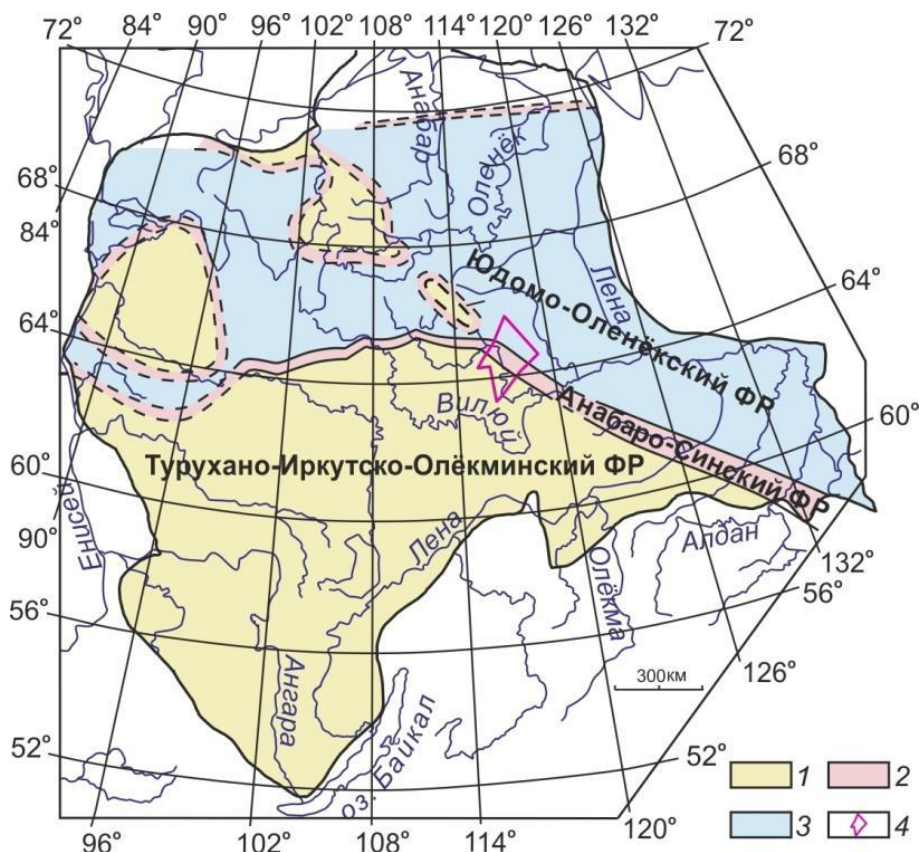


Рис. 1. Фациальная палеогеографическая схема кембрия Сибирской платформы, ботомский, тойонский века раннего кембрия, амгинский век среднего кембрия [4].

Условные обозначения: 1 – внутренний шельф и прибрежная равнина;
2 – отмельно-риффовый край карбонатной платформы; 3 – открытый бассейн;
4 – территория исследования



Практика геофизических работ показывает, что наиболее успешно применяющимся и информативным методом при решении задач в нефтегазовой геологии является сейсмическое профилирование методом общей глубинной точки (МОГТ), которое позволяет с достаточной точностью изучать структурный план и прогнозировать фациальный состав отложений на обширной территории. Как следствие, для создания сейсмогеологической модели кембрийской барьерной рифовой системы и выявления перспективных нефтегазоносных зон наряду с результатами глубокого бурения к исследованию привлекалась информация, полученная при сейсмопрофилировании.

С целью определения положения барьерного рифового комплекса в пределах изучаемой территории была проведена интерпретация данных геофизических исследований 15 глубоких скважин (ГИС). По результатам работы с материалами ГИС и на основании анализа описания керна было установлено, что в районе исследования отложения рифовой системы вскрываются шестью скважинами. Для определения области распространения отложений барьерного рифового комплекса была проведена межскважинная корреляция с построением корреляционных схем по профилям различного простирания. На основании полученных данных было установлено юго-восточное простирание ниже-среднекембрийского рифового барьера в пределах изучаемого района.

Для определения границ распространения и уточнения строения рифового комплекса к исследованию были привлечены данные сейсмопрофилирования МОГТ-2D в объеме 1 600 пог. км. Анализ волновых полей на сейсмических разрезах в совокупности с анализом скважинной информации позволил провести корреляцию отражающих горизонтов (ОГ), соответствующих границам стратиграфических подразделений:

- ОГ *Chuk* – кровля чукукской свиты средне-верхнекембрийского возраста;
- ОГ *H* – кровля ниже-среднекембрийских отложений;
- ОГ *II* – кровля билирской свиты нижнего кембрия;
- ОГ *KV* – кровля терригенного венда.

Прослеживание отражающих горизонтов в пределах всей исследуемой территории обеспечило возможность проведения структурных построений.

Для определения методики анализа сейсмической волновой картины были изучены работы по интерпретации сейсмических данных, областей развития рифовых комплексов в бассейнах со сходными геодинамическими условиями. Наибольшее сходство обстановок образования органогенных построек обнаруживается в Таримском бассейне, где в кембрийское время на периферии карбонатных платформ формировались органогенные рифы (рис. 2).

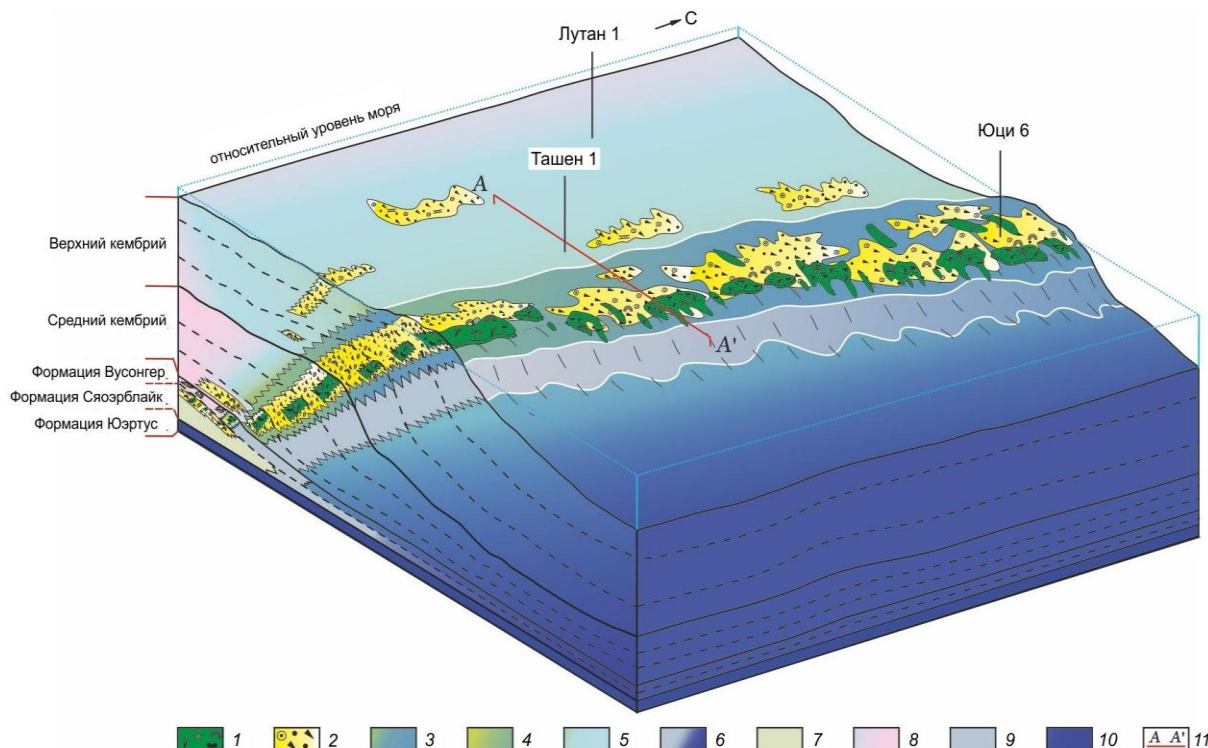


Рис. 2. Модель кембрийских осадочных пород в районе Таше, Таримский бассейн [5], перевод М. Кизилова. Условные обозначения: 1 – органогенные рифы (холмы); 2 – рифовая отмель; 3 – окраина платформы; 4 – открытый бассейн; 5 – ограниченный бассейн; 6 – внешний пологий склон и бассейн; 7 – средний пологий склон; 8 – бассейн с испарением; 9 – склон; 10 – глубоководный бассейн; 11 – профиль временного сейсмического разреза

Так, на основании принципов сейсмической стратиграфии на временных разрезах было выделено несколько сейсмокомплексов (рис. 3).

1. Венд-нижнекембрийский комплекс (ОГ *F – H*), сложенный преимущественно карбонатными породами, характеризующийся выдержанностью динамических характеристик.

2. Нижне-среднекембрийский комплекс (ОГ *H – N*), который включает в себя:

- акустически контрастные галогенно-сульфатно-карбонатные породы в Турухано-Иркутско-Олекминском ФР;
- сложнопостроенные органогенные образования и примыкающий к ним косослоистый комплекс, характеризующиеся сменой типов волнового поля по латерали – от непрерывных отражений зарифовых фаций до прерывистых отражений (рифовые фации), с последующим переходом в наклонно залегающие границы.

3. Средне-верхнекембрийский комплекс терригенно-карбонатных пород (выше ОГ *H* в Турухано-Иркутско-Олекминском и Анабаро-Синском ФР и *Chuk* в Юдомо-Оленекском ФР).

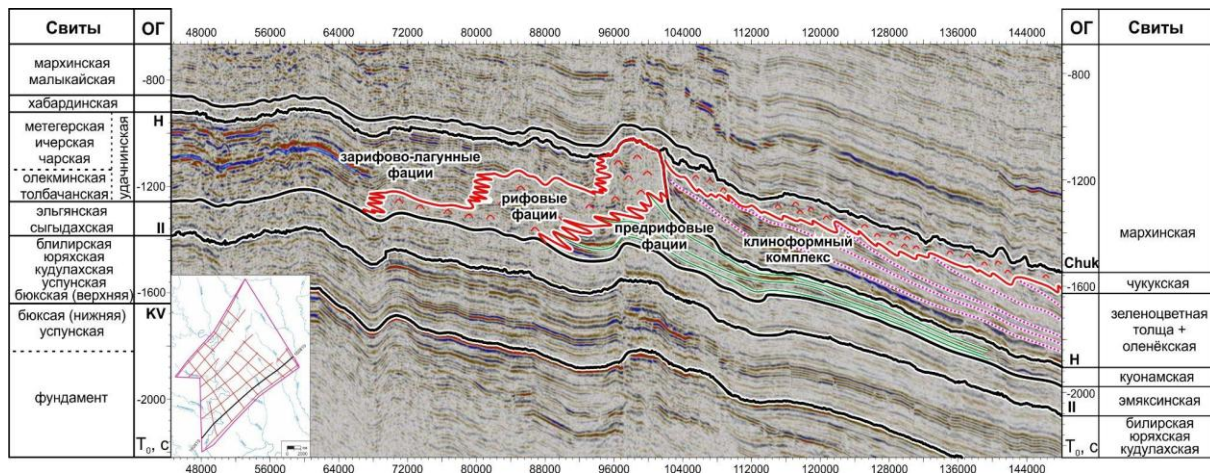


Рис. 3. Сейсмогеологический разрез ниже-среднекембрийских отложений по профилю 180819

По результатам интерпретации временных сейсмических разрезов были построены структурные карты поверхностей, связанных с отражающими горизонтами. Также были получены карты толщин отложений, заключённых между структурными поверхностями. Полученный комплект карт позволил охарактеризовать геологическое строение исследуемого района. Так, карта толщин отложений, заключённых между ОГ II и H, характеризующая изменение мощности ниже-среднекембрийских отложений, подтвердила существование нескольких фациальных регионов в пределах территории исследования. Структурная карта по ОГ H – одновозрастной границе в разных фациальных регионах, объединяющей кровлю метегерской, удачинской и куонамской свиты, – позволила непосредственно определить границу карбонатной платформы в области перехода к глубоководному бассейну. На основании общепринятых представлений о формировании органогенно-рифовых построек на Сибирской платформе внешняя граница их распространения приурочена к краевой части карбонатной платформы. Таким образом, на карте по сгущению изолиний отчетливо выделяется флексуобразный изгиб, к которому и приурочена северо-восточная граница барьерной органогенной постройки.

С целью картирования юго-западной границы распространения барьерного рифового комплекса был проведён динамический анализ волнового поля в пределах распространения рифовых отложений. Была построена карта среднеквадратичных значений амплитуд во временном интервале распространения органогенных построек (ОГ H – H + 200 мс). По характеру распределения амплитуд было установлено, что пакетам с регулярной записью, характеризующим чередование акустически контрастных пород (пластов каменной соли и карбонатов), соответствуют высокие значения среднеквадратичных амплитуд, тогда как в области распространения рифогенного барьера наблюдаются пониженные значения, характеризующие



пакеты с хаотической записью. Таким образом, была закартирована вторая граница барьера.

На основании проведённой межскважинной корреляции, структурных построений, анализа структурных планов и распределений толщин исследуемых отложений, кинематического и динамического анализа волновых полей были закартированы границы распространения кембрийского барьерного рифа. Также данная работа позволила получить данные, которые в дальнейшем могут использоваться для оценки перспектив нефтегазоносности рифовой системы Якутии.

Список источников

1. Масленников М. А. Перспективы нефтегазоносности кембрийских барьерных рифовых систем Сибирской платформы в свете новых геолого-геофизических данных / М. А. Масленников, С. С. Сухов, П. Н. Соболев и др. // Геология нефти и газа. 2021. № 4. С. 29–50.

2. Парфенова Н. М. Нефтяной потенциал Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / Н. М. Парфенова, Л. С. Косякова, Е. Б. Григорьев и др. // Вести газовой науки. 2021. № 2 (47). С. 63–80.

3. Еременко Н. А. Геология нефти и газа / Н. А. Еременко; под ред. С. П. Максимова. М.: Недра, 1968. 385 с.

4. Сухов С. С. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. Т. 1: Стратиграфия / С. С. Сухов, Ю. Я. Шабанов, Т. В. Пегель и др. ИНГГ СО РАН, 2016. 497 с.

5. Huang Y. Depositional Evolution History and Formation Mechanism of Cambrian Carbonate Platforms in Tahe Area: Insights from Stratigraphic Forward Modeling / Y. Huang, T. Duan, T. Fan et al. // ACTA Petroel Sinica. 2022. Vol. 43. No. 5. Pp. 617–636.



► Карбонатные комплексы рифея западной окраины Сибирского кратона

В. С. Парасына¹, О. В. Гутина²

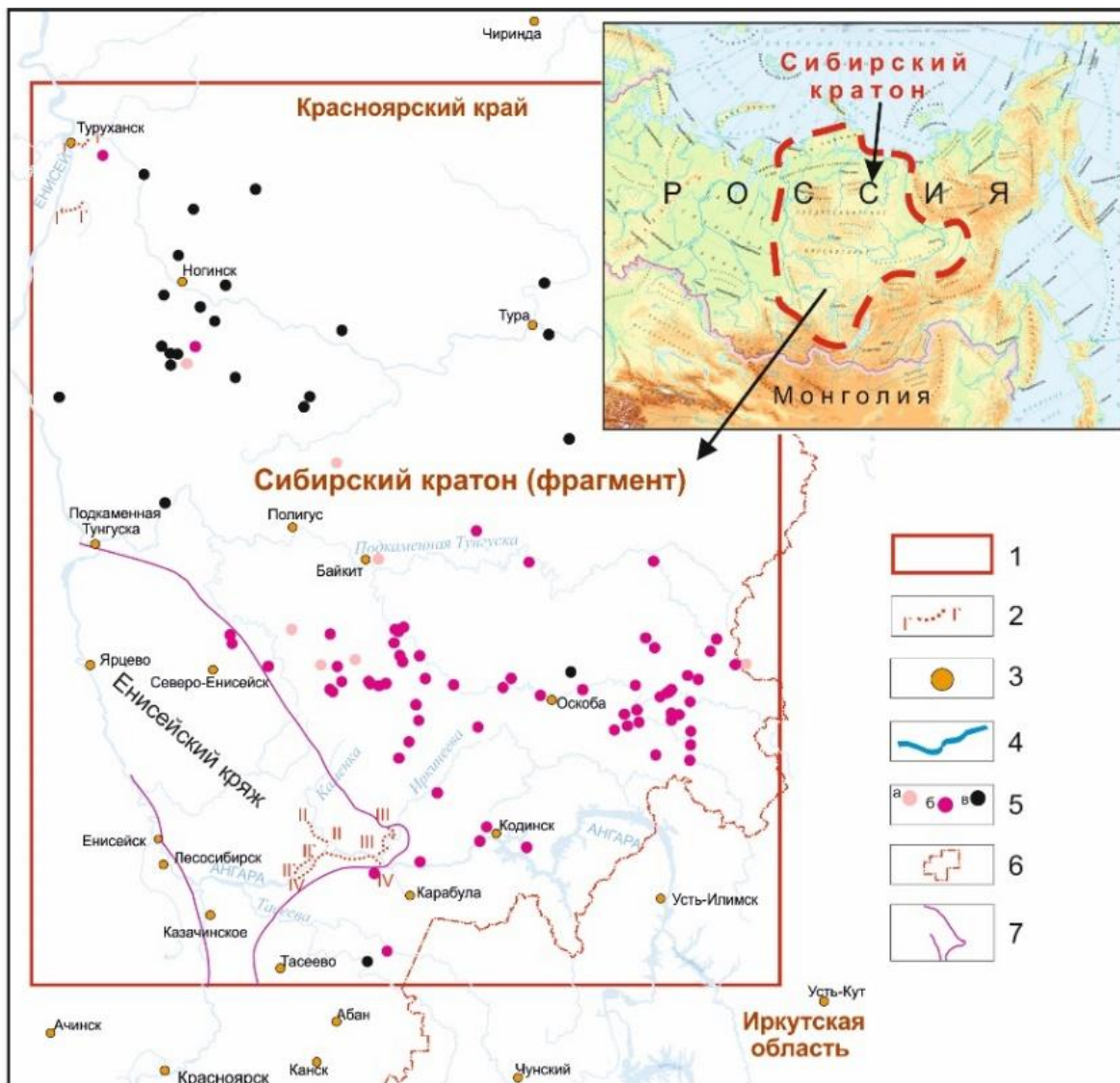
^{1,2} Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт

¹ victorparasyna@mail.ru, ² ovgutina@mail.ru

Уникальный рифейский комплекс западной части Сибирского кратона, изучаемый уже не одно десятилетие, до настоящего времени так и остаётся не до конца изученным и освоенным. Авторы не претендуют на то, что поставили последнюю точку в его изучении. Они только изложили своё видение и мнение по некоторым вопросам, исследованием которых занимались долгие годы в пределах вышеуказанной территории. Многовариантность моделей структурно-тектонического строения, стратификации отложений, седиментационных условий и типов коллекторов связана в основном с низкой, региональной стадией изученности, разрозненностью подходов, не комплексным подходом к изучению сложно построенного рифейского комплекса.

Территория исследований карбонатных комплексов рифея охватывает междуречье Нижней, Подкаменной Тунгусок и Ангары, где отложения рифея зафиксированы в естественных обнажениях и вскрыты глубокими скважинами на нефтегазопромысловых площадях. Сибирский кратон – так ряд исследователей называют Сибирскую платформу. Этот древний континент расположен в самом сердце современной Сибири и соответствует современному Центрально-Сибирскому плато (рис. 1).

Интерес к карбонатным рифейским комплексам западной части Сибирского кратона проявляется в связи с их продуктивностью на ряде открытых уникальных и крупных месторождений нефти и газа. Рифейское карбонатообразование не имеет существенных отличий от карбонатообразования любого другого периода геологического времени. Отмечена лишь одна особенность карбонатных рифейских пород – «скудность» палеонтологических остатков. В карбонатных разрезах рифея Туруханского, Енисейского, Куюмбинского и Катангско-Чадобецкого фациальных районов преобладают органогенные породы, биостромы и биогермы. Они формировались преимущественно в прикратонных и (или) перикратонных впадинах, в пределах мелководных литоральной и неритовой областей. Такое карбонатообразование характерно для верхов среднего рифея. Породы смешанного (глинисто-карбонатного) состава, присутствующие в разрезах, отлагались преимущественно в областях интенсивного прогибания в верхнерифейское время.



Условные обозначения: 1 - общая площадь исследований западной части Сибирского кратона; 2 - геологические маршруты, год проведения: I-I' - р. Нижняя Тунгуска, 2016; I'-I' - р. сухая Тунгуска, 2016; II-II' - р. Каменка, 2017; II'-II' - р. Ангара, 2017; III-III' - р.р. Нижняя Тера, Иркинеева, 2018; IV-IV' - р. Ангара, 2019; 3 - населенные пункты; 4 - гидросеть; 5 - глубокие скважины, вскрывшие: а) фундамент, б) рифей, в) другое; 6 - административная граница Красноярского края; 7 - граница Енисейского края

Рис. 1. Обзорная схема района исследований западной части Сибирского кратона

При оценке перспектив нефтегазоносности важным фактором является тектоническое строение территории, которое изучалось геолого-геофизическими методами (потенциальные поля, сейсморазведка, глубокое бурение). Пострифейские тектонические движения сформировали иной структурно-тектонический облик рифейского комплекса. Для него характерно сложное блоковое строение, созданное разломной тектоникой – сбросового или взбросового типа. В целом территория прошла стадии развития от геосинклинальной до платформенной. На исследуемой площади выделяется ряд положительных структур – Байкитская антеклиза с Бахтинским выступом и Камовсим сводом, Катангский мегавыступ, являющийся



составной частью Непско-Ботуобинской антеклизы. А также ряд отрицательных структур – Иркиннеево-Чадобецкий авлакоген (рифт), Ангаро-Котуйский грабен-рифт, Приенисейский прогиб. В пределах выделенных структур поиски нефти и газа должны быть «выстроены» по-разному. Предложены авторские структурно-тектонические модели Юрубченского и Куюмбинского нефтегазовых месторождений.

В работе даны литолого-стратиграфические характеристики докембрийского разреза, распространённого на огромной (более 3 тыс. км) территории в юго-западной части Сибирской платформы, охватывающей две фациальные области – Енисейско-Присаянскую и область внутренних районов платформы, включающую несколько фациальных районов – Туруханский, Енисейский, Куюмбинский, Катангско-Чадобецкий и др. По каждому фациальному району составлены сводные разрезы с использованием литологических, биостратиграфических, геохронологических, литологических, литогеохимических, палеомагнитных и каротажных характеристик пород. Во всех разрезах рифея присутствуют три эротемы – нижняя, средняя и верхняя.

Детальная литолого-стратиграфическая характеристика отложений рифейского комплекса наглядно демонстрирует наличие карбонатных осадков средне-верхнерифейского возраста во всех исследуемых разрезах.

Сделан вывод, что во всех фациальных районах среднерифейский период осадконакопления завершается началом карбонатообразования и появлением первых органогенных отложений – в основном это пластово-строматолитовые доломиты, реже известняки (свиты сухотунгусская, аладьинская, юрубченская). Пластовые строматолиты образуют биостромы, которые имеют большую мощность и протяжённость (аладьинская, юрубченская свиты).

Расцвет органогенных карбонатных разностей происходит в верхнем рифее. Появляются столбчатые, ветвящиеся разности строматолитов, образующие биогермные массивы (биогермы) (рис. 2).

В этот период карбонатные отложения рифея характеризуются обратной намагниченностью, что свидетельствует о перестройке магнитного поля Земли.

Карбонатные породы во всех фациальных зонах соответствуют карбонатной органогенной, реже глинисто-карбонатной формациям, сформировавшимся в пределах карбонатного шельфа (платформы).

Многочисленные перерывы в рифейское время способствовали формированию коллекторов, с которыми связаны Юрубченское и Куюмбинское месторождения.

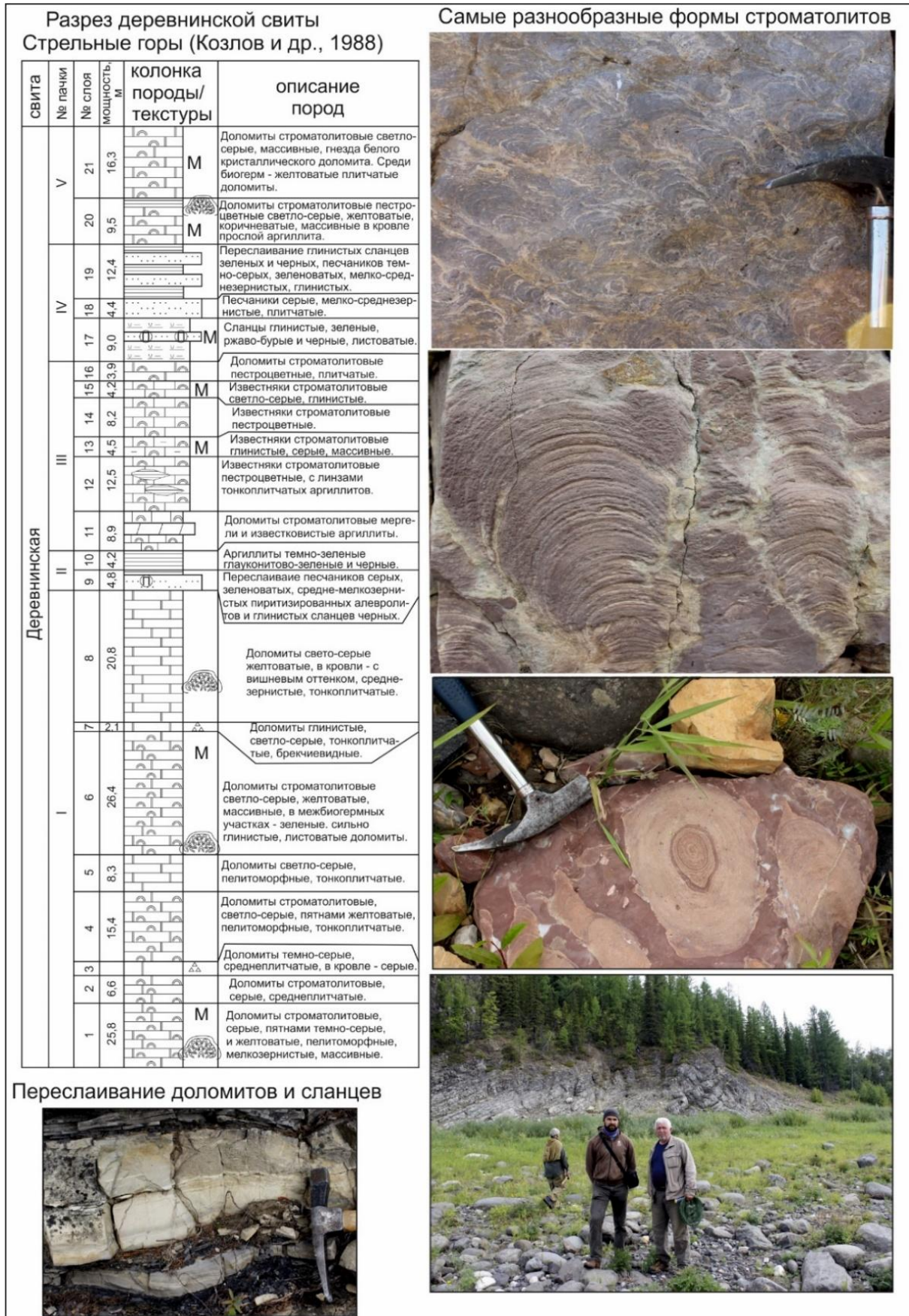


Рис. 2. Обнажение деревяннинской свиты, р. Нижняя Тунгуска, Стрельные горы (обнажение «Строматолитовый рай», обн. т. 10/1)



Анализ полученных литолого-стратиграфических характеристик рифейского комплекса по Туруханскому, Енисейскому, Куюмбинскому, Чадобецко-Катангскому фациальным районам выявил в них некоторые черты сходства и различия, на основании которых выполнено сопоставление рифейских разрезов складчатого обрамления и внутренних районов Сибирского кратона.

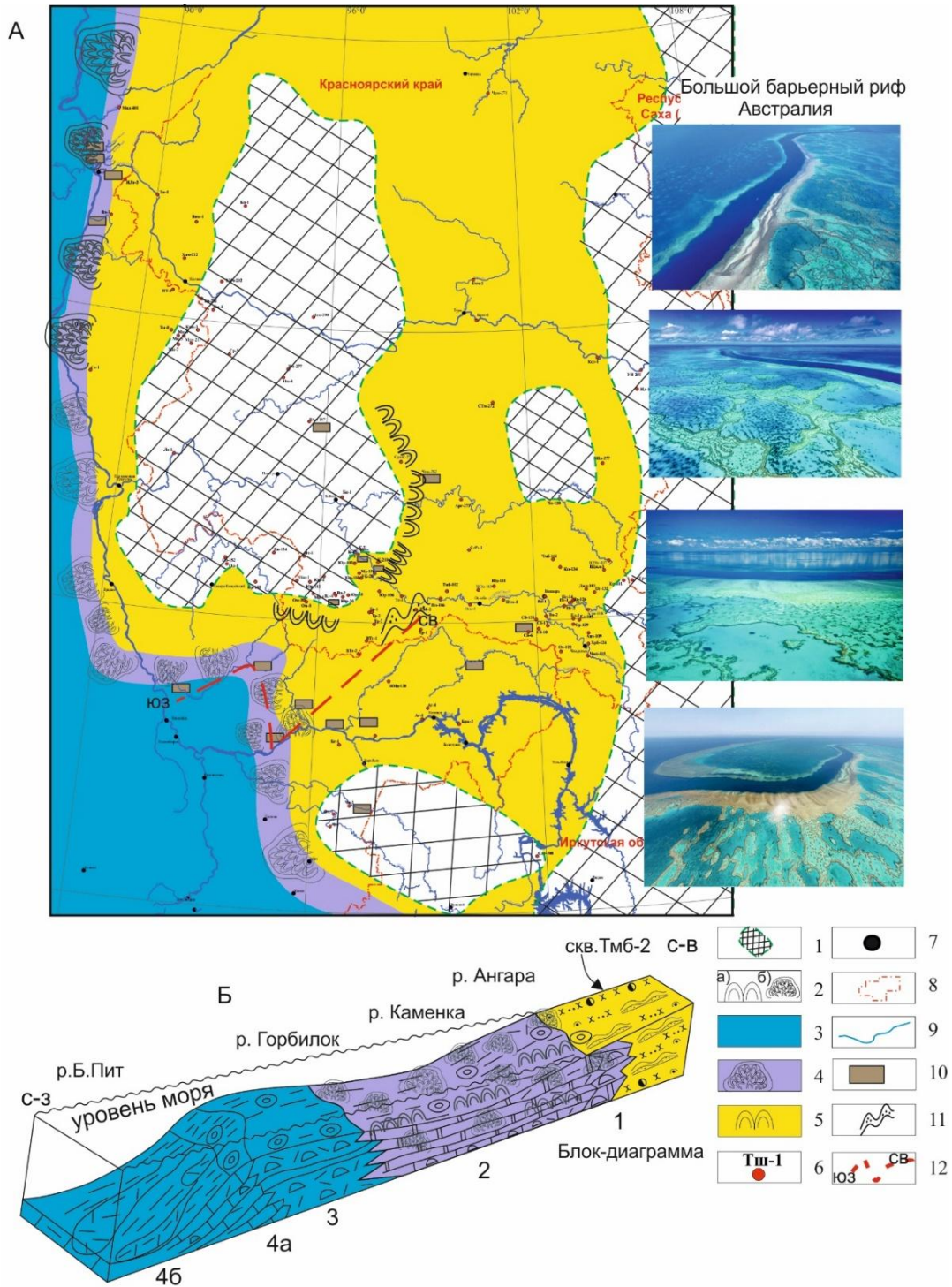
Комплексное использование геохронологических, палеонтологических, литогеохимических, литмологических, палеомагнитных, сейсмических характеристик позволяет надёжно, по мнению авторов, выполнить корреляцию разрезов рифея внутренних районов и обрамления, предложить свой вариант корреляционной схемы. Представлен авторский вариант уточнённой схемы фациального районирования, необходимой для прогноза перспективных зон нефтегазонакопления, с объединением Чадобецкого и Катангского фациальных районов в Чадобецко-Катангский фациальный район.

Создание седиментационных моделей рифейских карбонатных отложений по отдельным стратиграфическим уровням позволяет определить площадь распространения бассейна седиментации. В среднерифейский период (сухопитское время) морской бассейн занимал только западную часть территории, а большая её часть являлась областью денудации. Сухопитское время ознаменовалось появлением первых карбонатных пород органического происхождения, формирующих тела биогерм и биостром.

В верхнерифейское время площадь морского бассейна существенно увеличилась на восток и северо-восток. Усложнилось строение строматолитовых образований. Формируется Джурско-Деревнинский барьерный риф, имеющий сходство с современным Большим барьерным рифом Австралии по протяжённости, мощности и ширине (рис. 3).

Карбонатные осадки формировались в пределах мелководного шельфа от нижней до верхней сублиторальных зон, с периодами седиментации в зоне литорали и супралиторали. Редко бассейн седиментации опускался в зону континентального склона.

Наряду с этим наличие глинисто-карбонатных пород свидетельствует о высокой тектонической активности и частой смене режима осадконакопления. Присутствуют отложения доманикоиды.



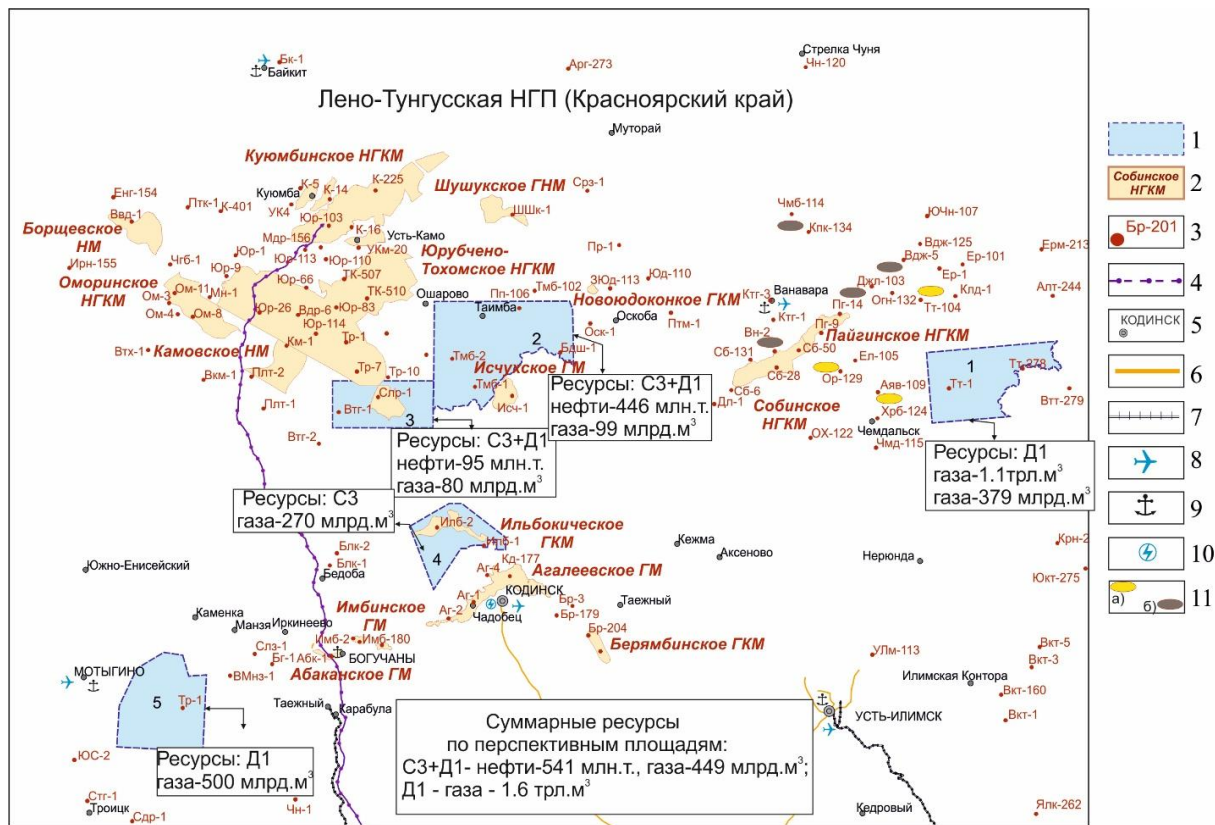
Условные обозначения: А. 1 - отсутствие осадков девонского времени; 2 - биогермы: а) мелкие, одиночные, береговые рифы, б) крупные, барьерный риф; Фации: 3 - линисто-карбонатные глубокого шельфа, нижней сублиторали; 4 - глинисто-органогенно-карбонатные мелкого шельфа, верхняя сублитораль, Деревнинско-джурский барьерный риф; 5 - карбонатно-песчаные, береговые валы, литорали, приливно-отливная равнина (зарифовая лагуна), береговые рифы (окоймляющие); 6 - глубокие скважины; 7 - населённые пункты; 8 - административные границы; 9 - гидросеть; 10 - выходы осадков времени линок на дневную поверхность и вскрытых скважинами; 11 - осадки береговых валов в р-н скв. Таимбинской-2; 12 - линия пространственного положения диаграммы. Б. 1 - приливно-отливная равнина, 2 - полуизолированная карбонатная платформа (шельф, нижняя и верхняя сублитораль), 3 - окраина карбонатной платформы (шельф, нижняя сублитораль), 4а - верхнесклоновые, 4б - нижнесклоновые и бассейновые

Рис. 3. Седиментационная модель (а) и блок-диаграмма (б) осадков девонского времени (деревнинская, джурская, териновская, долготинская, кулиндинская свиты), низы верхнего рифея



Уточнена принципиальная модель коллекторов в зависимости от литологического состава, наличия и влияния перерывов в осадконакоплении. Диаклазовые (трещинные) коллекторы развиваются по хемогенным породам (рис. 4). Лептоклазовые (трещинно-каверновые) коллекторы формируются по строматолитовым разностям. Эндоклазовые коллекторы (диагенетические трещины) развиваются по глинистым породам. Для комплексного изучения коллекторов использован весь арсенал методов и методик, существующий в настоящее время. Изученность рифейского комплекса западной части Сибирского кратона находится на региональной стадии. Но даже при такой изученности на ряде перспективных площадей возможно значительное увеличение ресурсов нефти (до 541 млн т) и газа (1,5–2 млрд м³) (рис. 5). Сложное структурно-тектоническое строение рифейского комплекса отражается на формировании ловушек. Прогнозируются комбинированные ловушки – структурного, массивного, рифогенного, блокового типов в пределах крупных сводовых поднятий. Неструктурные ловушки можно ожидать на склонах сводовых поднятий с комбинированными типами залежей – литологическими, эрозионными, стратиграфическими.

Прогнозируется наличие внутририфейских залежей в рифейском комплексе зоны Ангарских складок и её склонов.



Условные обозначения: 1 - Перспективные площади: 1 Тэтэрская, 2 Таимбинская, 3 Салаирская, 4 Ильбокичская, 5 Троицкая; 2 - месторождения; 3 - глубокие скважины; 4 - нефтепроводы; 5 - населенные пункты; 6 - автомобильные дороги; 7 - железная дорога; 8 - аэропорт; 9 - речной порт; 10 - ГЭС; 11 - скважины промышленным притоками нефти (а) и газа (б)

Рис. 5. Обзорная схема месторождений и перспективных площадей юго-западной части Лено-Тунгусской НПП (Красноярский край)



► **Особенности локализации ловушек ачимовской толщи и специфика прогноза коллекторов по данным 3D-сейсморазведки на поисково-разведочной стадии ГРП (на примере клиноформ юга Тюменской области)**

О. В. Елишева¹, Н. В. Сильнягина²

^{1,2} ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

¹ ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. На территории Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ) ачимовская толща неокомских отложений считается сложным объектом не только для разработки в ней залежей УВ, но и для выявления в ней новых скоплений УВ. Практически все специалисты, работающие на поисково-разведочной стадии ГРП, сталкиваются с большим кругом проблем, которые не всегда удаётся корректно решить. Это обусловлено тем, что в своей работе они вынуждены использовать подходы, которые были детально отработаны ещё в 1990-х гг., на материалах профильных сейсмических работ МОГТ-2D, которые методически перешли при работе с площадными локальными сейсмическими работами МОГТ-3D. В отличие от северных и центральных регионов ЗСБ, где применение этих подходов особых проблем до сих пор не вызывает, на периферийных территориях бассейна, где поисково-разведочное бурение (ПРБ) сопряжено с высокими геологическими рисками, не всегда удаётся корректно их использовать. Для повышения успешности выявления новых залежей УВ в ачимовских отложениях в работе предложен современный подход к прогнозу коллекторов в этом интервале разреза по данным 3D-сейсморазведки и геометризации ловушек в ачимовской толще на периферийных территориях ЗСБ на поисковой стадии ГРП.

Введение. Уватский регион юга Тюменской области относится к периферийным территориям Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ). Интервал доказанной нефтеносности составляет от доюрского интервала разреза до нижнемеловых отложений включительно. Основная доля ресурсов углеводородов (УВ) сосредоточена в юрской части разреза, в пластах Ю₂–Ю₄ тюменской свиты. До 20 % УВ-потенциала территории приходится на неокомский интервал разреза, при этом 60 % из них приходится на пласты ачимовской толщи усть-балыкской (АчБС₆–АчБС₉) и сортымской (АчБС₁₀₋₁₁) свит [1].

Нефтеносность ачимовской толщи на территории Увата уже доказана в центральных и частично западных районах, где залежи открыты на Северо-Демьянском, Немчиновском, Кальчинском, Радонежском и группе Кеумских месторождений (рис. 1).

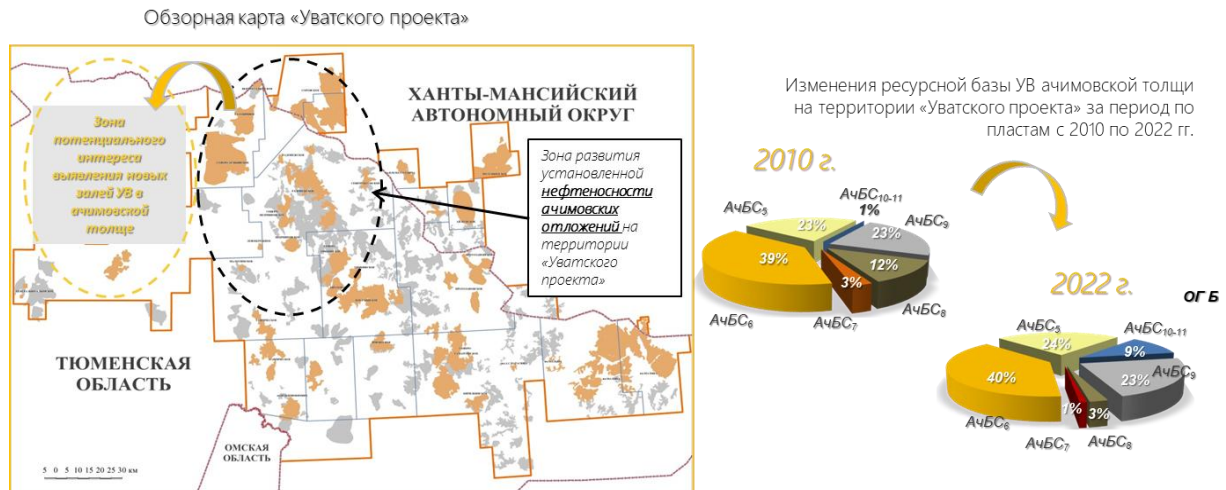


Рис. 1. Распределение залежей УВ в ачимовской толще на площадях Уватского района юга Тюменской области

Для выявления новых залежей УВ в ачимовской толще западных районов Уватского региона существует ряд положительных факторов:

- увеличение за последние 10 лет проведения ГРП объёма ресурсов УВ в пластах АЧБС₅, АЧБС₆, АЧБС₇ усть-балыкской свиты;
- наличие в западных районах Увата зон «аномального строения» баженовской свиты (потенциальные пути миграции УВ);
- близость западных территорий к «Салымскому» очагу нефтегазообразования;
- наличие выявленных на региональном этапе ГРП потенциальных объектов (ловушек) в ачимовской толще в пластах БС₄–БС₅ усть-балыкской свиты.

Подход локализации ловушек ачимовской толщи на основе материалов МОГТ-2D. Долгие годы на территории ЗСБ на поисковой стадии ГРП при выявлении и локализации ловушек в интервале ачимовской толщи использовался подход на основе выделения двух границ – «бровок шельфа» и «подножия склона» [2; 3].

Основой данной методики является генетический подход, при котором геологи опираются на восстановление условий осадконакопления коллекторов. Практически все специалисты в Западной Сибири, которые работают с объектами ачимовской толщи, используют модель формирования ачимовских отложений в виде глубоководных турбидитовых конусов выносов, зона концентрации которых считается у подножия шельфовой террасы [4].

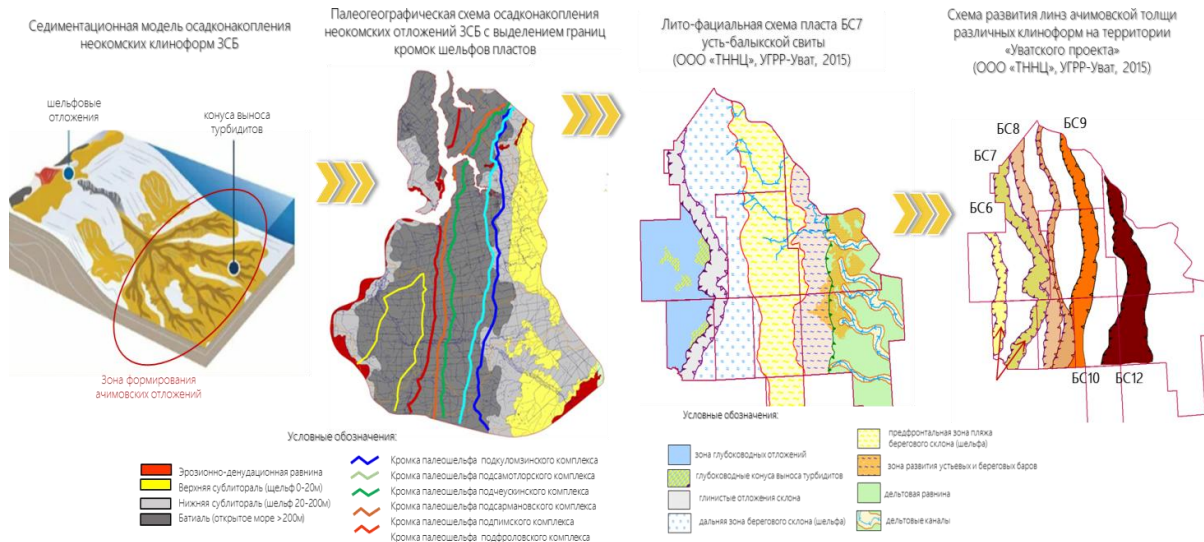


Рис. 2. Методический подход локализации ловушек ачимовской толщи по данным профилей региональных сейсмических работ МОГТ-2D

С 1990 по 2000 г. при использовании данного подхода разными коллективами авторов на материалах региональных работ МОГТ-2D были построены региональные палеогеографические карты неокомских отложений на всю территорию ЗСБ, где были закартированы границы бровок шельфов продуктивных пластов усть-балыкской и сортымской свит неокома. Региональные карты являлись основой построения литофациальных карт зонального и локального уровней, в рамках которых границы «бровок шельфа» пластов и «подножий склонов» существенно детализировались. Итогом таких построений являлись схемы зон развития ачимовских отложений в пределах фондоформной части клиноформ.

Согласно данному подходу, в ачимовской толще обычно выделяют три типа ловушек. Самый распространённый из них – структурно-литологические ловушки. Для их выделения используются две границы: т. н. «подножие склона» (граница, которая используется в качестве линии условной глинизации) и замыкающая изолиния (как структурный фактор). Ко второму типу относят генетически такие же ловушки, с той лишь разницей, что они осложнены разрывными нарушениями (т. н. ловушки с блоковым строением). На территории Увата такой тип ловушек выявлен на Северо-Демьянской площади. И третий тип ловушек, напрямую связанный с генетической природой, – это чисто литологические ловушки. Параметризацией в плане таких объектов служат границы тел конусов выносов турбидитов. На поисковой стадии ГРП такой тип ловушек выделяется редко, т. к. существует ряд сложностей, обусловленных тем, что границы конусов выносов тяжело локализируются по сейсмическим материалам МОГТ-2D и -3D, т. к. оба типа съёмки имеют определённую разрешающую способность.

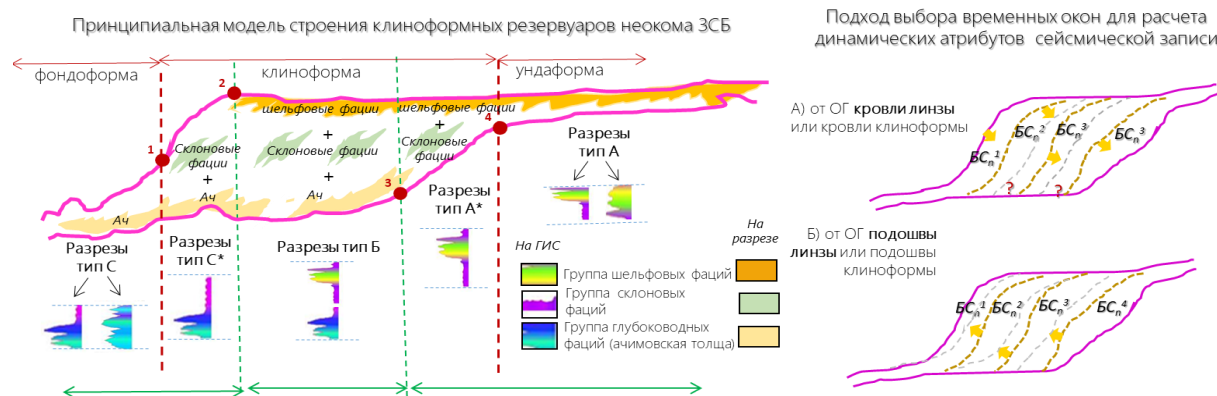


Рис. 3. Специфика стратификации неокомских клиноформ ЗСБ под задачи сейсмогеологического моделирования и прогноза коллекторов по данным МОГТ-3D

Например, при анализе срезов амплитудных и частотных атрибутов, карт сейсмофаций разрезы типа А и типа А* будут попадать в схожие, точнее единые аномалии (это касается и разрезов типа С и типа С*). Поэтому для корректного прогноза коллекторов по сейсмическим данным клиноформные резервуары необходимо условно делить на пять геологических типов разрезов, которые объединяются по аномалиям атрибутов в три *сейсмо*фациальные зоны.

Учитывая пространственное положение в пределах клиноформных резервуаров ачимовских коллекторов, на поисковом этапе ГРП целесообразнее выбирать временное окно от подошвы резервуара. При таком подходе ловушке удаётся прогнозироваться не только в фондоформной, но и в ортоклиноформной части.

Методика прогноза коллекторов по данным 3D-сейсморазведки и особенности локализации ловушек ачимовской толщи на поисковом этапе ГРП. На рис. 4 представлен подход, согласно которому стратификация неокомских клиноформ на разные структурно-фациальные зоны выполняется путём выделения четырёх границ (на рисунке это точки 1–4), которые разделяют клиноформу на пять геологических типов разрезов. Установление границ фациальных зон, в пределах которых далее проводится интерпретация сейсмических данных, выполняется на основе двух карт толщин: первая карта изопахит ОГ Б (или ОГ М) до ОГ кровли клиноформы (точки 1 и 2) и вторая карта изопахит от ОГ Б до ОГ подошвы клиноформы (точки 3 и 4).

Выделенные четыре границы используются для установления особенностей строения типов разрезов путём наложения этих границ на карты: а) общих толщин клиноформы; б) динамических атрибутов. При таком подходе важным является расчёт динамических атрибутов от ОГ подошвы клиноформы.



У становление границ (1 2 3 4) зон, в пределах которых проводится интерпретация разных типов разрезов, выполняется на основе двух карт толщин – от ОГ Б (или ОГ М) до ОГ кровли клиноформы и от ОГ Б до ОГ подошвы клиноформы

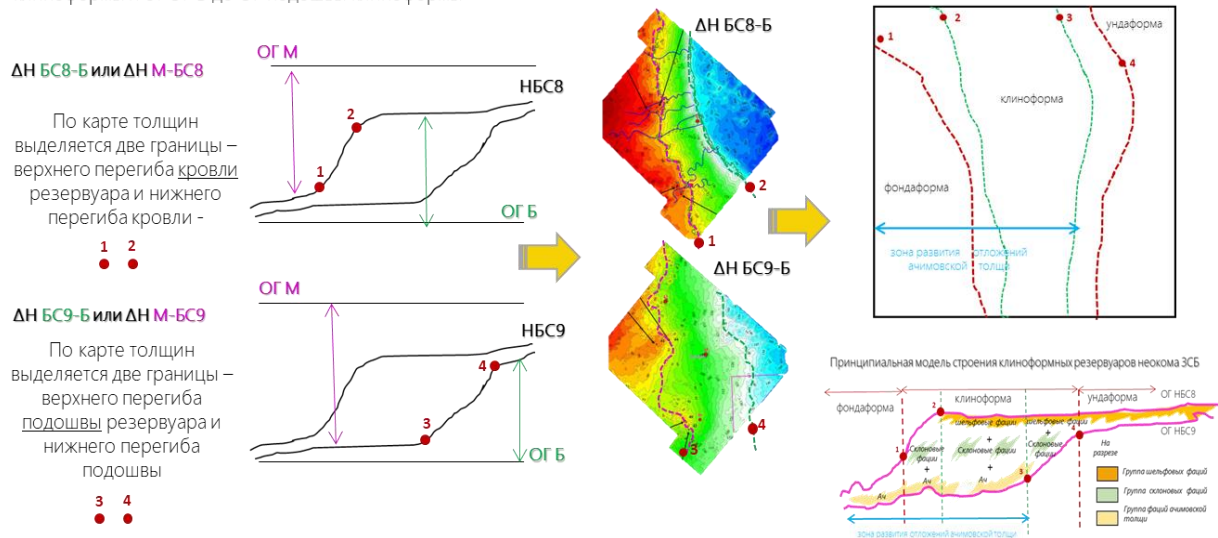


Рис. 4. Методика прогноза коллекторов по данным 3D-сейсморазведки и особенности локализации ловушек ачимовской толщи на поисковом этапе ГРП

Выводы. Опыт выявления залежей УВ в интервале неокомских отложений в западных и центральных районах Уватского региона показал, что основные депоцентры коллекторов ачимовской толщи сконцентрированы в ортоклиноформных частях неокомских клиноформ.

При такой площадной локализации коллекторов ачимовской толщи в пределах клиноформ использование на поисковой стадии ГРП методики на основе выделения границ «бровок шельфа» и «подножия склона» с параметризацией структурно-литологических ловушек в фондоформной части клиноформ может приводить к заложению проектных скважин на крайние части глубоководных конусов выносов, что может снижать успешность ПРБ.

На поисковой стадии ГРП при выделении ловушек в пределах неокомских клиноформных резервуаров целесообразно делить клиноформы на структурно-фациальные зоны с выделением по площади минимум четырёх границ, разделяющих клиноформы (в зависимости от их морфологии) на пять типов разрезов.

Важным при прогнозе коллекторов по данным 3D-сейсморазведки является необходимость учёта объединения некоторых разрезов между собой для геологической интерпретации сейсмических данных.

На поисковой стадии ГРП для полного охвата территории развития коллекторов ачимовской толщи целесообразно выбирать для расчёта временные окна не от нижней границы клиноформных резервуаров, которая соответствует кровле нижележащего пласта.



Список источников

1. Елишева О. В. Адаптация методологии поиска новых залежей УВ в юрском и неокомском интервалах разреза на лицензионных участках Увата результатам ГРП 2015–2019 гг. / О. В. Елишева и др. // Нефтяное хозяйство. 2020. № 12. С. 2–7.

2. Корнев В. А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири) / В. А. Корнев // Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. 374 с.

3. Нежданов А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных // Курс лекций / А. А. Нежданов. Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. 133 с.

4. Мкртчян О. М. Сейсмогеологические предпосылки развития геолого-разведочных работ в верхнеюрско-неокомской толще латерального наращивания Западной Сибири / О. М. Мкртчян // Геология нефти и газа. 1994. № 6.



► **Опыт технологического контроля ИСО кинематической обработки.
Влияние недостаточного интерпретационного контроля
на результаты структурных построений**

*Р. М. Шуковский¹, И. В. Волкова², М. И. Амбросимова³, А. Н. Геништа⁴,
А. В. Чаплыгин⁵, В. С. Мажоров⁶, А. С. Мерзликина⁷*
^{1,2,3,4,5,6,7} АО «ИГиРГИ»

¹ ShchukovskyRM@igirgi.rosneft.ru

Коллектив авторов на протяжении пяти последних лет осуществляет сопровождение проектов по обработке и интерпретации данных сейсморазведочных работ. Технологический и методический контроль проектов осуществляется на лицензионных участках ПАО НК «Роснефть», расположенных во всех основных нефтегазоносных провинциях РФ. За эти годы на этапах обработки сейсморазведочных данных 3D было выявлено большое количество проблем, часто обусловленных специфическими геолого-геофизическими условиями. Авторами выработаны и предложены оптимальные пути их решения. Зачастую одним из основных факторов, оказывающих влияние на успешность ПРБ, является точность структурных построений, которая напрямую зависит от корректности кинематического решения итогового сейсмического куба.

Целью данного доклада является демонстрация необходимости интерпретационного сопровождения обработки сейсмических данных, а также типичных сложностей получения итогового куба с корректным кинематическим решением в различных геолого-геофизических условиях. Авторами последовательно рассмотрены основные этапы типичного графа обработки проекта СРР. Приведены как положительные примеры, так и отрицательные, когда отсутствие интерпретационного контроля или формальное его выполнение привело к определённым проблемам, негативно повлиявшим на качество результирующего волнового поля. В работе приведены основные инструменты интерпретационного контроля, которые, по мнению авторов, необходимо применять на том или ином этапе обработки. Даны практические методические решения, позволяющие успешно контролировать итоговое кинематическое решение волнового поля (рис. 1).

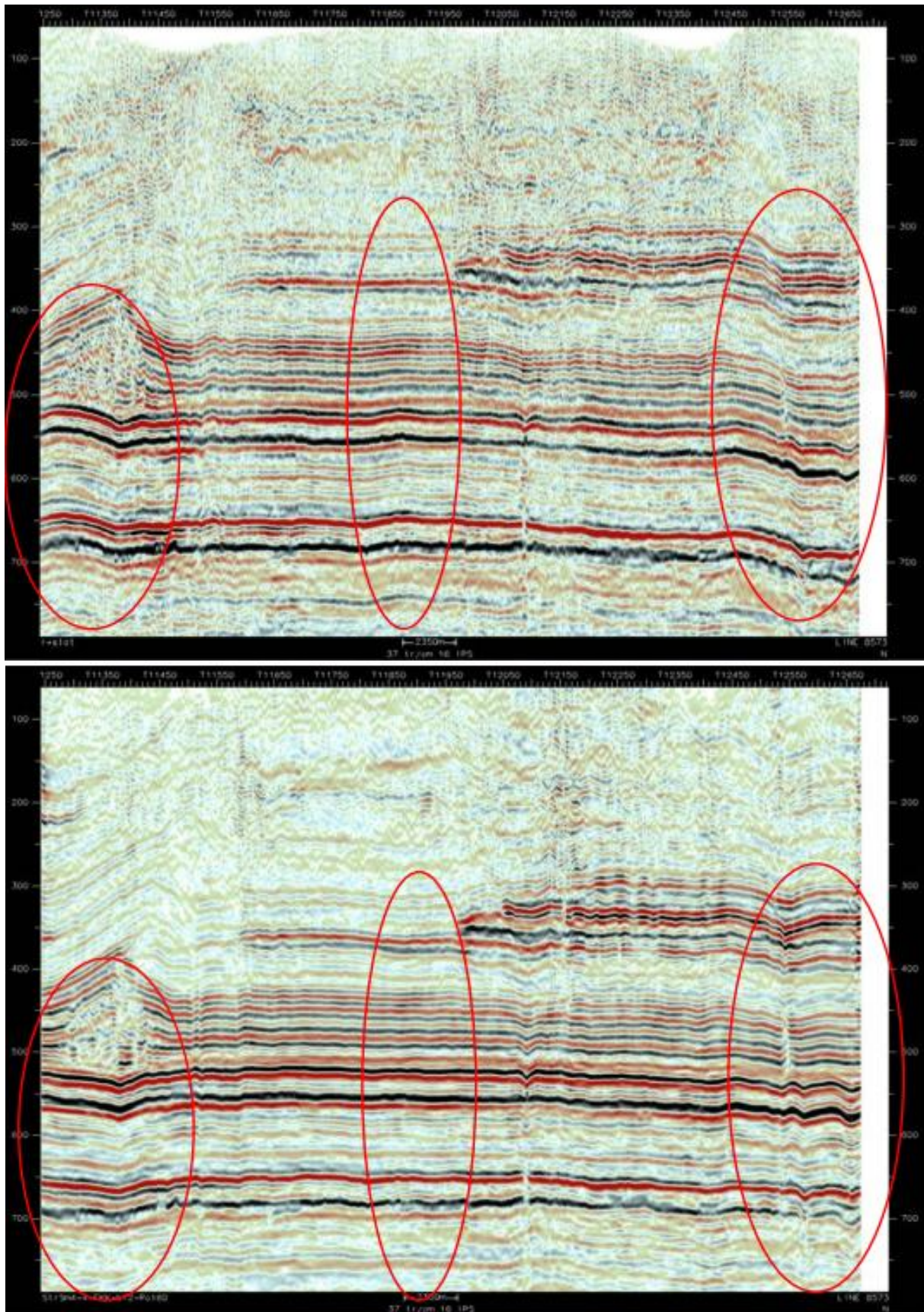


Рис. 1. Фрагмент временного разреза архивной обработки 2013 г. (сверху) и переобработки 2022 г. (снизу) с интерпретационным контролем. Красными овалами показаны места с максимальным отличием кинематики итоговых волновых полей



► 200 успешных скважин, пробурённых с сейсмогеологическим сопровождением на Ванкоре

А. В. Садчикова¹, У. В. Орлова², И. И. Дерюгин³

^{1,2} ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»,

³ ООО «РН-Ванкор»

¹ SadchikovaAV@knipi.rosneft.ru, ² OrlovaUV@knipi.rosneft.ru, ³ ii_deryugin@vn.rosneft.ru

Сегодня разработка любого месторождения не может обойтись без сейсморазведки, которая даёт прирост информации как в отношении геометрии, так и в отношении свойств пластов при построении геологической модели месторождений. Достигнутый к настоящему времени уровень вычислительных мощностей и качества съёмки сейсморазведки позволяет специалистам применять сейсмические данные на этапе разработки месторождений для решения точечных задач планирования заложения скважин, что ещё 10 лет назад было сложно представить.

В качестве примера для применения сейсмогеологического подхода при планировании бурения выбрано Ванкорское месторождение, расположенное на северо-востоке Западной Сибири, в Красноярском крае.

Главным объектом разработки месторождения являются пласты Як-III–VII яковлевской свиты, в которых сосредоточен наибольший объём запасов.

Процесс формирования яковлевской свиты (пласты Як-III–VII) проходил в континентальных условиях осадкообразования. Отложения яковлевской свиты представлены аллювиальным комплексом. Пласты Як-III–VII характеризуются неоднородным строением, обусловленным сочетанием различных типов отложений, соответствующих генетически связанным фациям спрямлённых русел, меандрирующих русловых отмелей (побочней) и песков пойменных разливов. Такое сложное геологическое строение приводит к тому, что модель пластов Як-III–VII, построенная геостатистическими алгоритмами (последовательное гауссово моделирование и т. д.), не всегда соответствует реальности. Особенно проблема прогноза распространения коллекторов и ФЕС актуальна для частей залежи, плохо изученных бурением. В то же время подобные участки зачастую являются наиболее перспективными для бурения.

Для повышения эффективности ввода новых скважин и зарезок бокового ствола на пласт Як-III–VII используется сейсмический куб акустического импеданса (далее – АИ), значения которого напрямую связаны с литологией и ФЕС резервуара.



Разработка инструмента для прогноза свойств пласта Як-III–VII. Петрофизическое обоснование сейсмической инверсии. При изучении пласта Як-III–VII выполнено построение гистограмм распределений упругих свойств для литотипов, слагающих разрез, с целью определения возможности разделения коллекторов и неколлекторов в поле упругих параметров (рис. 1).

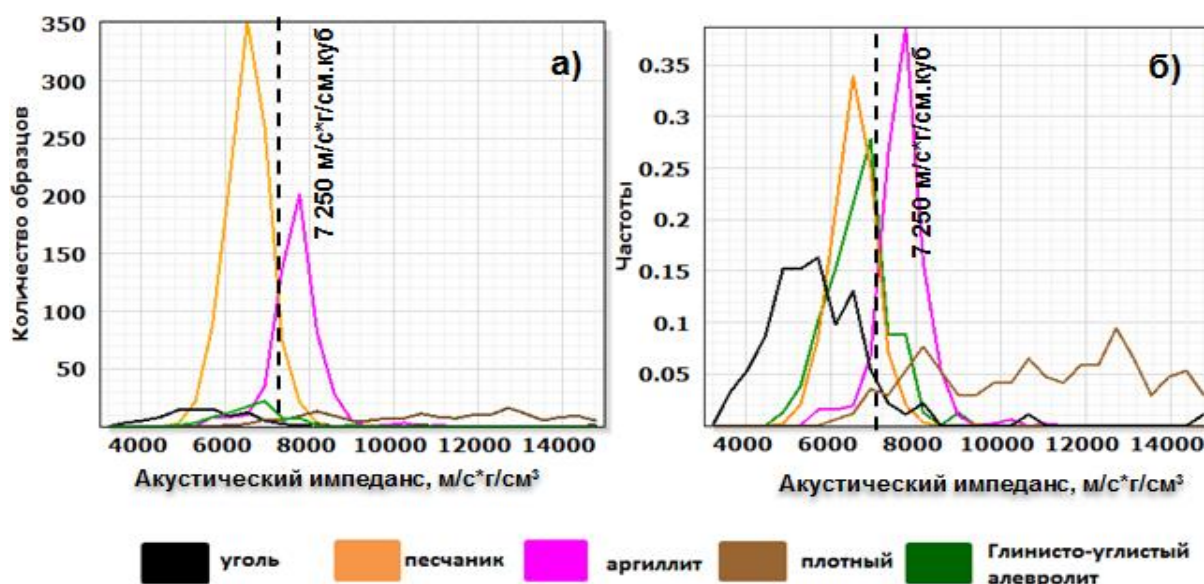


Рис. 1. Возможности прогноза коллекторов нижнеяковлевской подсветы по величинам АИ: а) для количества пропластков; б) в частотах

Из представленных графиков можно сделать следующие выводы:

- песчаники имеют пониженные значения АИ, с наибольшей долей вероятности они будут встречаться в значениях от 5 000 до 7 250 м/с×г/см³;
- плотные прослои и аргиллиты обладают повышенными значениями АИ, с некоторой долей погрешности их можно выделить в диапазоне от 7 250 м/с×г/см³.

Сейсмическая инверсия. Для расчёта инверсии использовался средний импульс, извлечённый из всех скважин, для которых выполнялась привязка. Низкочастотная модель построена по данным ГИС всех скважин. При подборе параметров инверсии оценивались такие критерии, как:

- визуальное сходство кривой АИ по ГИС и полученной в результате инверсии;
- величина невязки между синтетическим и фактическим волновым полем;
- количественная связь между кривой АИ по ГИС и полученной в результате инверсии.

Представление о количественной связи между АИ по ГИС и по инверсии можно сформировать, опираясь на планшет подбора параметров инверсии и кроссплот, что приведено на рис. 2.

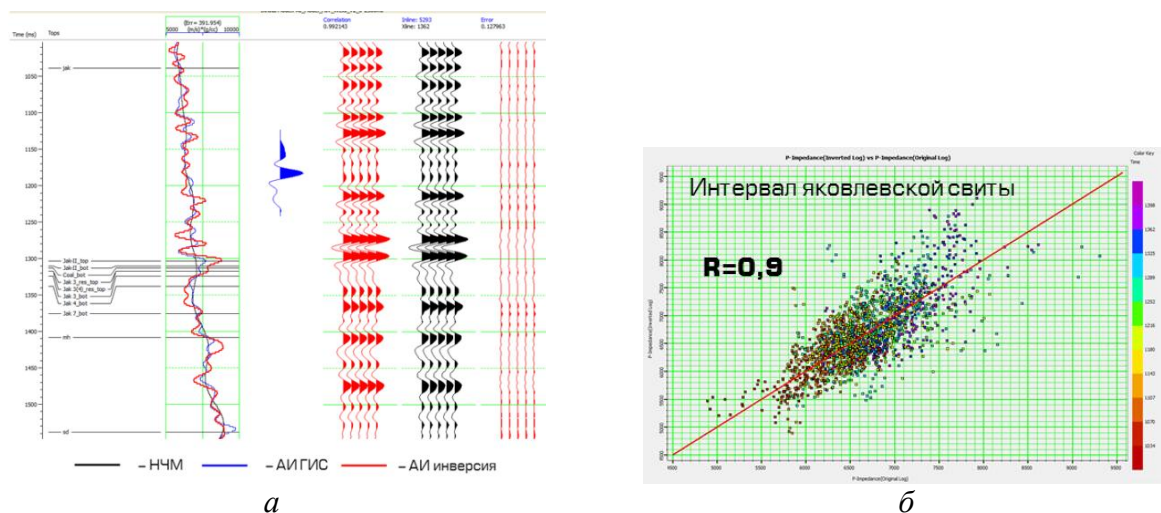


Рис. 2. Контроль качества полученных результатов инверсионных преобразований: а) планшет подбора параметров инверсии для скважины; б) кроссплот АИ по ГИС и рассчитанный в результате инверсии в интервале пласта Як-III–VII

Полученный в результате инверсии куб АИ имеет высокую детализацию по вертикали (в сравнении с другими атрибутами) и сходимость с данными ГИС (коэффициент корреляции выше 0,9). Ввиду высокой корреляции значений АИ по ГИС и расчётных значений АИ полученный куб можно считать надёжным инструментом для прогноза коллекторов и ФЕС пласта Як-III–VII. Полученный куб АИ переведён в глубинный масштаб и активно используется для сейсмогеологического сопровождения бурения.

Детальная переинтерпретация кровли пласта Як-III–VII. В ходе работ определено неоднозначное поведение стратиграфического маркера кровли пласта Як-III–VII на временных разрезах. Углистый репер, соотносимый с кровлей пласта Як-III–VII, не находит явного отображения в акустических и плотностных характеристиках геологического разреза, а следовательно, его прослеживание на сейсмическом волновом поле затруднено. Для решения проблемы принято выделить в волновом поле литологическую, а не стратиграфическую границу (рис. 3), связанную с переходом от глинистых отложений, служащих покрывкой пласта, к песчаным пластам коллектора.

Корреляция границы ОГ Як-III–VII выполнялась по кубу АИ. Кровля коллектора пласта Як-III–VII прослежена по значению разделения «песчаник/глина», принятому как значение АИ, равное $7\,000 \text{ м/с} \times \text{г/см}^3$ (значение принято из результатов петрофизического обоснования).

Уменьшение граничного значения АИ на $250 \text{ м/с} \times \text{г/см}^3$ до значения $7\,000 \text{ м/с} \times \text{г/см}^3$ принято для смещения из зоны перекрытия «песчаник/аргиллит» в сторону увеличения доли песчаника. Такое решение позволило более уверенно закартировать кровлю коллектора пласта в зонах неоднозначного поведения сейсмического волнового поля.

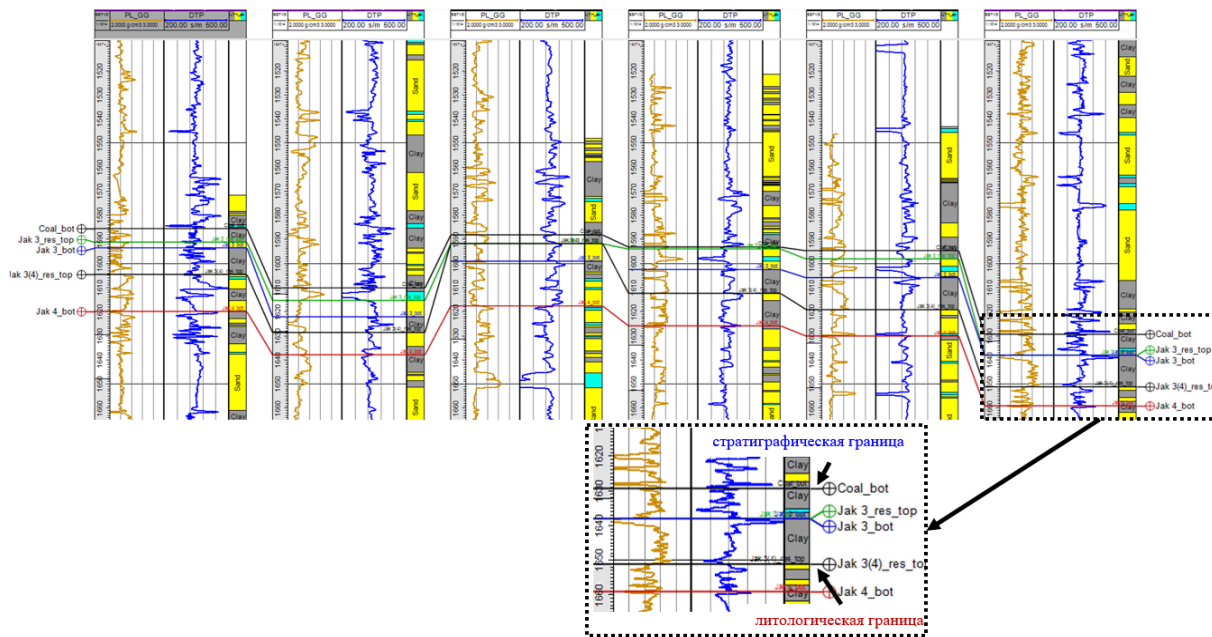


Рис. 3. Фрагмент схемы корреляции отложений яковлевского продуктивного горизонта

С учётом нового структурного каркаса временной куб AI был переведён в глубинный домен. На сегодняшний день полученный куб активно используется в сейсмогеологическом сопровождении бурения.

Стадии работ сейсмогеологического сопровождения бурения скважин. В ходе оперативного сопровождения бурения первым выполняется оперативный анализ, который включает в себя анализ потенциальных кандидатов на бурение. Затем положение выбранных кандидатов на бурение оптимизируется исходя из данных куба AI. После бурения скважин выполняется ретроспективный анализ на качественном и количественном уровнях. Более подробная схема приведена на рис. 4.



Рис. 4. Стадии работ в рамках сейсмогеологического сопровождения скважин



Пример сейсмогеологического сопровождения бурения. Выполнение сейсмогеологического сопровождения бурения приведено ниже на примере одной из скважин. На рис. 5, а траектория скважины по значениям куба АИ заложена не оптимально – пятка скважины заложена в зону повышения значений АИ (ухудшенных ФЕС). Вероятнее всего, скважина вскрыет неколлектор либо переслаивание по типу «коллектор/неколлектор». Исходя из проведённого анализа даны рекомендации по смещению траектории в зону пониженных значений АИ (улучшенных ФЕС) (синий пунктир на разрезе – рис. 5, а).

На рис. 5, б приведён фрагмент геологического проекта. Видно, что траекторию скважины сместили выше по абсолютной отметке, но пятка скважины всё равно находится в зоне переходных значений АИ, что также является риском. По данной траектории рассчитано прогнозное значение эффективной проходки ($L_{эф}$) – вдоль ствола скважины извлекается значение АИ и по граничному значению $7\,000\text{ м/с} \times \text{г/см}^3$ пересчитывается в кривую «коллектор/неколлектор».

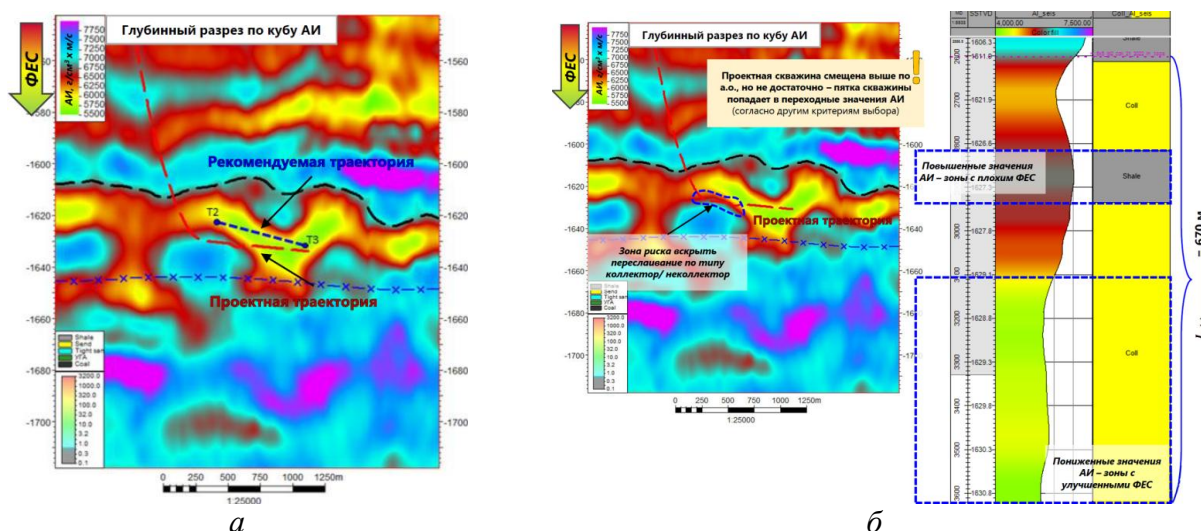


Рис. 5. Оперативный анализ скважины: а) выкопировка из сейсмогеологического анализа; б) выкопировка из геологического проекта

Пример ретроспективного анализа. После бурения скважины выполнялся визуальный анализ данных РИГИС и куба АИ (рис. 6, а). В результате сопоставления сделан вывод о подтверждаемости прогнозного распространения коллектора – в зонах, где значения АИ ниже, вскрыт коллектор с улучшенными ФЕС. В зонах повышения АИ наблюдается ухудшение коллекторских свойств.

Для количественной оценки подтверждаемости прогноза сравнивается прогнозное значение $L_{эф}$ в скважинах с фактическим. В данном примере ошибка прогноза $L_{эф}$ составила 4 %. В дополнение строится кроссплот зависимости значений АИ и пористости – ствол скважины делится на ин-



тервалы исходя из значений АИ и пористости (синий пунктир на планшете – рис. 6, а), затем значения усредняются в этих интервалах и строится кроссплот. Для данной скважины коэффициент корреляции между пористостью и АИ равен 78 %. Таким образом, сейсмогеологический прогноз подтверждается как на качественном, так и на количественном уровнях.

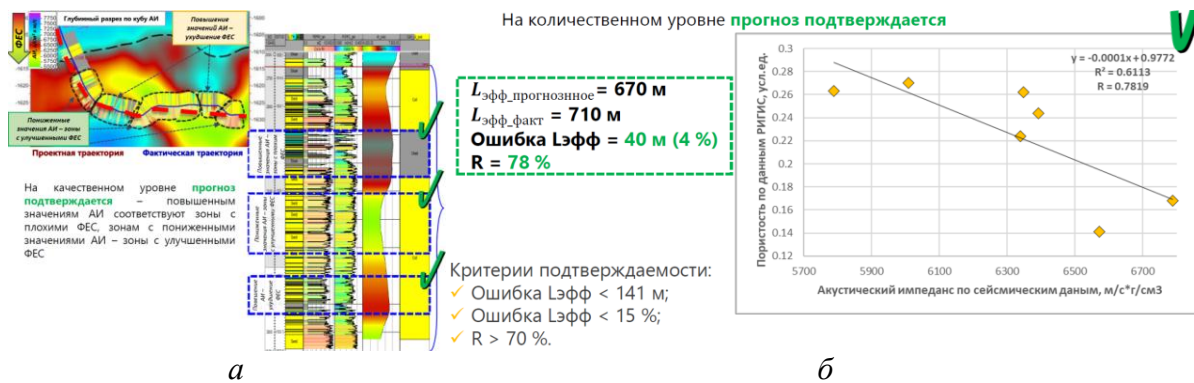


Рис. 6. Ретроспективный анализ скважины:
 а) качественная оценка; б) количественная оценка

Для минимизирования ошибки прогноза в 2021 г. был введен поправочный коэффициент, который используется при расчете прогнозируемого $L_{эфф}$. Ввиду разной разрешающей способности у методов ГИС и сейсморазведки при сопоставлении прогнозных и фактических $L_{эфф}$ на кроссплоте (рис. 7) заметно, что линия тренда имеет разный угол наклона с линией равных значений. Из-за разного угла наклона линий формируется ошибка прогноза. Полностью устранить её нельзя, но можно минимизировать путём пересчёта прогнозного $L_{эфф}$ через уравнение линейной регрессии.

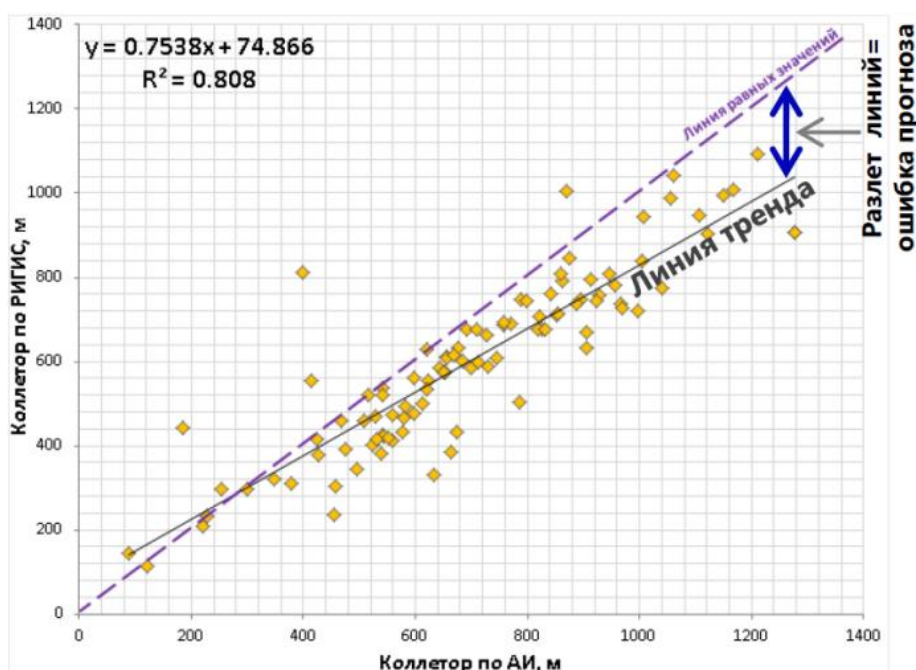


Рис. 7. Кроссплот сопоставления $L_{эфф}$ по АИ и по РИГИС



Применение такого подхода позволило снизить ошибку прогноза $L_{эф}$ со 150 до 58 м (рис. 8).

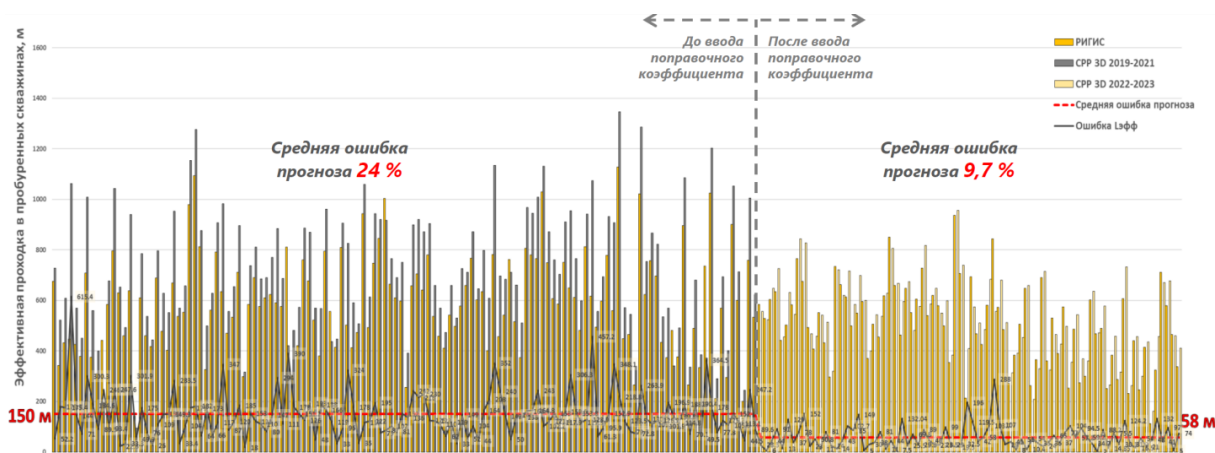


Рис. 8. Гистограмма сопоставления эффективной проходки ствола по АИ и по РИГИС до ввода поправочного коэффициента и после

Заключение. На Ванкорском месторождении после включения в производственный цикл сейсмогеологического мониторинга (с 2018 г.) подтверждаемость прогноза коллектора и ФЕС составляет 94 %, что подтверждает работоспособность применяемого метода прогноза коллекторов и ФЕС по кубу АИ.



► Анализ амплитудно-частотных и фазовых характеристик извлечённых импульсов на этапе интерпретационного сопровождения обработки материалов 2D-/3D-сейсморазведки

А. А. Леонов¹, А. Ю. Чесалов²

^{1,2} АО «ТомскНИПИнефть»

¹ leonovaa@tomsknipi.ru, ² chesalovay@tomsknipi.ru

Введение. В данной работе представлены результаты интерпретационного сопровождения обработки архивных сейсморазведочных материалов 3D, объединённых в единый куб площадью 777 км², и 2D-сейсморазведки объёмом более 3 200 пог. км на одном из лицензионных участков Томской области. Данные 3D включают съёмки семи полевых сезонов (съёмки 90-х и две съёмки: 2011/12, 2014/15 гг.) с разными параметрами системы наблюдений, условий возбуждения и регистрации. Отмечаются значительные различия в методике полевых работ даже для съёмок 90-х гг. Данные 2D включают материалы девяти полевых сезонов, по большей части параметры системы наблюдений, условий возбуждения и регистрации схожи за исключением последних трёх полевых работ (1995/96, 1996/97 и 2006/07 гг.). Площадь исследований охарактеризована сложными поверхностными условиями – верховые болота и поймы рек.

При наличии на площади скважин с акустическими исследованиями одним из важных критериев качества при интерпретационном сопровождении на разных этапах обработки является оценка формы извлечённых импульсов по результатам одномерного моделирования с сопоставлением синтетических и реальных сейсмотрасс. Анализ амплитудно-частотных и фазовых характеристик сигналов проводится прежде всего для выявления фазового сдвига в результирующих сейсмических данных и оценки изменения АЧХ на площади работ, получения обобщённого импульса для целей акустической инверсии. Рассмотрена методика учёта фазового сдвига по результатам анализа АЧХ импульсов на разных этапах, которая позволила выявить и устранить принципиальное различие фазовых характеристик на площади 3D-сейсморазведки, провести анализ с данными 2D и получить материал, используемый в работе для дальнейшей кинематической и динамической интерпретации.

Методика. Для анализа АЧХ было использовано 25 скважин, расположенных на площади разных съёмок объединённого куба 3D, в т. ч. четыре скважины в контуре работ 2D. Скважины выбирались с достаточным для статистики интервалом акустического каротажа, кривые АК предварительно были отнормированы, и там, где отсутствовал плотностной метод



и имелась информация по анализу кернового материала, были синтезированы кривые ГГКп. На первоначальном этапе одномерного моделирования и увязки скважин с сейсмическими данными использовался статистический нуль-фазовый импульс, также рассматривались модельные импульсы Рикера. Для определения амплитудных спектров импульса по статистическому методу используется спектральный анализ самих сейсмических трасс. Интервал извлечения импульсных характеристик по скважинам выбирался исходя из того, что длина оценки при извлечении сигнала (импульса) должна составлять не менее 3–5 его длин [1]. Путём свёртки извлекаемых импульсов с коэффициентами отражений выводятся синтетические трассы и проводится сравнительный анализ скважинных и сейсмических данных.

Для экспресс-анализа при оценке формы извлечённых импульсов по основным этапам обработки использовалась детерминистическая методика оценки сигнала с постоянным фазовым спектром. По данной методике при извлечении импульса оценивается амплитудный и фазовый спектр, где амплитудный спектр определяется с использованием только сейсмических данных, а данные по скважинам используются только для определения сдвига постоянной фазы импульса [2].

При анализе данных на разных этапах обработки выявилась следующая особенность: на площади объединённых данных 3D-сейсморазведки имеются две устойчивые формы импульсов с около нуль-фазовыми (или меньше 30–40°) и смешанно-фазовыми характеристиками (фазовый сдвиг в диапазоне 70–130°).

На рис. 1 схематично представлены границы разных съёмов с полученными формами импульсов, разделёнными на две группы по фазовой составляющей. Как видно из представленных результатов, в пределах блоков 3–5 полевой отработки извлечённые по скважинам импульсы имеют отличную от остальных скважин фазу в пределах 3D-куба. Следует добавить также, что к блокам 3–5 относятся самые ранние полевые работы по 3D на площади исследований (1994–1997 гг.). Причина такого значимого различия по фазовым характеристикам остаётся неясной, поскольку в исходных материалах (заголовках трасс, рапортах оператора и пр.) отсутствует информация об изменении фазовой составляющей сейсмической записи. Во всех полевых работах использовался один тип источника возбуждения – взрывной.

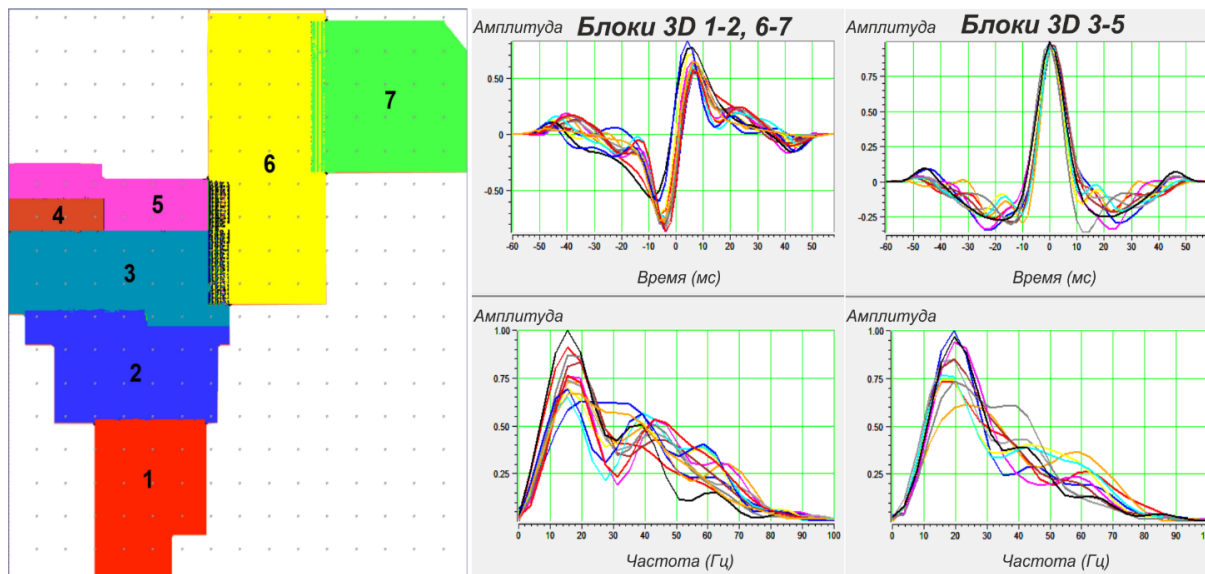


Рис. 1. Блок-схема полевой обработки по кубу 3D-сейсмозондирования и АЧХ извлечённых импульсов по скважинам в пределах куба

Разница по динамическим свойствам на площади 3D стала заметна лишь при расчётах в целевом интервале. На картах среднеквадратических амплитуд и частотно-фазовых атрибутов, рассчитанных в широких окнах, явных различий по блокам не отмечалось. С учётом отмеченной особенности в разделении сигналов на площади 3D по блокам после проведения в интерактивном режиме тестов по ряду инлайнов и кросслайнов был определён сдвиг фазы для блоков 3–5, равный -90° . Тестирование фазовых сдвигов проводилось в диапазоне от -80 до -100° по результатам ранее полученных фазовых характеристик извлечённых импульсов. На рис. 2 представлен композитный профиль через блоки съёмки 3D, где пунктирной линией выделена область 3D (блоки 3–5) с введённым поворотом фазы на -90° .

В дальнейшем при повторной обработке исходных данных этот сдвиг был учтён, поэтапно проделаны те же процедуры, что и в первом варианте обработки без учёта фазового доворота. На этапе постобработки была выполнена процедура нуль-фазовой деконволюции. АЧХ извлечённых импульсов по скважинам на финальных данных после миграции с учётом фазового сдвига на материалах 3D и сравнение полученных результатов с 2D представлены на рис. 3. Полученные фазовые сдвиги не превышают границы в $30-40^\circ$, что говорит об отсутствии необходимости дополнительной фазовой корректировки в результирующих данных [3].

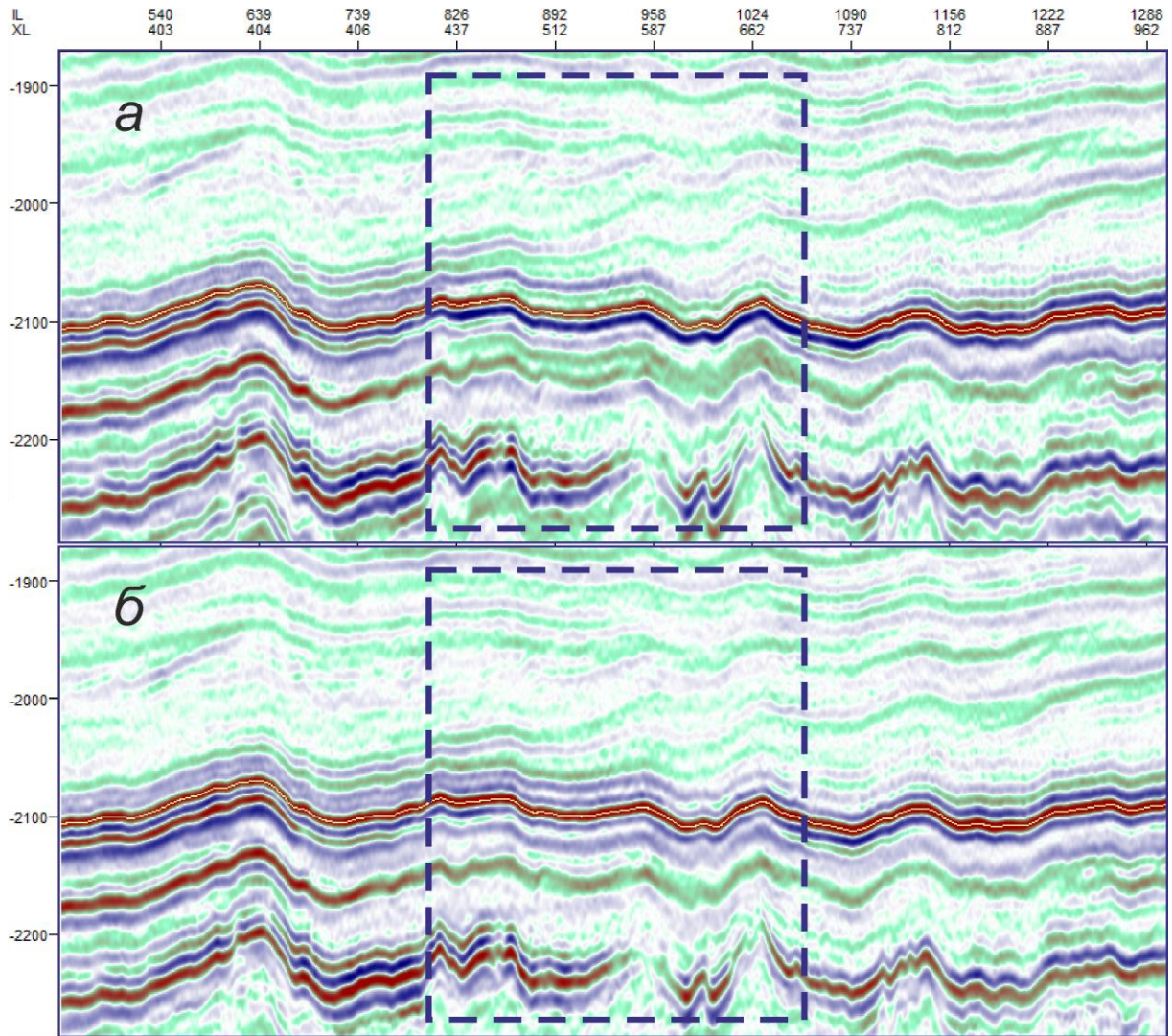


Рис. 2. Композитный профиль через блоки съёмок 3D:
а) без поворота фазы; б) после поворота фазы на -90°

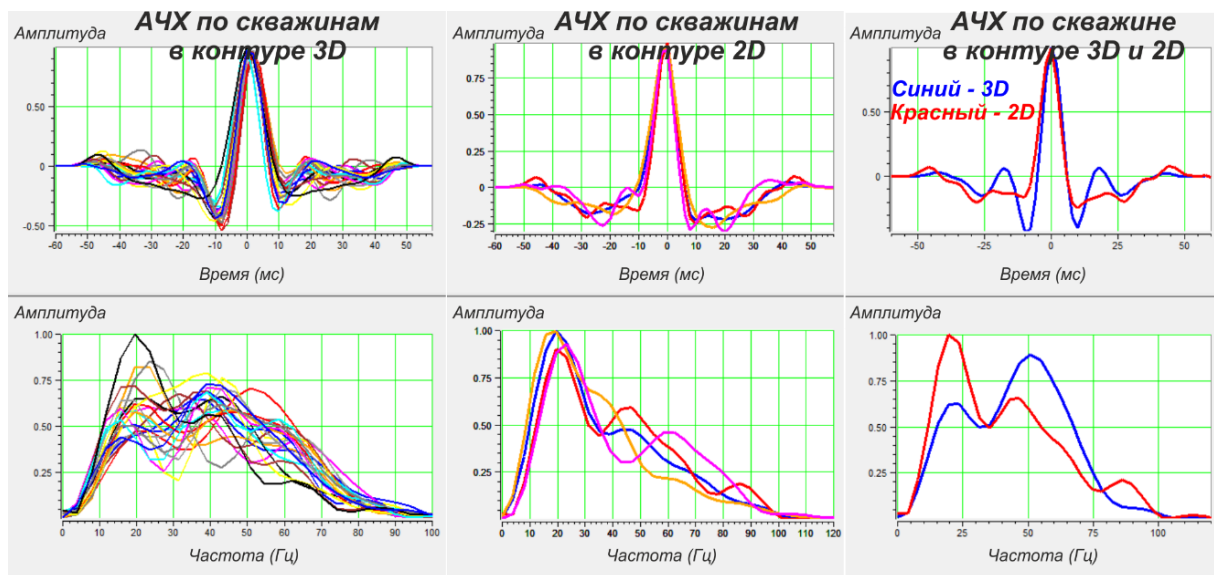


Рис. 3. АЧХ извлечённых импульсов по материалам 3D после введённого фазового сдвига и сравнение извлечённых импульсов, полученных по материалам 2D



Проведённый динамический анализ с повторной корреляцией реперного отражающего горизонта по 3D-данным после внесённого фазового сдвига показал отсутствие амплитудно-фазовых аномалий в целевом интервале (рис. 4).

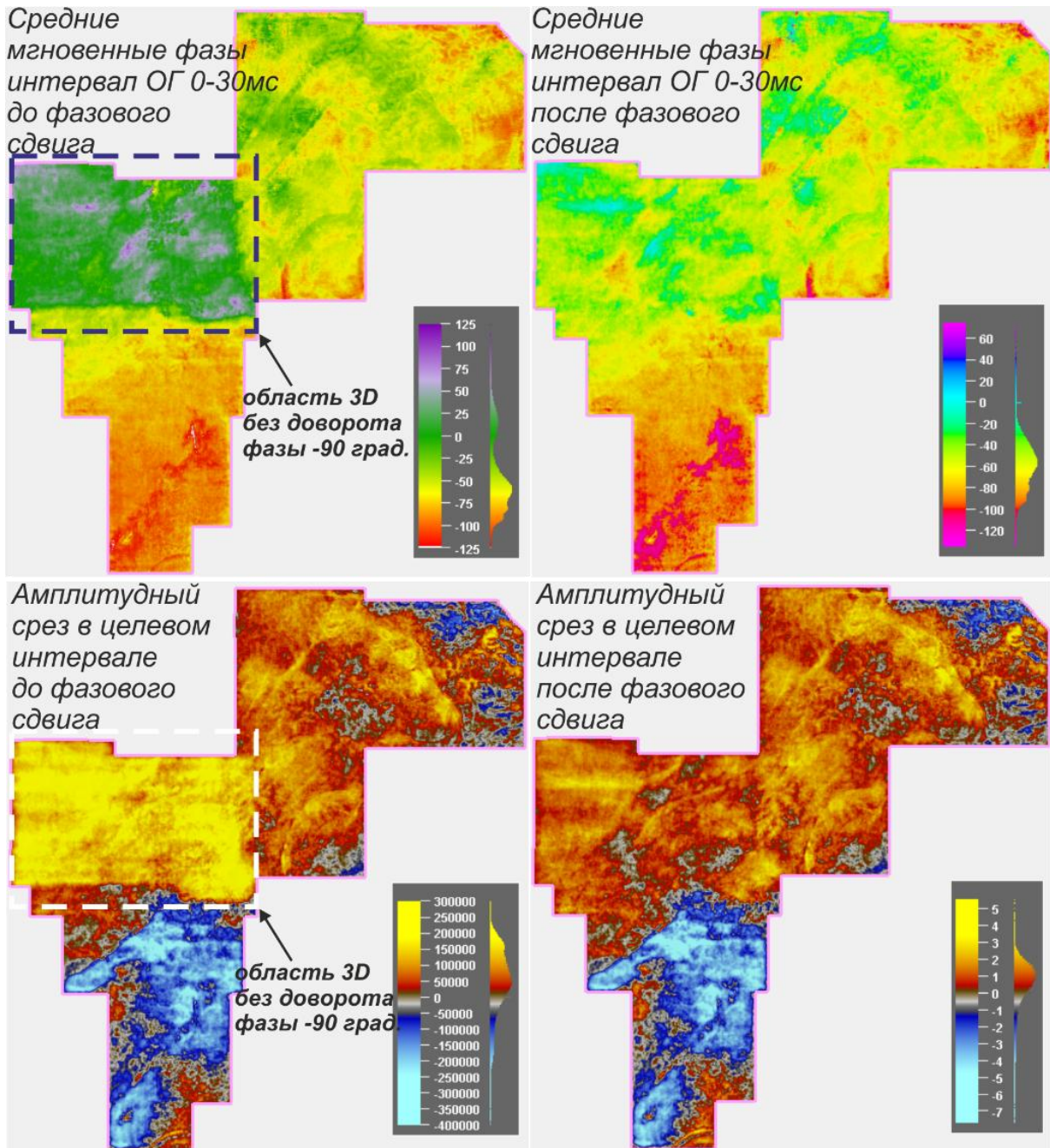


Рис. 4. Динамический анализ в целевом интервале по материалам 3D до и после ввода фазового сдвига



Выводы. В процессе интерпретационного сопровождения обработки была выявлена особенность в разделении АЧХ импульсов по фазе в пределах контуров съёмки 3D. Проведено интерактивное тестирование с выбором сдвига фазы в блоках съёмки по результатам ранее полученных фазовых характеристик извлечённых импульсов. Последующий ввод сдвига фазы в исходные данные и повторная переобработка материалов 3D позволили получить стабильный сигнал по всей площади работ.

Анализ фазовых невязок в крестах профилей 2D по реперному отражающему горизонту до и после процедуры минимизации показал, что основной спектр отмеченных фазовых сдвигов находится в допустимых пределах (от 0 до 30–40°), различие по параметру «фазовой корреляции» до и после минимизации незначительное. Примеры АЧХ сигналов по скважинам вблизи профилей 2D также говорят об отсутствии ввода фазовых поправок.

Повторная обработка с доворотом фазы в пределах блоков 3D и проведённый динамический анализ по амплитудно-фазовым параметрам позволили сделать вывод о пригодности результирующих данных для целей динамической интерпретации и инверсионных преобразований.

Список источников

1. Карасевич А. М. Нетрадиционные ловушки углеводородов в геофизических полях / А. М. Карасевич, Д. П. Земцова, А. А. Никитин. М.: ВНИИгеосистем, 2016. 87 с.
2. Цян Л. Разработка помехоустойчивых алгоритмов динамической инверсии сейсмических данных / Л. Цян. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2017. 35 с.
3. Методические рекомендации по использованию данных сейсмо-разведки для подсчёта запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа / под ред. В. Б. Левянта. М.: ЦГЭ, 2010. 75 с.



► Особенности и возможности интерпретации высокоразрешённых сейсмических данных

И. Ю. Хромова
ООО «Геошельф-Сервис»
khromovaiy@geoshelf.ru

Введение. Многие годы на все запросы геологов от сейсморазведчиков звучал заученный ответ о невозможности решения геологических задач из-за низкой разрешённости сейсмических данных. Не реже звучат слова о «невидимых сейсмикой разломах» для объяснения различных флюидальных контактов в скважинах. Все эти утверждения абсолютно справедливы для привычных сейсмических данных. Накопленный на сегодня инструментарий стандартных средств для расширения спектра вывел на «плато» все усилия сейсморазведчиков по повышению разрешённости сейсмических разрезов. Тем не менее во всём мире ведутся поиски решения этой насущной задачи, исследования сосредоточены в двух основных направлениях: аппаратурное и алгоритмическое. В первом случае разрабатываются средства возбуждения и регистрации сигнала более широкого спектра. Во втором случае развиваются алгоритмы математической обработки уже зарегистрированных сейсмических данных. В основном привлекаются различные алгоритмы расширения спектра в область высоких частот, не зарегистрированных на поверхности «в явном виде». Среди них есть и машинное обучение [1], и экстраполяция гармонических рядов [2], и детальный анализ волновых пакетов с последующим продолжением спектра [3].

Метод. Машинное обучение требует наличия высокочастотного «эталона», полученного в схожих сейсмогеологических условиях и обработанного по идентичному графу обработки, а результат применения алгоритма будет ограничен полосой спектра «эталона». Технологии экстраполяции гармоник позволяют «заглянуть» за зарегистрированный на поверхности диапазон частот, не требуют эталонирования, но предполагают, что вейвлет достаточно точно известен для любого участка разреза. На практике последнее условие не выполняется.

Технологии продолжения спектра, основанные на анализе волновых пакетов и законов их периодичности в спектре, не предполагают эталонирования и наличия априорной информации о вейвлете. Далее в работе пойдёт речь об интерпретации материалов после применения технологии продолжения спектра.



Особенность интерпретации высокоразрешённых сейсмических данных заключается в кратном повышении сложности и трудоёмкости такой работы: возрастает не только количество фаз внутри целевого интервала, но и видимое количество неоднородностей типа малоамплитудных тектонических нарушений или малоразмерных геологических тел. Волновая картина, с одной стороны, обогащается геологической информацией, а с другой – атомизируется до пестроты, затрудняющей визуальное восприятие. Имея насущное желание увидеть на разрезах отражения от более тонких пластов-коллекторов, интерпретаторы не предполагают, что вместе с ростом разрешённости возрастает и количество фаз от пластов-неколлекторов. А значит, и возрастают требования к более тщательной привязке сейсмических отражений к скважинным реперам, вплоть до привлечения трасс коридорного суммирования ВСП. На рис. 1 видно, во-первых, высокую степень коррелируемости трассы коридорного суммирования с трассами высокоразрешённого куба; во-вторых, то, что отрицательное отражение от кровли приточного пласта-суперколлектора на стандартных сейсмических данных не разрешается, в отличие от высокоразрешённого куба; в-третьих, то, что отражение от кровли суперколлектора неконформно опорному отражающему горизонту ОГ С3 и латерально изменчиво. Соответственно, при использовании высокочастотного куба возможно не только повысить точность структурных построений, но и закартировать границы распространения суперколлекторов.

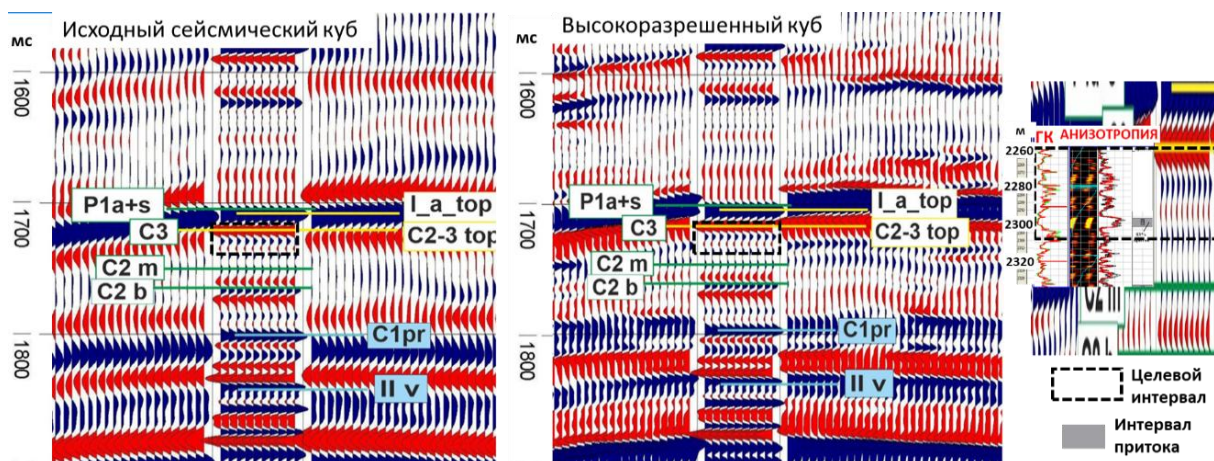


Рис. 1. Сравнение привязки трассы коридорного суммирования к сейсмическому разрезу в стандартной полосе частот (слева) и к кубу с расширением спектра (посередине).
Справа – увеличенный фрагмент целевого пласта с приточным интервалом

Повышение детальности волновых разрезов позволяет разобраться со строением сложных резервуаров, становится возможным проследить отражения от кровли локальных покрышек. Так, на рис. 2 приведён пример прослеживания ОГ *Reef*, разделяющего считавшуюся ранее массивную рифогенную постройку на несколько циклов рифостроения.

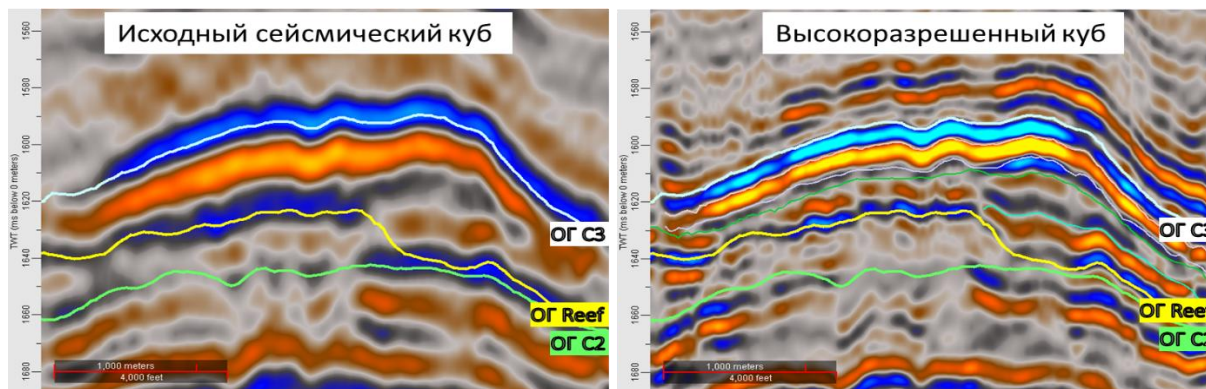


Рис. 2. Неоднозначная пикировка кровли рифогенной постройки (OG Reef) на стандартных сейсмических данных (слева), беспорная пикировка кровли рифогенной постройки (OG Reef) на высокоразрешённых сейсмических данных (справа)

Десятилетиями на месторождении А лучшие умы индустрии пытались построить геологическую модель, объясняющую скачки ВНК в соседних скважинах амплитудой 65–70 м, притом, что стандартные сейсмические данные не давали оснований проводить разломы или разделять единый резервуар на части. В результате детальной корреляции по высокоразрешённому кубу единый резервуар месторождения А был непротиворечиво разделён на несколько гидродинамически разобщённых залежей с самостоятельными горизонтальными уровнями ВНК. Месторождение, пережившее модель с «гофрированным» ВНК (рис. 3, слева), модель «блокового строения» (не показана), обрело, наконец, непротиворечивую модель многослойного резервуара (рис. 3, справа).

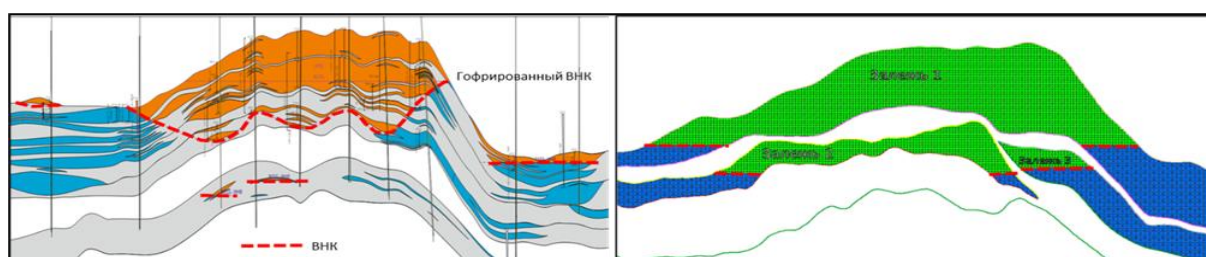


Рис. 3. Сравнение геологических моделей месторождения А, построенных на основе стандартных сейсмических данных (слева) и на основе высокоразрешённого куба (справа)

Неожиданным преимуществом расширения спектра сейсмической записи оказалась различная степень повышения частоты изображения в зависимости от исходного частотного состава, присущего породам разной литологии. Так, волновая картина в интервале высокоскоростных карбонатных пород в результате применения процедуры расширения спектра разрешается меньше, чем сопредельные низкоскоростные терригенные породы. Особенно убедительно это проявляется для рифогенных построек, вмещённых в терригенные толщи. На рис. 4 показаны примеры таких ситуаций: для одиночного пинакл-рифа (а, б) и для барьерной постройки (в, г).

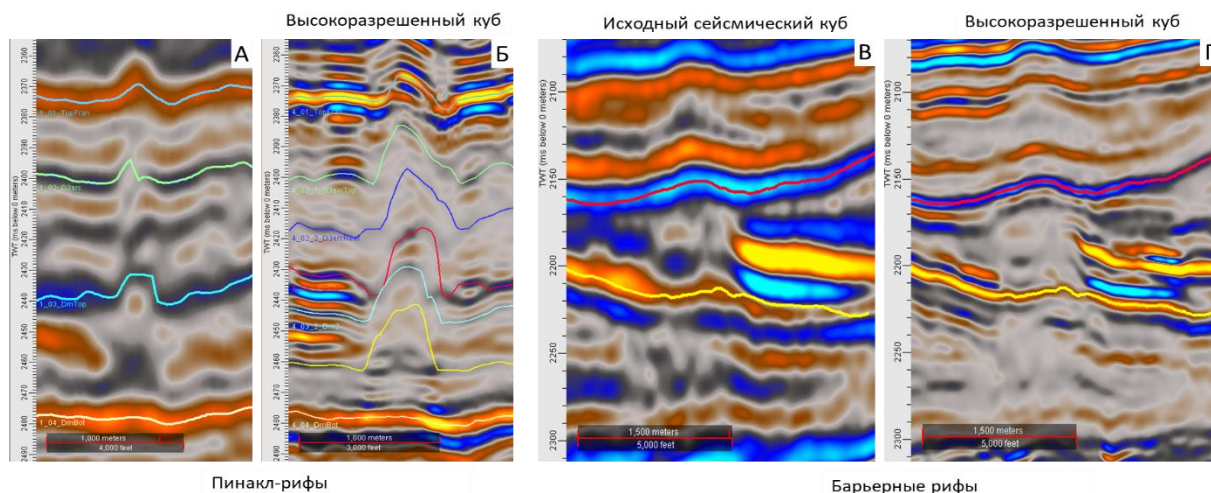


Рис. 4. Изображение органогенных построек, замещающихся терригенными породами, на стандартных сейсмических разрезах – пинакл-риф (а) и барьерный риф (в) – и на высокоразрешённых сейсмических разрезах – пинакл-риф (б) и барьерный риф (г)

Из наблюдения, сделанного выше, следует, что для терригенных пород процедура расширения спектра существенно эффективнее, чем для карбонатных. Хотя точнее было бы сказать, что эффективность процедуры расширения спектра тем более эффективна, чем выше слоистость (или тонкослоистость) изучаемого геологического разреза, вне зависимости от того, карбонатными или терригенными породами представлены эти слои.

При сопоставлении стандартных и высокоразрешённых сейсмических данных (особенно для терригенных пород) важно понимать, что амплитуды отражения от горизонта, прослеженного по низкоразрешённому кубу, являются интегральной характеристикой всех тонких слоёв, которые можно проследить по высокоразрешённому кубу внутри того же временного интервала. Большим заблуждением является мнение, что доверять амплитудам высокоразрешённых кубов нельзя, потому что они не похожи на амплитуды низкоразрешённых данных. Они именно потому не похожи, что являются отражением характеристики только одного тонкого слоя из пачки слоёв, не разделяемых на стандартном кубе.

Именно возможность анализировать амплитуды тонких слоёв по отдельности – несомненное преимущество высокоразрешённых данных. На рис. 5 (справа) показано, какие чёткие границы и выраженные меандрирующие формы геологических тел континентального (руслового, левийного и т. д.) генезиса проявляются на карте мгновенных амплитуд вдоль ОГ C_1bb , прослеженного по высокоразрешённому кубу. Притом, что на стандартном кубе эти тонкие неоднородности проявлены очень слабо и были пропущены при стандартной интерпретации.

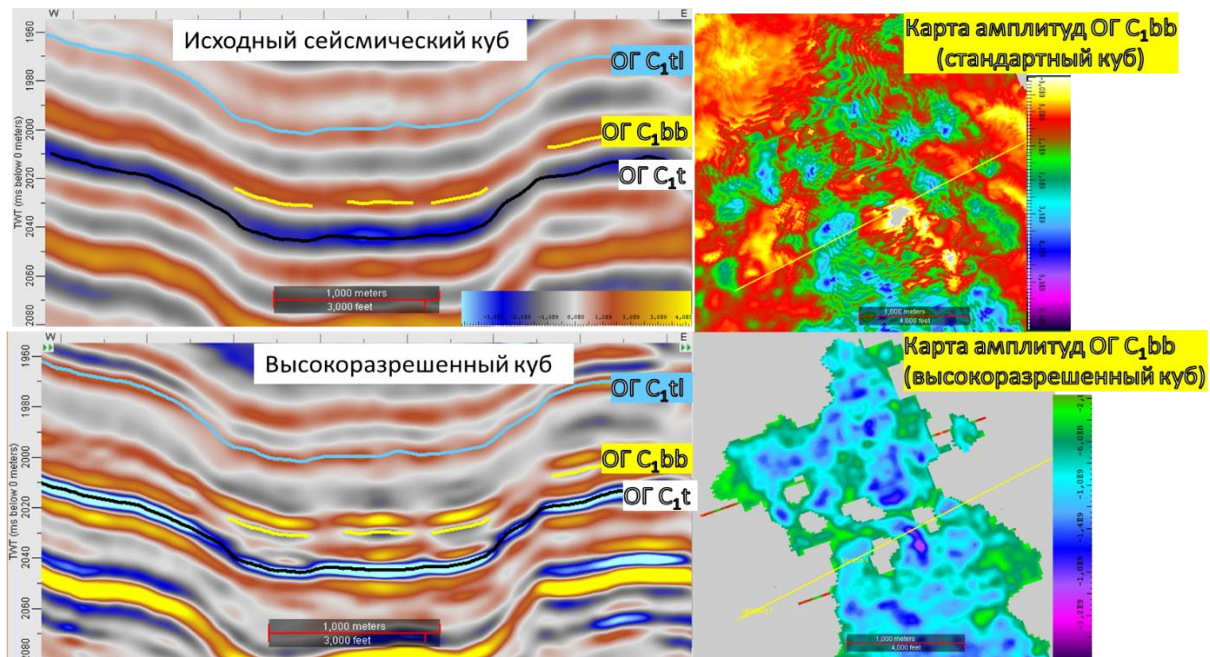


Рис. 5. Пропущенная литологически экранированная ловушка в песчаниках континентального (руслового) генезиса бобриковского возраста, закартировать которую стало возможно только на высокоразрешённых сейсмических данных

Накопленный опыт работ с высокоразрешёнными сейсмическими данными, полученными по результатам их дополнительной специальной обработки, убедительно свидетельствует о новых возможностях детализации сейсмогеологических моделей объектов в целевых интервалах разреза и выхода на построение более обоснованных и достоверных геологических моделей как под цели подсчёта запасов, так и для оптимизации разработки.

Список источников

1. Choi Y. Vertical Resolution Enhancement of Seismic Data with Convolutional U-net / Y. Choi, S. J. Seol, J. Byun et al. // SEG Conference 2019 Abstracts.
2. Liang C. Torres Tutorial: Spectral Bandwidth Extension – Invention Versus Harmonic Extrapolation / C. Liang, J. Castagna, R. Zavala // Geophysics. 2017. Vol. 82. No. 4. P. 65.
3. Архипов А. А. Теоретические основы и практика применения технологии расширения спектра сейсмической записи нового поколения «nSeis» / А. А. Архипов, Г. Ю. Кобзарев, И. Ю. Хромова // Геофизика. 2021. № 4. С. 71–80.



► Уточнение модели Куюмбинского НГКМ за счёт применения передовых технологий обработки и интерпретации данных сейсморазведки 3D

А. В. Архипов¹, А. А. Мельник², Э. М. Аминева³

¹ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»,

^{2,3} ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

¹ ArkhipovAV5@snkng.rosneft.ru, ² MelnikAA@knipi.rosneft.ru,

³ AminevaEM@knipi.rosneft.ru

Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) в тектоническом плане расположено на Камовском своде Байкитской антеклизы и характеризуется очень сложным геологическим строением. Целевым объектом являются каверново-трещинные толщи рифейского возраста, сложенные чрезвычайно уплотнёнными карбонатными или глинистыми образованиями, неоднородные по фильтрационно-ёмкостным свойствам, залегающие на предвендской эрозионной поверхности [1]. В 2018 г. Куюмбинское месторождение было запущено в промышленную разработку, на сегодняшний день эксплуатационный фонд насчитывает более 200 скважин.

На текущий момент геометризация рифейских отложений возможна только с применением сейсморазведки МОГТ-3D, которая позволяет детально трассировать в пространстве тектонические нарушения и уточнять конфигурации флюидонепроводящих рифейских толщ, ограничивающих залежи. В 2020 г. путём объединения девяти съёмок МОГТ-3D, выполненных в период с 2009 по 2018 г., был получен единый сейсмический куб объёмом 3 100 км³. На тот момент временная миграция до суммирования (*PSTM*) позволила существенно уточнить структурно-тектоническое строение венд-кембрийского и рифейского комплексов.

Но при разработке месторождения стало ясно, что качество данных, полученных после обработки МОГТ-3D во временной области, упускает из виду мелкие детали – малоамплитудные тектонические нарушения, глинистые пропластки не удаётся выделить в волновом сейсмическом поле, в результате чего горизонтальный ствол скважины вскрывает либо непродуктивные интервалы, либо высокопроводящие зоны, которые способствуют быстрому росту обводнённости скважин. Для решения этих задач в 2022 г. на участке объёмом 640 км² выполнена переобработка с глубинной миграцией до суммирования (*PSDM*) [2]. На рис. 1 представлено сопоставление вариантов обработки временной миграции 2020 г. и глубинной миграции 2022 г., где видна улучшенная фокусировка внутририфейских толщ.

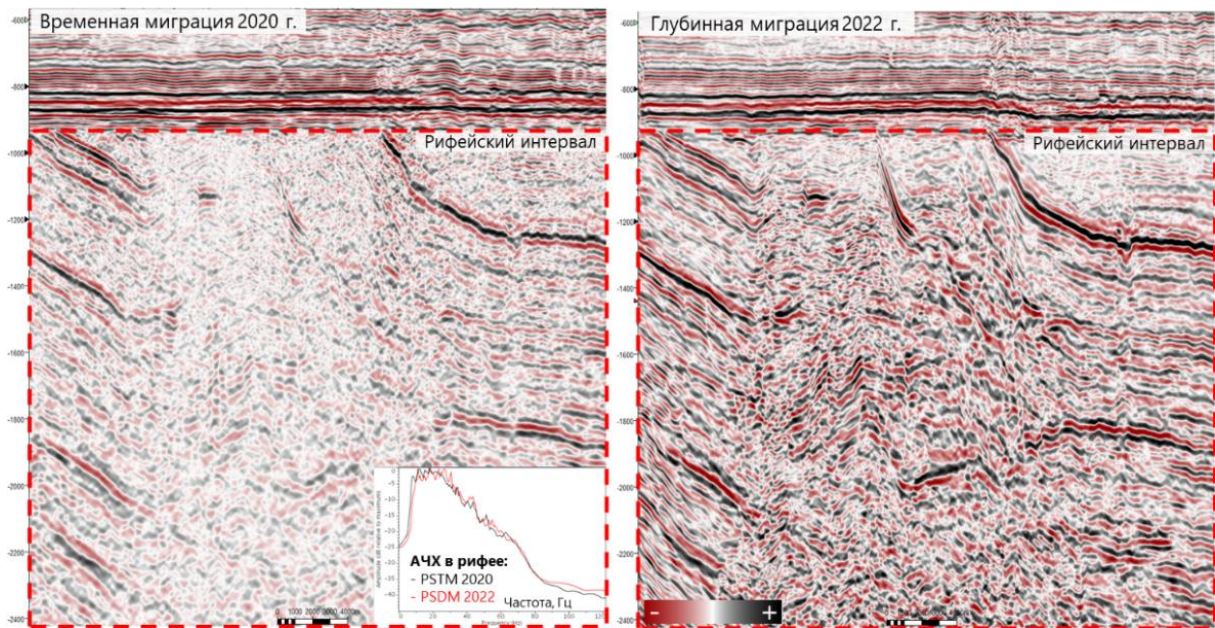


Рис. 1. Сопоставление разрезов после временной и глубинной миграции

Наиболее наглядно прирост детальности в варианте глубинной обработки наблюдается на срезах спектральной декомпозиции (рис. 2). Если сравнивать вариант спектральной декомпозиции *PSDM* с архивным вариантом, то наблюдается повышение разрешённости. В варианте глубинной миграции выделяется больше зон, соответствующих глинистым отложениям. Тектонические нарушения на предвендской поверхности детальнее выделяются в варианте глубинной миграции.

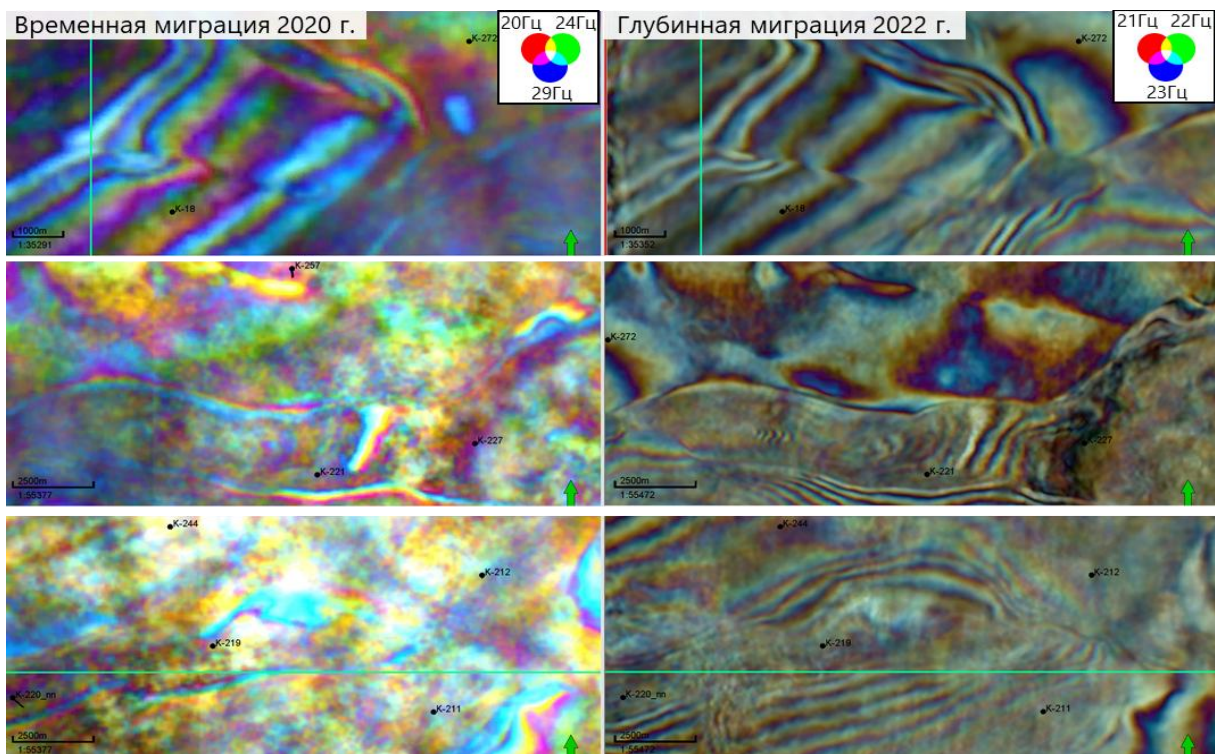


Рис. 2. Сопоставление срезов спектральной декомпозиции



При построении прогнозной геологической карты предвендской эрозионной поверхности привлекались данные спектральной декомпозиции для уточнения выходов рифейских толщ и тектонических нарушений.

На рис. 3 представлен постбуровой анализ скважины *K-267*, которая основным и боковыми стволами вскрыла глинистые отложения ирэмэкэнской толщи. Если для основного ствола вскрытие глинистого интервала могло быть ожидаемо, то в варианте 2020 г. боковые стволы выходят в зону, которая не может быть однозначно проинтерпретирована. В то же время в варианте *PSDM* конфигурация выхода глинистого пласта намного чётче и хорошо коррелируется с результатами бурения боковых стволов.

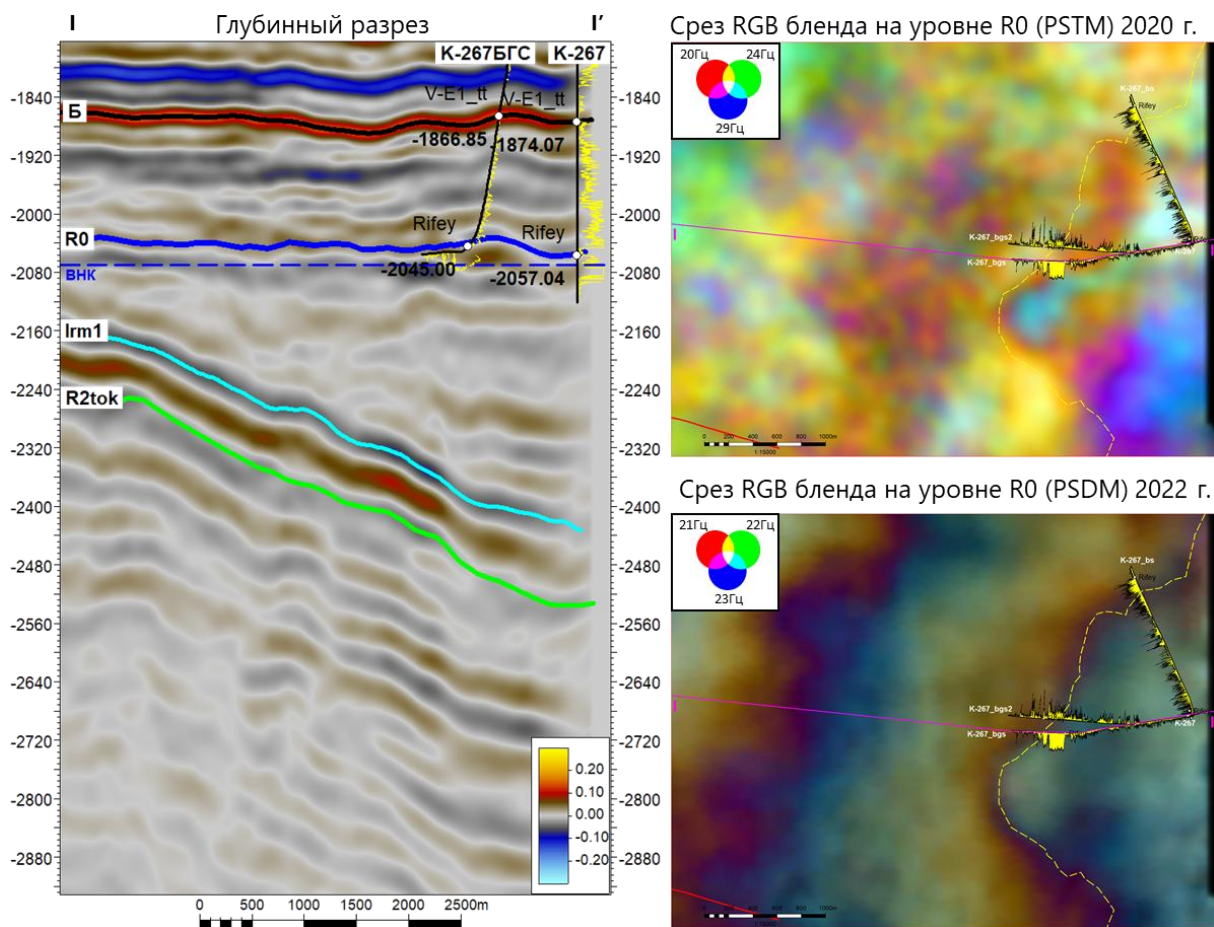


Рис. 3. Анализ данных в районе бурения скважины *K-267*

На рис. 4 приведён постбуровой анализ скважины *K-274* с примером применимости технологии фокусировки. Повышенные значения атрибута дифракции соотносятся с интервалами повышенной трещиноватости по специальному комплексу ГИС и хорошо коррелируют с результатами испытания боковых стволов.

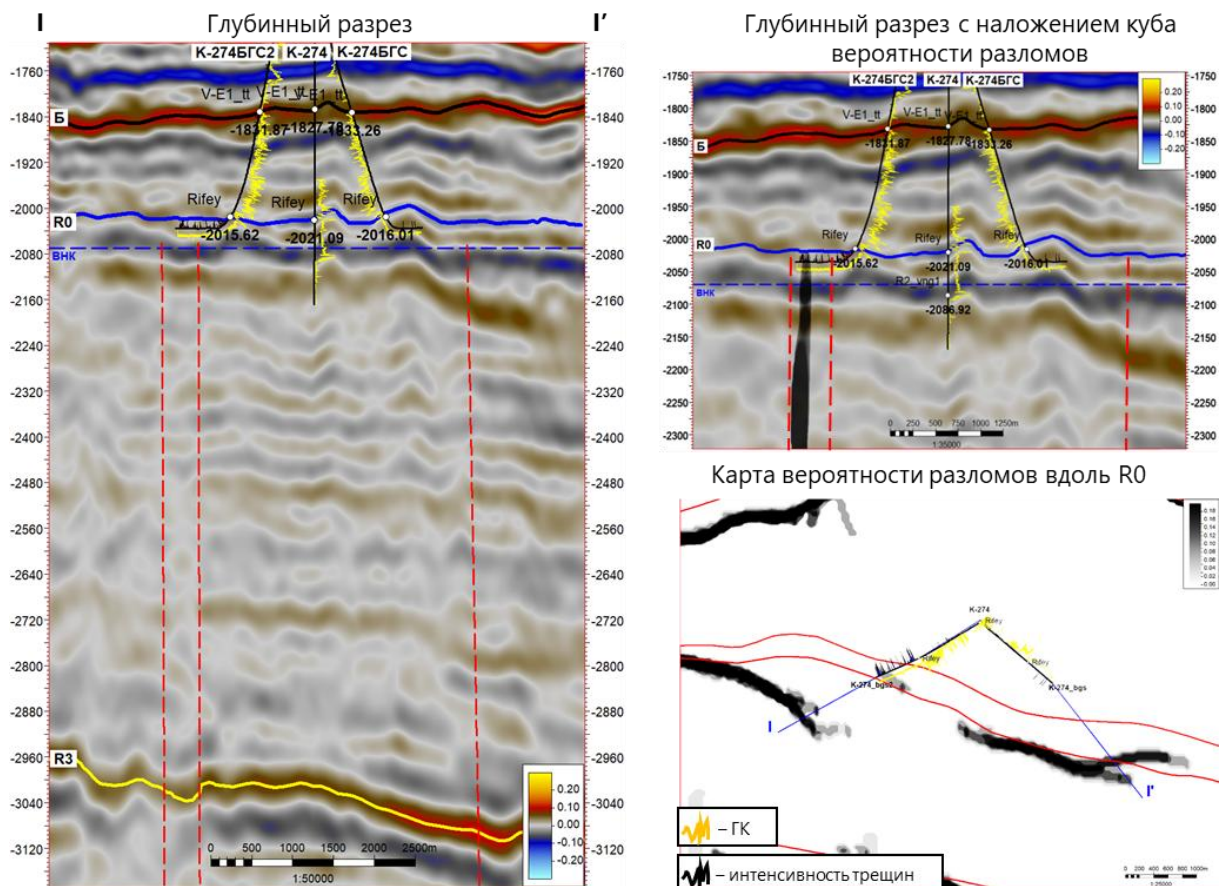


Рис. 4. Анализ данных в районе бурения скважины К-274

В результате применения глубинной миграции удалось добиться: повышения латеральной разрешённости данных, уточнения стратиграфического строения (выделены дополнительные пропластки в рифейском комплексе), геометрии рифейских границ, тектонического строения исследуемого участка. Данные результаты позволили уточнить прогнозную геологическую карту предвентской эрозионной поверхности, что в дальнейшем повысит эффективность показателей разработки при сопровождении эксплуатационного бурения скважин. Уточнённая геологическая модель находит своё подтверждение по результатам бурения скважин.

Рассматривается дальнейшее тиражирование графа обработки с глубинной миграцией в зоне эксплуатационного бурения ЮТЗ для снижения вероятности неуспешности скважин, связанных с неопределённостью геологического строения в тектоническом и стратиграфическом плане.

**Список источников**

1. Харахинов В. В. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куюмбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления / В. В. Харахинов, С. И. Шленкин. М.: Научный мир, 2011. 420 с.

2. Матросов К. О. Применение технологии глубинной миграции для уточнения геологического строения Куюмбинского месторождения / К. О. Матросов, Г. В. Иванов // Гоевразия-2023. Геолого-разведочные технологии: наука и бизнес: матер. VI Междунар. геолого-геофизической конф. (М., 2023). Т. 2 (3). С. 98–101.



► Предпосылки к прогнозированию пористости осинского горизонта ЮТЗ по сейсмическим данным

А. А. Мельник¹, В. В. Ятченко², Е. В. Мезенцев³

^{1,2,3} ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

¹ MelnikAA@knipi.rosneft.ru, ² YatchenkoVV@knipi.rosneft.ru,

³ MezentsevEV@knipi.rosneft.ru

Целевым объектом поисков Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ) накопления являются рифейские существенно доломитовые каверново-трещинные коллекторы. Но в 2021 г. на северо-востоке Терско-Камовского блока началось изучение геологической модели интервала осинского горизонта, когда в волновом поле объединённых кубов 3D получили общую картину пространственного расположения солеродного бассейна. Разрешение волнового поля позволило выделить участки органогенных построек [1].

В Восточной Сибири большие перспективы связаны с рифовыми постройками осинского горизонта. Высокие дебиты получены из данных объектов на участках Иркутской области и Среднеботуобинском месторождении. Освоение ресурсов осинского горизонта в случае подтверждения перспектив его нефтегазоносности позволит повысить рентабельность разработки месторождений ЮТЗ.

Вследствие ограниченной информации по исследованиям осинского горизонта было выполнено сейсмическое математическое моделирование для подтверждения или опровержения возможности прогнозирования фильтрационно-ёмкостных свойств на данной площади. Для выполнения данной цели необходимо использовать полномасштабное моделирование конечно-разностным методом. Такое моделирование позволит получить синтетические сейсмические данные для динамического анализа, сопоставимые с реальной сейсморазведкой. Но для этого нужно построить детальную сейсмогеологическую модель на основе всей априорной информации.

Построение сейсмогеологической модели 2D. Для выполнения полномасштабного моделирования необходимо построить сейсмогеологические модели упругих свойств (V_p – продольные скорости, V_s – поперечные скорости, Rho – плотность) на основе скважинных данных. Из участка изучения осинского горизонта были выбраны две линии, проходящие через скважины.

В качестве структурного каркаса использовались дневная поверхность участка, материалы архивных работ и скорректированные разбивки. Тектонические нарушения и структурные карты внутририфейских толщ не использовались при создании каркаса, т. к. не влияют на выполнение цели работы.



Структурный каркас сложен следующими поверхностями:

- кровля литвинцевской свиты – ОГ *lit*;
- кровля верхнебельской подсвиты – ОГ *K1*;
- кровля нижнебельской подсвиты – ОГ *K2*;
- кровля усольской свиты – ОГ *U0*;
- региональный пласт доломитов в верхах усольской свиты – ОГ *U*;
- кровля осинской толщи – ОГ *A*;
- подошва осинской толщи – ОГ *A1*;
- кровля тэтэрской свиты вендского интервала – ОГ *B*;
- предвендская эрозионная поверхность – ОГ *R0*.

Заполнение структурного каркаса проводилось на основе интерполяции упругих параметров между скважинами. Вертикальное ремасштабирование скважинных свойств выбрано 2 м, что позволит охарактеризовать геологическую среду модели и качественно произвести полноволновое конечно-разностное моделирование. Для зоны от рельефа модели до литвинцевской поверхности свойства заполнялись скоростным градиентом от 3 500 до 5 500 м/с, что соответствует двухслойной среде верхней части разреза изучаемой площади. В результате были получены 3D-модели продольных волн, поперечных волн и плотности. На рис. 1 представлены разрезы распределения продольных скоростей по двум профилям.

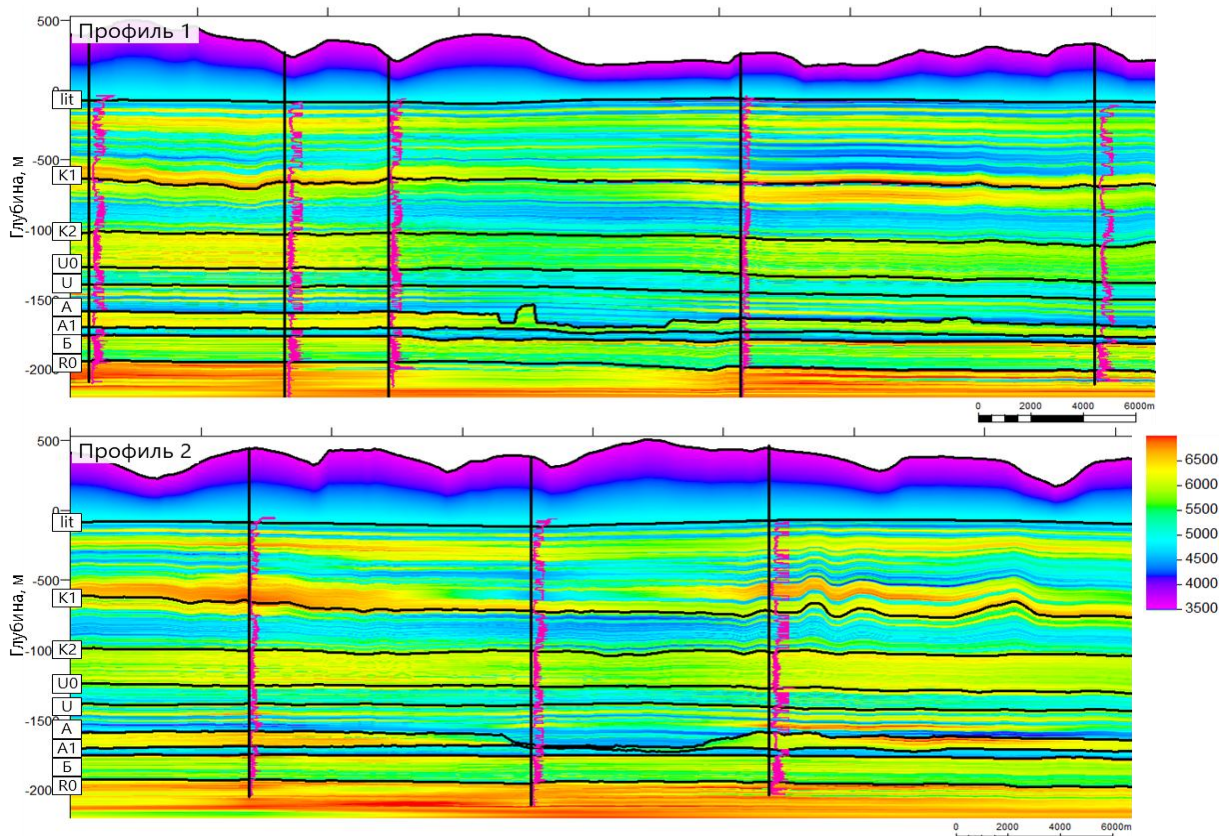


Рис. 1. Тонкослоистая 2D-модель продольных скоростей с нанесёнными кривыми скважинных скоростей



Сейсмическое моделирование и обработка синтетических сейсмограмм. Сейсмическое моделирование выполнено в упругом варианте конечно-разностным методом в специализированном программном обеспечении. Для профилей задана система наблюдения в соответствии с типовой для данной площади. Шаг пунктов взрыва – 50 м, по приёмам – 25 м, вынос – 4 525 м (активная расстановка – 363 канала). Для моделирования волновых полей выбран импульс Рикера с частотой 35 Гц по анализу доминантных частот на архивных материалах. Свободная поверхность не образует кратные волны. Результат моделирования – набор трёхкомпонентных сейсмограмм по двум профилям.

Полученные синтетические сейсмограммы характеризуются высоким соотношением «сигнал/шум», но дополнительно были подавлены линейные помехи, случайные шумы, проведён мьютинг. Результат обработанной сейсмограммы общего пункта взрыва (ОПВ) представлен на рис. 2.

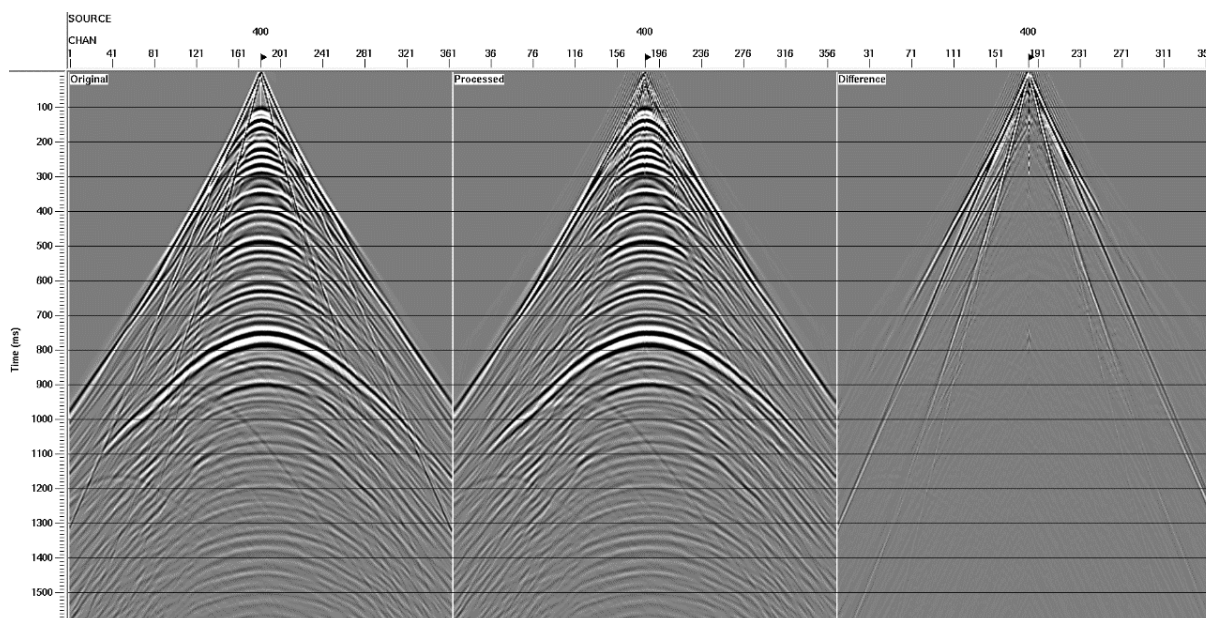


Рис. 2. Сейсмограмма ОПВ до и после подавления помех и разница

По обработанным сейсмограммам выполнялась миграция Кирхгофа до суммирования во временной области. В качестве скоростей миграции использованы скорости суммирования, полученные путём пересчёта глубинно-скоростной модели во временную область. Апертура миграции выбрана равной 8 км. Результаты временной миграции в глубинной области представлены на рис. 3.

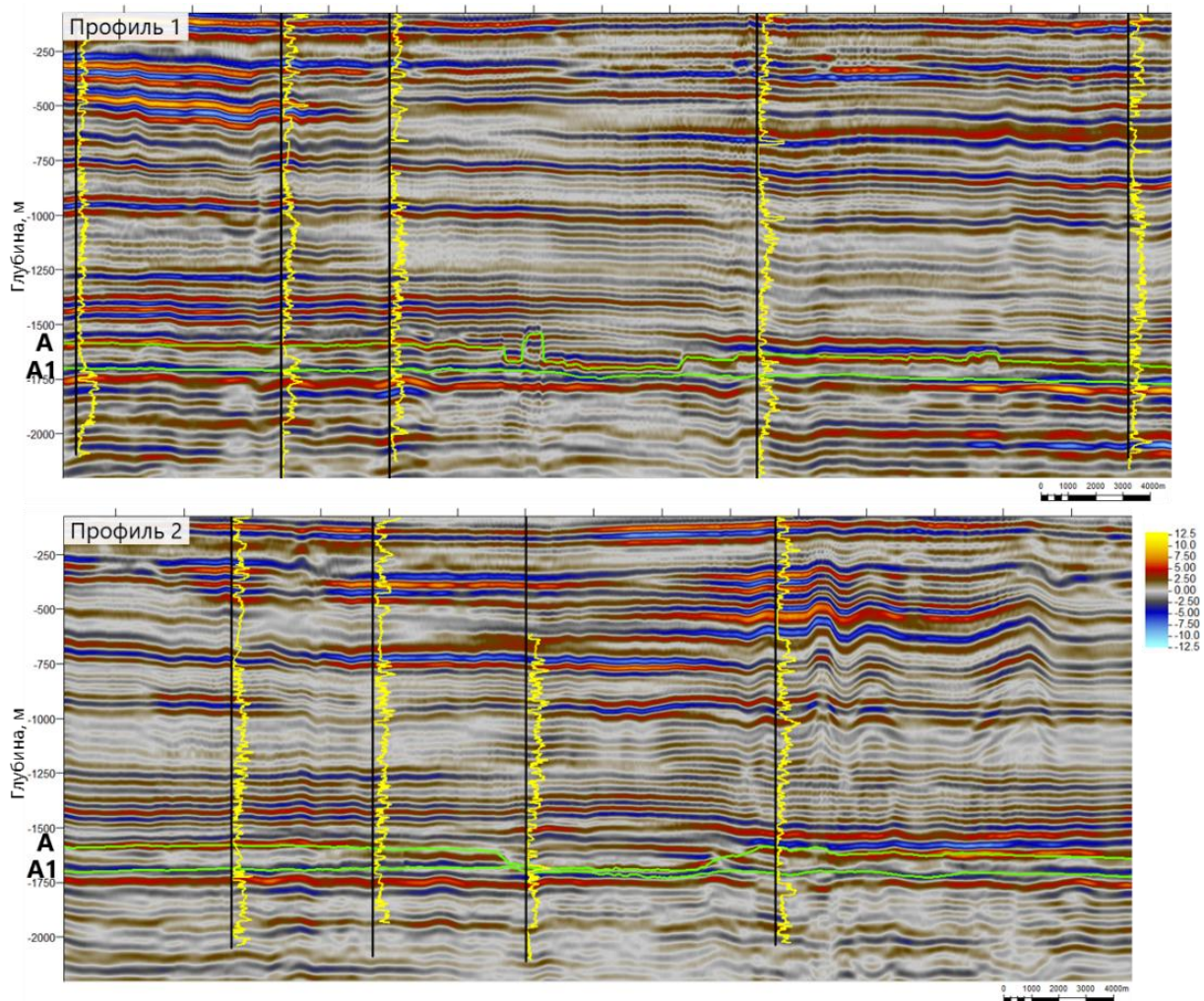


Рис. 3. Синтетические сейсмические разрезы с нанесёнными кривыми пористости

Анализ сейсмических амплитуд. На первом этапе полученные синтетические сейсмические разрезы были верифицированы с реальными данными путём сопоставления трасс с модельных данных с архивными кубами в пределах скважины в осинском интервале. Данное сопоставление характеризуется высоким коэффициентом корреляции ($R \approx 0,7$), что указывает на приближённость модельных данных к реальным в точках скважин и на корректность дальнейшего сопоставления с фильтрационно-ёмкостными свойствами.

На следующем этапе значения среднеквадратичных амплитуд в целевом интервале (А1 ниже 10 м – А1 выше 130 м) были сопоставлены с фильтрационно-ёмкостными свойствами, полученными по ГИС. Так была установлена зависимость с общей пористостью $R = 0,84$ (рис. 4, а).

По результатам петроупругого моделирования в скважинах установлена связь акустического импеданса с коэффициентом пористости, определённым по ГИС (рис. 4, б). Данные результаты являются весомым основанием для прогноза фильтрационно-ёмкостных свойств по данным сейсморазведочных работ МОГТ-3D на данной площади.

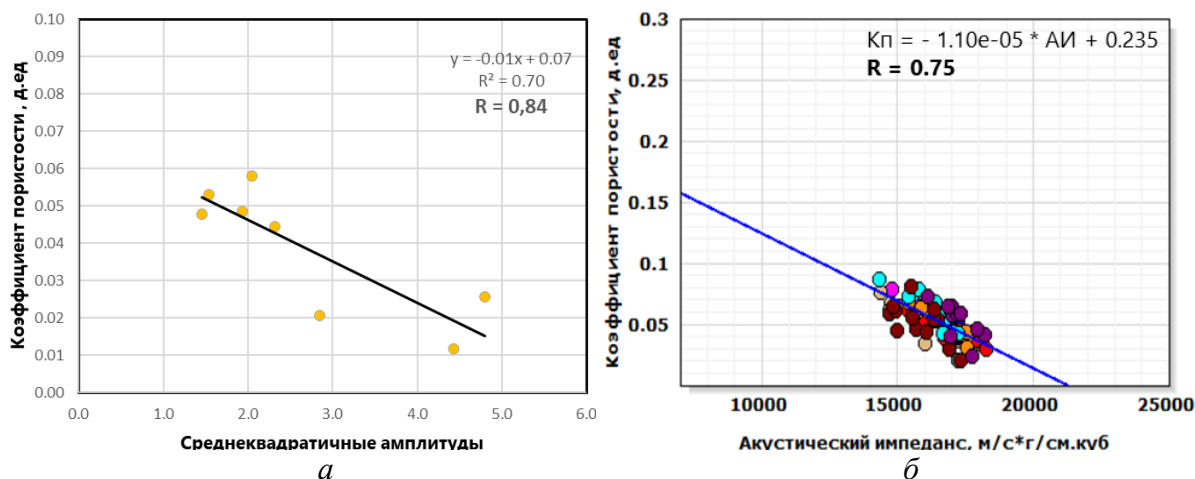


Рис. 4. Кроссплоты зависимости общей пористости с параметрами:
а) среднеквадратичные амплитуды; б) акустический импеданс

Закключение. В данной работе описано создание тонкослоистых моделей 2D упругих свойств, применение полноволнового моделирования конечно-разностным методом и обработка полученных сейсмограмм с получением мигрированных разрезов для прогнозирования фильтрационно-ёмкостных свойств на участке ЮТЗ.

Математическое моделирование позволяет минимизировать неопределённости интерпретации и является гибким инструментом, позволяющим верифицировать результаты интерпретации сейсморазведочных данных со скважинными данными.

Список источников

1. Вотинцев А. Н. Прогноз зоны локализации залежей углеводородов в осинском горизонте в пределах Байкитской антеклизы / А. Н. Вотинцев, К. О. Матросов, В. А. Лучинина и др. // Геология нефти и газа. 2021. № 5. С. 33–44.



► Проблемы оценки точности структурных построений при проведении сейсморазведочных работ

И. А. Гонтаренко¹, М. В. Губарев²

^{1,2} ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»

¹ iagontarenko@ntc.rosneft.ru, ² mvgubarev@ntc.rosneft.ru

Для большинства объектов Компании одним из основных критериев успешности бурения является структурный фактор, что показывает важность этапа структурной интерпретации, корректности выбора скоростной модели и оценки точности структурных построений. С учётом геологических рисков требования заказчиков к точности структурных построений растут из года в год. При этом существующие методики и формальные оценки точности, проводимые в соответствии с техническими требованиями, могут не отражать действительные погрешности сейсмических построений.

Глубинно-скоростные модели (ГСМ) и структурные поверхности можно построить с использованием следующих методик:

- изохронных поверхностей и отбивок геологических пластов (использование карт средних скоростей, карт пластовых скоростей, регрессионных зависимостей «время – глубина»);
- сейсмических скоростей (скоростей суммирования, интервальных скоростей миграции ГСМ);
- скоростей, определённых в скважинах методами акустического каротажа (АК), вертикального сейсмического профилирования (ВСП);
- амплитуд отражённых волн (инверсия куба данных, полноволновая инверсия сейсмограмм).

Требования к методикам построения ГСМ и оценки точности для разных сейсмогеологических условий могут отличаться.

Исходя из практики работ, для объектов в условиях платформ ошибки по структурным построениям условно можно разделить на несколько категорий: не критичные – от 0 до 10 м, существенные – от 10 до 20 м и критичные – более 20 м.

Наиболее часто для структурных задач используются регрессионные зависимости «время – глубина» и карты средних скоростей из-за их простоты и удобства, а получаемые оценки точности в соответствии с [1] в пределах 1–2 % оцениваются как высокие.

На рис. 1 и в табл. 1 показан типичный пример оценки точности ошибок при бурении разведочной скважины в Ставрополье.

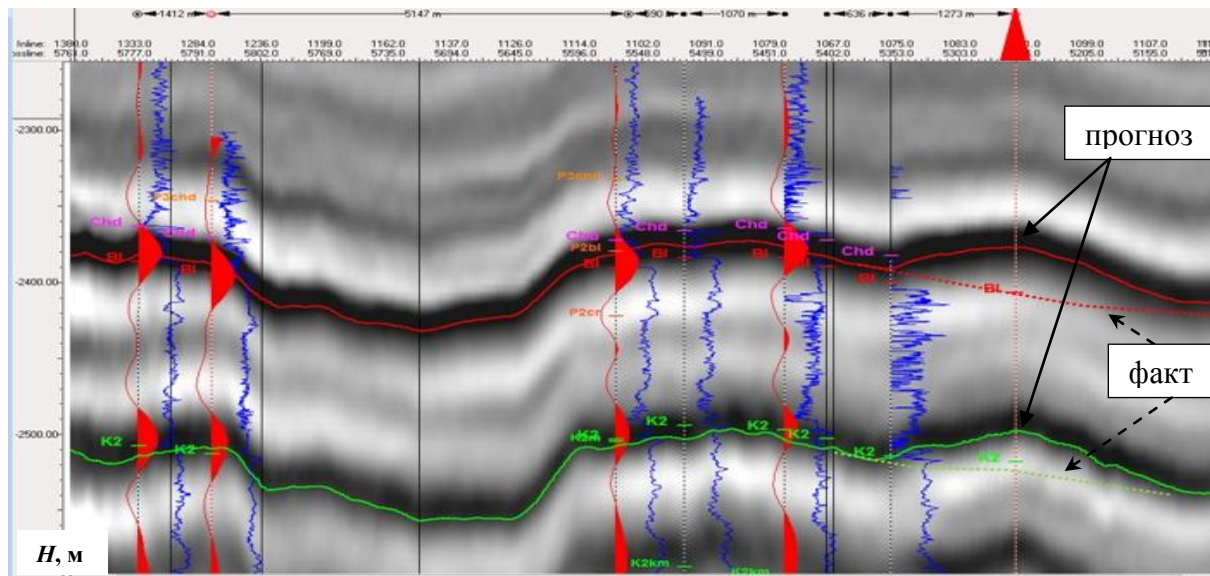


Рис. 1. Сечение из куба 3D после ГМДС через разведочную скважину

Таблица 1

Ошибка точности до бурения скважины на проекте в Ставрополье

Пласт	Факт	План	Дельта	Ошибка, %
Белоглинский	-2 407	-2 395	-12	0,5
K2m	-2 517	-2 504	-13	0,5
K1	-2 741	-2 717	-24	0,9
K1VIII	-3 317	-3 280	-37	1,1
K1IX	-3 427	-3 390	-37	1,0

Несмотря на высокие (до ~1 %) оценки точности, полученные по статистике близлежащих скважин, после бурения перспективная структура оказалась ложной. С учётом высоты структур в 20–25 м ошибка в эти же 20 м является критической. В других регионах критические ошибки могут иметь иные значения.

Т. к. структурные поверхности получаются из временных поверхностей с использованием скоростей, ошибки возникают либо из-за использования некорректных скоростей для перевода, либо из-за использования некорректных T_0 . Некорректные T_0 при временной миграции и глубины при глубинной также получаются из-за недоучёта скоростей, но уже сейсмических.

Для снижения неопределённости широко распространены модели пластовых (интервальных) скоростей, полученных по данным АК, скорректированные по результатам моделирования и привлечения данных СК/ВСП. Использование пластовых скоростей позволяет лучше учесть латеральные изменения. На рис. 2 показан пример глубинной скоростной модели для равнинной части Краснодарского края. Использование такой ГСМ по сравнению со средними скоростями позволяет снизить ошибку прогноза.



Использование сейсмических скоростей в качестве основы предъявляет высокие требования к качеству обработки данных, в т. ч. с учётом анизотропии скоростей в вертикальном и латеральном направлениях.

На рис. 4 показан разрез после глубинной миграции и учёта анизотропии в глубинном масштабе на крупном месторождении с высокой степенью изученности бурением. После учёта анизотропии происходит «посадка» горизонта на скважинные маркеры. Однако возникает вопрос: какова должна быть точность такой посадки?

Среди сейсморазведчиков, в т. ч. западных компаний, существует мнение, что приемлемым критерием является нахождение маркера в пределах фазы сигнала. В увеличенных фрагментах видна вариативность такой посадки, что в условиях высокоскоростных (> 4500 м/с) карбонатных разрезов приводит к величине ошибки 20–30 м. Таким образом, даже если «посадить» все маркеры на горизонты, это не гарантирует бурение без погрешностей.

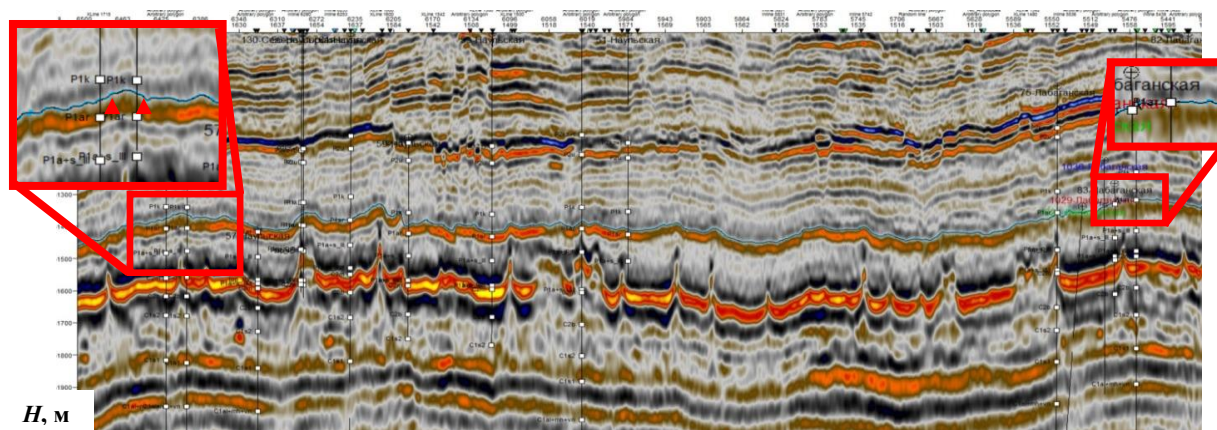
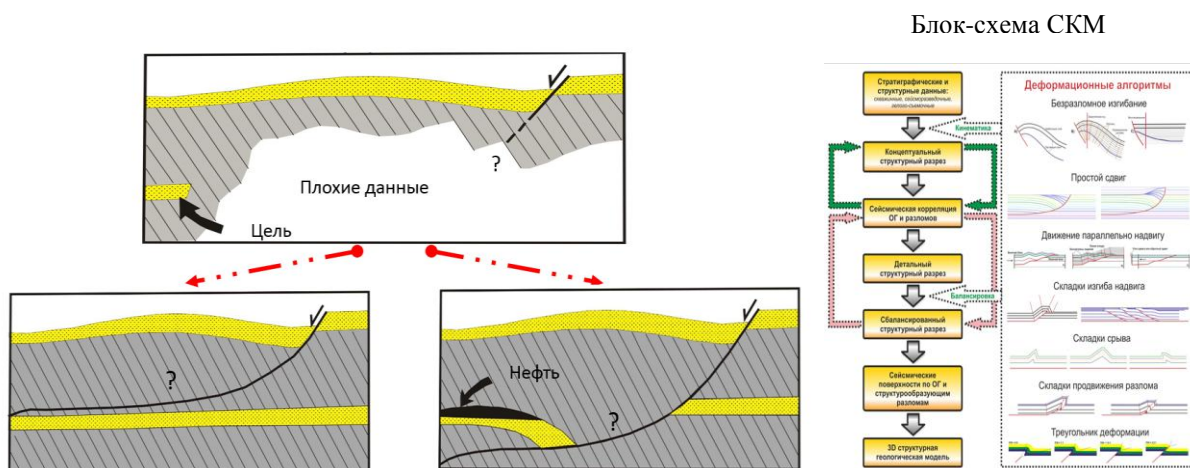


Рис. 4. Разрез сейсмического куба данных после глубинной миграции (Тимано-Печора)

Для сложных складчатых областей величина ошибок будет другой и может достигать нескольких десятков – сотен метров. Это связано, как правило, с качеством изображения целевых объектов в волновом поле, более сложной формой границ и, соответственно, латеральной изменчивостью скоростей.

Одним из решений для снижения неопределённостей при структурных построениях является структурно-кинематическое моделирование. В основном оно используется для областей с плохими данными (нечёткое сейсмическое изображение, сложная геометрия границ, зоны «тени» и т. д.) (рис. 5). Для проверки моделей производится балансировка серии разрезов с использованием набора ретрадеформационных алгоритмов и получением структурного каркаса с учётом непротиворечивости сейсмическим данным. Такой итерационный подход позволяет повысить качество структурной интерпретации, вместе с тем он требует больших трудозатрат и времени.



Понимание погрешностей ГСМ при учёте рисков и оценка точности структурных построений являются неотъемлемой частью кинематической интерпретации сейсмических данных.

Известны несколько методик оценки погрешностей глубин. В современных сейсмических отчётах иногда продолжают использование инструкций 80-х гг. [2]. При этом расчёты дисперсий скоростей и времён проводятся везде по-разному ввиду устаревания методики, а наибольшую неоднозначность вызывает определение значений среднеквадратической ошибки. Такой подход зачастую не позволяет корректно оценить погрешности структурных карт в анализе рисков, а лишь определяет сечение изолиний.

Более корректный вариант расчёта [3] предполагает использование невязок между маркерами в скважинах и картами, построенными с использованием тех же методик, но при исключении одной скважины или группы (*jackknife, cross validation*). Однако данный метод также не лишён недостатков ввиду субъективной экспертной выборки скважинных данных.

Методики, основанные на независимом от скважин анализе скоростей, измеренных по сейсмограммам общей глубинной точки (ОГТ), используются редко, им не уделяется достаточного внимания. Вместе с тем, одним из критериев корректности ГСМ в сейсмической обработке является спрямлённость годографов отражённых волн на сейсмограммах после миграции. При изменении скоростей миграции для произвольного отражающего горизонта можно произвести оценку погрешности сейсмических скоростей, определяя интервал скоростей, при котором годографы отражённых волн после миграции остаются спрямлёнными. Так, например, для горизонтов карбонатного палеозоя в Поволжье такая погрешность может достигать 500–1 000 м/с. Ошибки в сейсмических скоростях увеличиваются при увеличении глубины исследований, увеличении скоростей среды и уменьшении максимальных удалений.



Анализ и использование различных реализаций ГСМ позволит перейти к вероятностному подходу положений горизонтов на сейсмограммах и суммарных сейсмических разрезах и определить значения скоростей, при которых решение является наиболее стабильным (рис. 6).

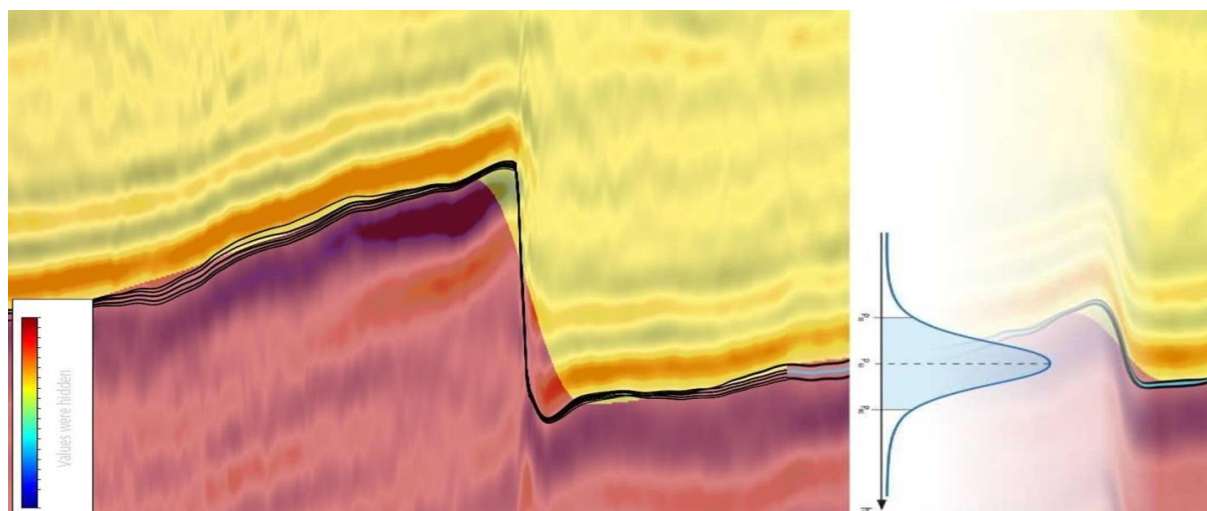


Рис. 6. Вероятностный подход к оценке реализации ГСМ

Выводы

1. Применяемые оценки точности структурных построений в соответствии с действующими техническими требованиями не отражают в полной мере действительные погрешности с позиции анализа рисков.

2. Построение скоростных моделей по скважинам с применением интерполяционных алгоритмов без учёта сейсмических данных следует использовать в ограниченном варианте. Комбинированный подход пластовых и сейсмических скоростей в качестве тренда уменьшает ошибку при структурных построениях. При использовании сейсмических скоростей целесообразно применение томографических подходов по отражённым волнам и учёт анизотропии.

3. Вероятностный подход к оценке реализации ГСМ и построению структурных поверхностей является наиболее объективным для оценки неопределённости, особенно на стадии поисково-разведочного бурения.

Список источников

1. Инструкция по сейсморазведке. М.: Мин-во геол. СССР, 1986. 80 с.
2. Инструкция по оценке качества структурных построений и надёжности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ). М.: Нефтегеофизика, 1984. 40 с.
3. Левянт В. Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчёта запасов нефти и газа / В. Б. Левянт, Ю. П. Ампилов, В. М. Глоговский и др. М.: Центральная геофизическая экспедиция, 2006. 40 с.



► Опыт применения различных методик структурных построений на Харампурском ЛУ

К. П. Шамкина¹, С. Б. Медведев²

^{1,2} ООО «Тюменский нефтяной научный центр»,

^{1,2} ООО «Харампурнефтегаз»

Введение. В административном отношении исследуемая площадь работ находится на территории Пуровского и Красноселькупского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Актуальной проблемой месторождения является неподтверждение структурного плана по основному объекту разработки – пласту Ю1. На площади наблюдается мощная газовая залежь берёзовских, туронских и сеноманских отложений, которая вносит скоростные неоднородности в ГСМ, при этом искажая структурный план. Именно по этой причине возрастают риски при бурении новых скважин. На сегодня остро стоит задача по уменьшению рисков и увеличению достоверности получаемых структурных карт, ведь точность оценки запасов месторождения углеводородов более чем на 50 % определяется именно точностью структурной модели. При выборе методики построений для опорных отражающих горизонтов Г и Б тестируется несколько способов: стандартные методом линейной зависимости, многомерной и двумерной регрессии. Окончательный алгоритм выбирается по наименьшему стандартному отклонению прогнозного значения глубин от абсолютных отметок по данным бурения и распределению невязок в контуре залежи.

Влияние амплитудных газовых аномалий на исследуемой территории. На временном разрезе по кубу 3D сейсмических данных наблюдается аномалия типа «яркое пятно» в пределах от –900 до –1 150 мс. Аномалия отчётливо выделяется и по динамическим атрибутам сейсмической записи. Также наблюдается влияние рассчитанных среднеквадратичных амплитуд, указывающих на газовые амплитудные аномалии по площади, на газонасыщенные толщины и абсолютные отметки (рис. 1).

Выбор методики структурных построений. При выборе методики построений для опорных горизонтов Г и Б тестируется несколько способов: стандартные методом линейной зависимости, многомерной и двумерной регрессии.

По стандартному методу картопостроения с использованием линейной регрессионной зависимости наблюдается высокий коэффициент корреляции – 0,94 для ОГ Г и 0,95 для ОГ Б, при этом стандартное отклонение – 14 и 26 м соответственно.

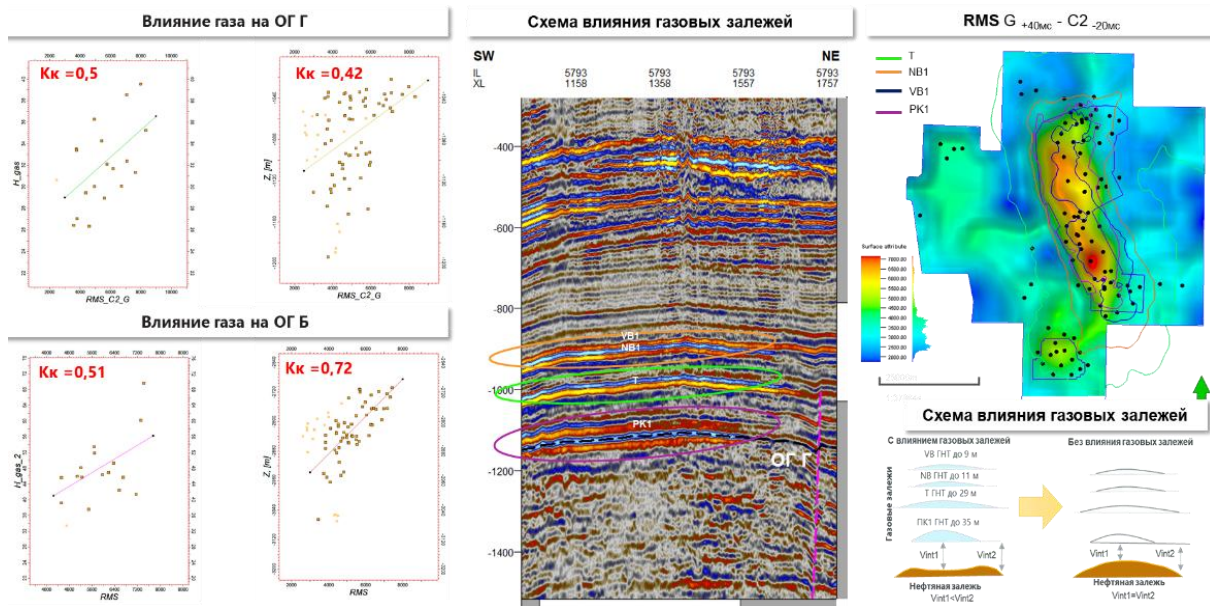


Рис. 1. Особенности поведения газовой залежи

Метод многомерной регрессии (рис. 2) заключается в использовании прогнозных скоростей, полученных через многомерную эмпирическую зависимость, которая включает три переменные: $V_{ср} = f(T0_{OG}, T0_{002}, RMS)$ (табл. 1). *Расчёт проведён на примере ОГ Г.*

1. Временная переменная по горизонту ($T0_{OG}$). На поведение горизонтов оказывает влияние замедление фронта при прохождении волны через газовую залежь, что в конечном итоге приводит к искажению отражающих горизонтов во временном масштабе.

2. Отражающий горизонт $T0_{002}$, который прослеживается для учёта влияния ВЧР, т. к. его морфология наилучшим образом описывает изменение скоростей.

3. Для исключения кинематического влияния газа на ОГ в уравнение вводится переменная, учитывающая влияние газовой залежи. Для этого рассчитывается карта среднеквадратичных амплитуд (RMS) в интервале от ОГ Г 40 мс наверх до ОГ С2 20 мс вниз.

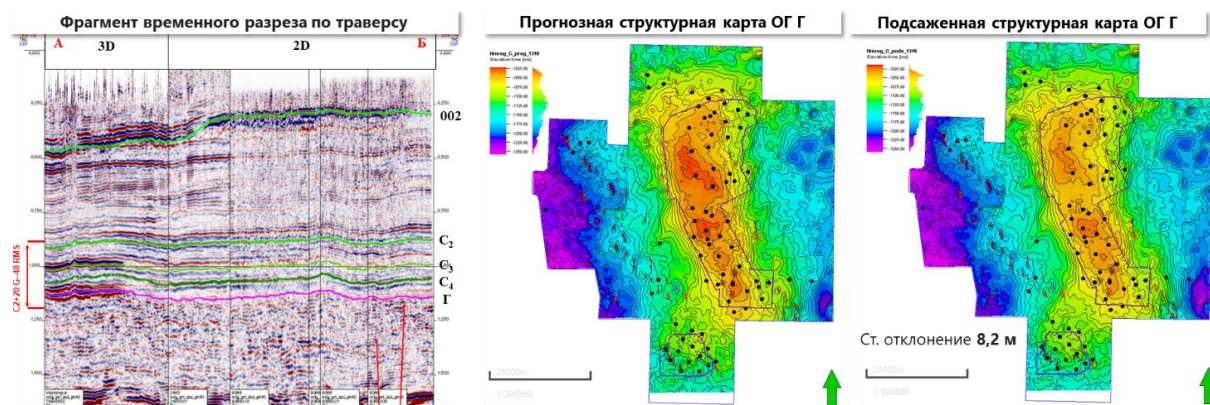


Рис. 2. Построения структурных карт методом многомерной регрессии



Таблица 1

Переменные, используемые для расчёта прогнозных скоростей

Переменная	Коэффициент
У-пересечение	1 655,31619747282
Переменная $T0_Г$	0,428559611003263
Переменная $T0_{002}$	-0,484108029882049
Переменная RMS	-0,0121410330719595

Метод двумерной регрессии заключается в расчёте прогнозной глубины, полученной через двумерную эмпирическую зависимость: $Hest = f(T0_ОГ, RMS)$. Учитываются две переменные: временная и среднеквадратичных амплитуд (табл. 2). Поскольку влияние ВЧР локально, переменную $T0_{002}$ можно исключить для регионального рассмотрения участка исследования, т. к. она может приносить ложную информацию. Для построения зависимости в точках скважин были сняты с карт значения карты изохрон и атрибута. Все расчёты выполнялись в *Excel* с помощью анализа данных модели регрессии. **Расчёт проведён на примере ОГ Б.**

Таблица 2

Переменные, используемые для расчёта прогнозных глубин

Переменная	Коэффициент
У-пересечение	-670,538779704697
Переменная $T0_Б$	1,60160882539193
Переменная $RMS\ ampl$	-0,0173504526360135

Для выбора подходящей методики интерпретатор должен оценить невязки по всем методикам построения. Представленные карты рассчитаны методом *Kriging* для ОГ Г (рис. 3) и для ОГ Б (рис. 4). По линейной зависимости выявляются максимальные значения, также происходит большая накрутка в районе контура 3D-съёмки ХЛУ. Наименьшие невязки имеют данные, полученные по методике многомерной регрессии с учётом газа и влиянием ВЧР на разрез для ОГ Г и по методике двумерной регрессии для ОГ Б.

Для ОГ Б метод двумерной регрессии показал лучший результат, дисперсия значений меньше по сравнению с другими – от -60 до 46 м. И стандартное отклонение составляет около 19 м.

На гистограмме (рис. 5) показано распределение невязок по площади для ОГ Б и ОГ Г в скважинах, не участвующих в построениях. Отмечается снижение значений по методике построения двумерной и многомерной регрессии. При сопоставлении значений структурных карт с данными бурения за 2023 г. на площади отмечается лучшее схождение по картам двумерной регрессии для ОГ Б и многомерной регрессии для ОГ Г.

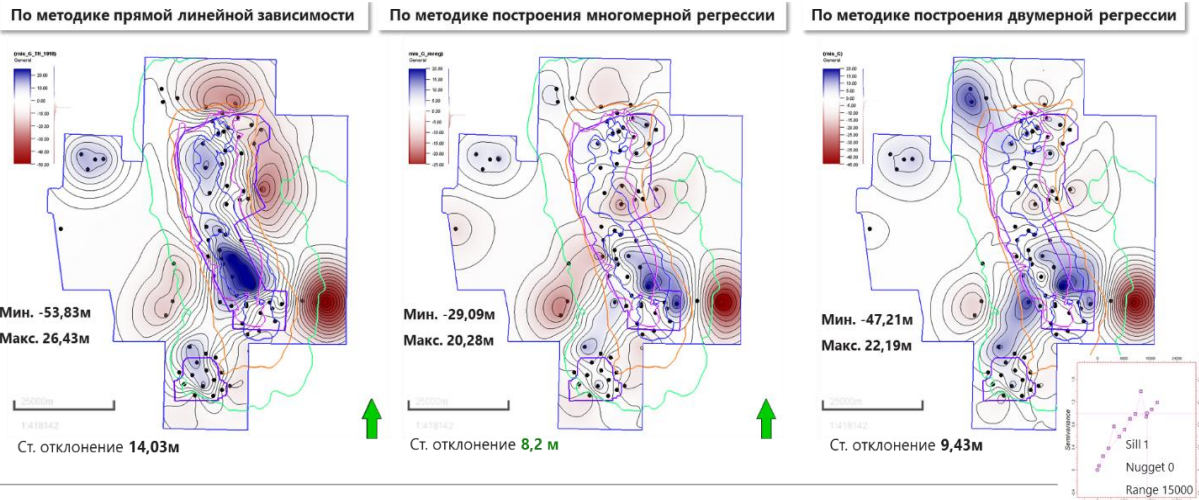


Рис. 3. Карты невязок между прогнозными и фактическими отметками в точках скважин для ОГ Г

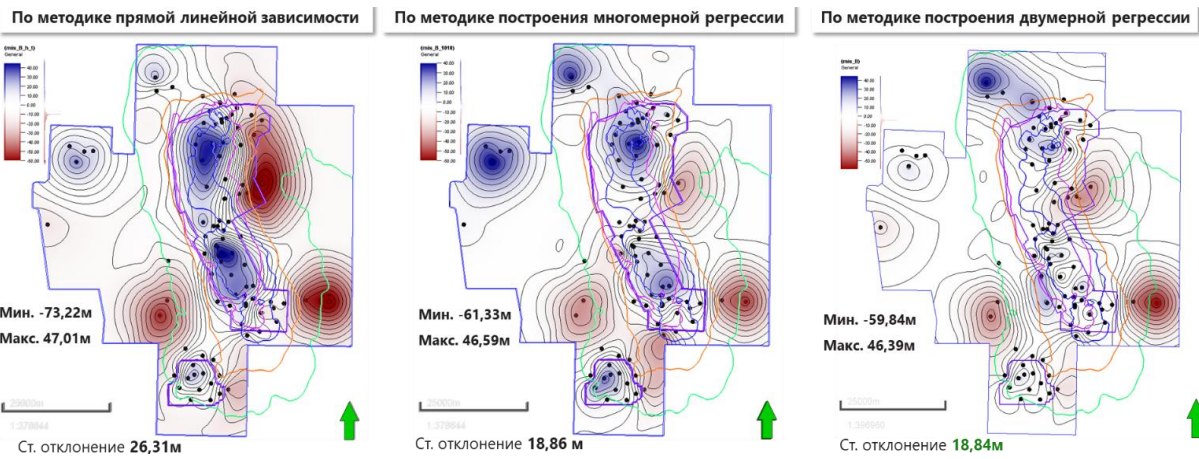


Рис. 4. Карты невязок между прогнозными и фактическими отметками в точках скважин для ОГ Б

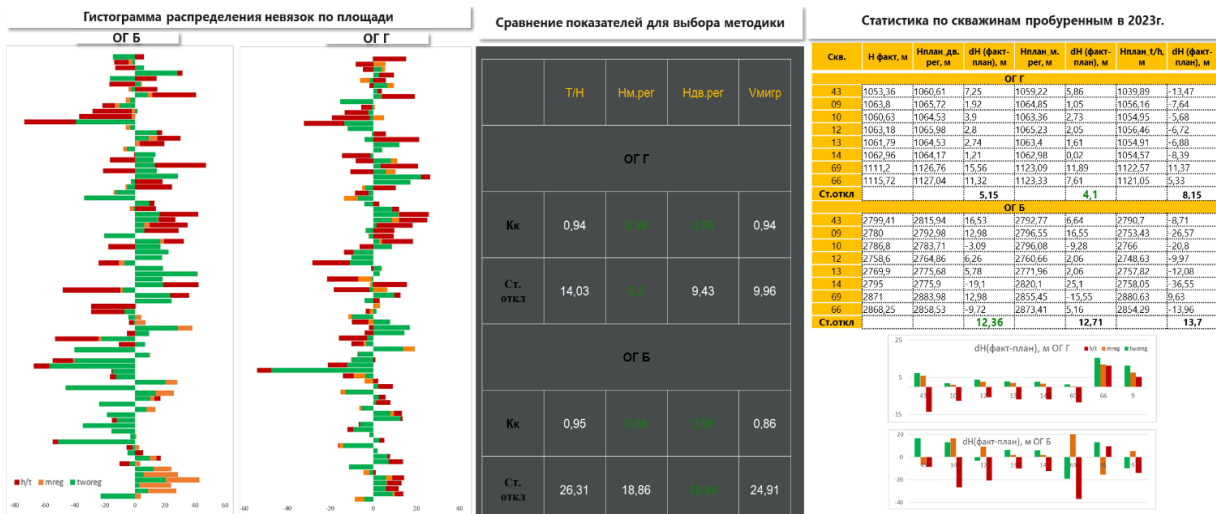


Рис. 5. Сравнение методик построения на примере скважинных данных



Выводы. От выбора методики зависит точность структурных построений, поэтому для опорных ОГ применение методик с учётом влияния газовой залежи позволяет значительно повысить точность структурных построений по сравнению с применением стандартных методик. Скважины, пробурённые в 2023 г., которые не участвовали в построениях, вскрывают горизонты в пределах оценённой погрешности. Применение данных методик уменьшает риски при бурении новых скважин. Данный подход рекомендуется к тиражированию на аналогичных территориях с наличием газовых пластов.



► Пути радикального повышения разрешения и качества обработки и интерпретации как новый этап в развитии сейсморазведки

М. М. Попов
ООО «БурСервис»
Mikhail.Popov@burservis.ru

Введение. Вопрос разрешения, качества и достоверности сейсморазведки существует с первого дня применения метода. Реальные возможности постоянно отстают от потребностей геологов, модельеров и разработчиков – пользователей сейсмических данных. Сегодня разрыв между возможностями и задачами увеличивается. Запросы пользователей результатов сейсморазведки к разрешению и достоверности постоянно растут, требуется выделять и описывать объекты такой мощностью и контрастностью, которые считаются неразрешимыми в рамках классических подходов. Этот разрыв между потребностями и возможностями объясняется достаточно просто – теоретические модели, на которых основана большая часть используемых сегодня методов, являются сильным упрощением реальных процессов, происходящих в среде. Основная часть теории используемых методов и методик построена в упрощении реальной среды до толстослоистого разреза и не учитывает тонкослоистость реального разреза и эффекты интерференции отражений от близкорасположенных границ (тюнинг-эффекты). Конечно, есть методы, учитывающие и использующие эффекты в зоне тюнинга, но это скорее исключения, чем общий методический подход. Упрощённые подходы были вполне допустимы и эффективны в предыдущие десятилетия, когда поисковые объекты были мощнее, крупнее и контрастнее и хорошо описывались толстослоистыми моделями, но сегодня для многих задач требуется другой уровень детальности и достоверности. Необходимо, по сути, заглянуть в зону тюнинга, используя закономерности эффектов этой зоны.

Теория. Отражения от тонких слоёв и эффекты зоны тюнинга. Интерференция отражений от тонких пластов интуитивно понятна и довольно хорошо описана на уровне особенностей изменения амплитуды и времени фазы. Само название зоны интерференции тонких пластов – зона тюнинга, зона настройки – обязано характерному изменению амплитуды сигнала при изменении мощности тонкого слоя. Для непарного клина (RC разного знака) с уменьшением мощности слоя амплитуда растёт до определённого значения мощности тюнинга (настройки) и затем уменьшается до нуля, когда отражения практически подавляют друг друга.



Существует ряд методов и методик, использующих этот эффект для определения мощности тонкого слоя, но, как правило, требуется калибровка по скважинам и есть ряд других ограничений.

Изменения спектров сигнала в результате интерференции в зоне тюнинга уже не так интуитивно понятны и не так широко используются, хотя описаны в 1952 г. профессором геофизического факультета МГРИ доктором технических наук Ильёй Исидоровичем Гурвичем [1]. В тонком слое спектральные компоненты интерферируют и усиливают или подавляют соответствующие компоненты (частоты) спектра, происходит конструктивно-деструктивная интерференция в спектральной области, и спектр тонкого слоя превращается в гармоническую функцию с провалами и пиками на частотах, определяемых временной мощностью слоя (рис. 1).

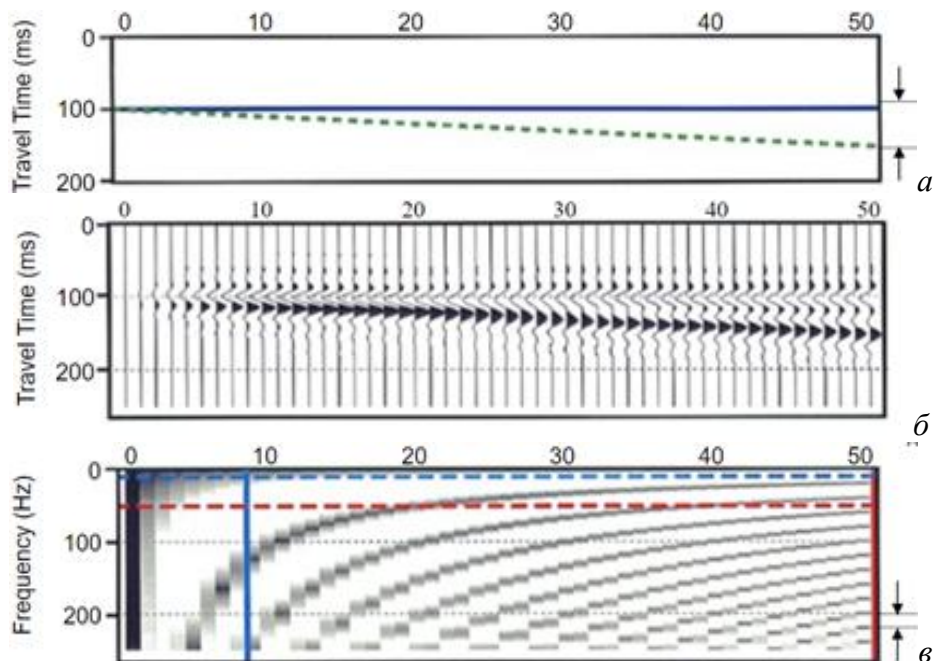


Рис. 1: а – модель непарного клина (коэффициенты отражений разного знака), по горизонтали – временная мощность; б – план спектров по трассам клина для модели клина с единичным импульсом, синяя и красная пунктирные линии выделяют интервал регистрируемых частот (получаемый на практике интервал спектра); в – модель сейсмического отклика для клина в интервале регистрируемых частот

Изменения спектра в зоне тюнинга можно рассматривать как для одного тонкого слоя, так и для пачки тонких слоёв. При рассмотрении пачки форма суммарного спектра существенно усложняется, но остаётся характерной для пачки слоёв определённых мощностей. Данная особенность используется в методе СВАН, который давно известен, но в силу сложности и субъективности анализа сегодня используется ограниченно. Нужно отметить, что современное развитие математических методов распознавания даёт новые возможности для метода СВАН, особенно в тех ситуациях, когда простые модели тонкого слоя неэффективны.



Одним из наиболее известных и широко используемых методов, основанных на изменениях спектра в зоне тюнинга, является спектральная декомпозиция и целое семейство родственных методов. Спектральная декомпозиция хорошо себя зарекомендовала, но даёт качественное решение и ограниченное разрешение по вертикали.

Методы расширения спектра на основе гармонической экстраполяции. Периодический характер спектра в зоне тюнинга можно использовать для гармонической экстраполяции (рис. 2) частот с зарегистрированной части спектра на высокие частоты расширения спектра. Данная методика реализована в ряде работ [2]. В качестве первого этапа используется разложение трассы на комбинацию парных, непарных тонких слоёв с методами разреженной аппроксимации (*Basic Pursuit, Matching Pursuit*) [3]. Для выделенных элементарных тонких слоёв можно выполнить гармоническую экстраполяцию спектра в область высоких частот. Экстраполяция в область низких частот тоже возможна, но есть ряд ограничений по ширине зарегистрированного спектра и дифференциации компонент на низкой частоте. Надо отметить, что в ряде случаев обогащение спектра низкими частотами также поможет подавить боковые лепестки импульса и уменьшить интерференцию близко расположенных границ.

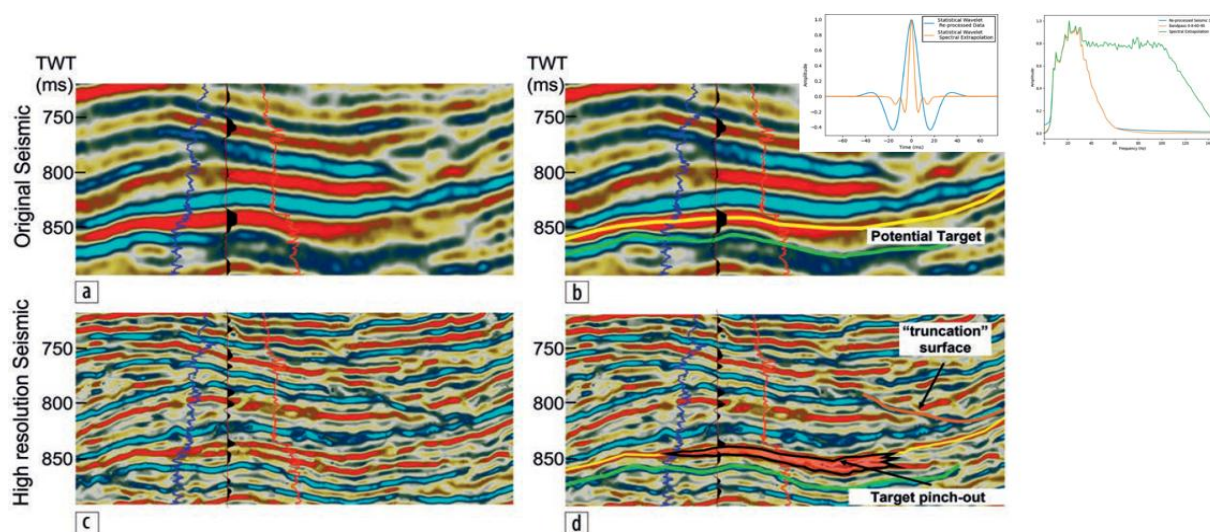


Рис. 2. Пример расширения методом гармонической экстраполяции.
Верхний ряд – исходный разрез без интерпретации и с интерпретацией.
Нижний ряд – после расширения. Импульсы и спектры до и после расширения [2]

В отличие от стандартных методов расширения спектра, где усиливаются зарегистрированные частоты (отбеливание, засинение), или деконволюции, где в незарегистрированной части спектра усиливается высокочастотный шум, в методах экстраполяции на основе закономерностей спектра в зоне тюнинга рассчитываются незарегистрированные частоты, отражающие особенности разреза (рис. 3). В определённой степени это противоречит многолетнему подходу, когда мы очищали и усиливали



зарегистрированный сигнал, но т. к. целью для нас является не сам сигнал, а информация о разрезе, геометрии и свойствах, то получение такой информации из экстраполированного сигнала вполне оправдано. Особо нужно отметить, что экстраполированный разрез является не заменой исходному, а его дополнением (рис. 4), дающим более детальную и разрешённую картину в зонах интерференции.

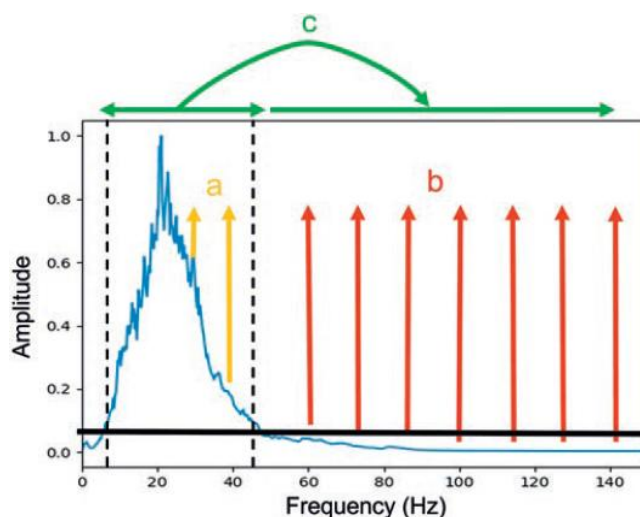


Рис. 3. Спектр тонкого слоя и варианты расширения:
a – усиление зарегистрированных частот, засинение;
b – усиление шума высоких частот деконволюцией;
c – экстраполяция незарегистрированных частот
на основе гармонических особенностей спектра зарегистрированных частот [2]

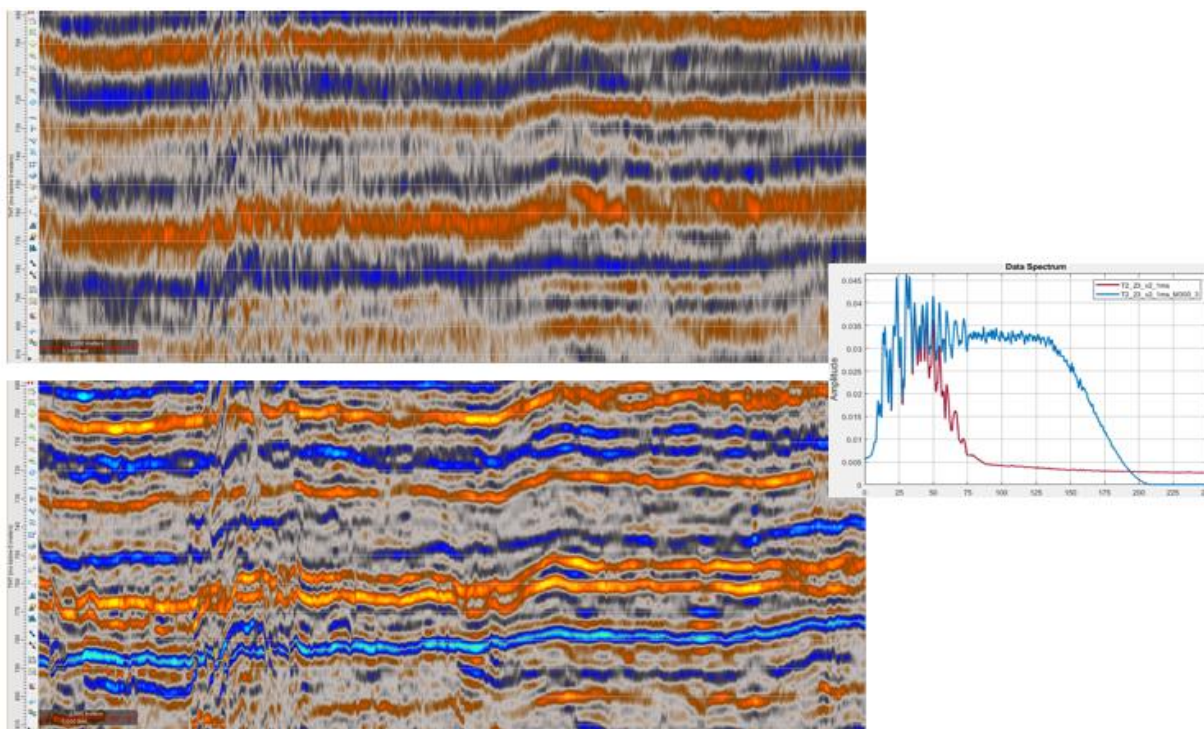


Рис. 4. Пример расширения спектра методом экстраполяции спектра.
Исходный разрез, расширенный и их спектры



Где и как работает / не работает расширение (экстраполяция). Для понимания возможностей и ограничений методов расширения на основе гармонической экстраполяции рассмотрим модели клина с разной частотой импульса (рис. 5). Первый клин моделирует зону тюнинга при импульсе Рикера 20 Гц, второй – на частоте в 3 раза выше (60 Гц) – то, к чему мы стремимся в результате трёхкратной экстраполяции. В ходе повышения частоты уменьшается зона интерференции (тюнинга), но, хоть и меньший, но всё же остаётся неразрешённый интервал. Практически это означает, что экстраполяция разрешает часть зоны тюнинга, а часть остаётся неразрешённой – слишком мала мощность. В толстой части клина, где интерференции практически нет, импульс сжимается и с позиций дополнительной информации ничего не меняется. Надо отметить, что на практике сжатие импульса также может быть информативно для выделения малоамплитудной тектоники и других латеральных особенностей горизонта.

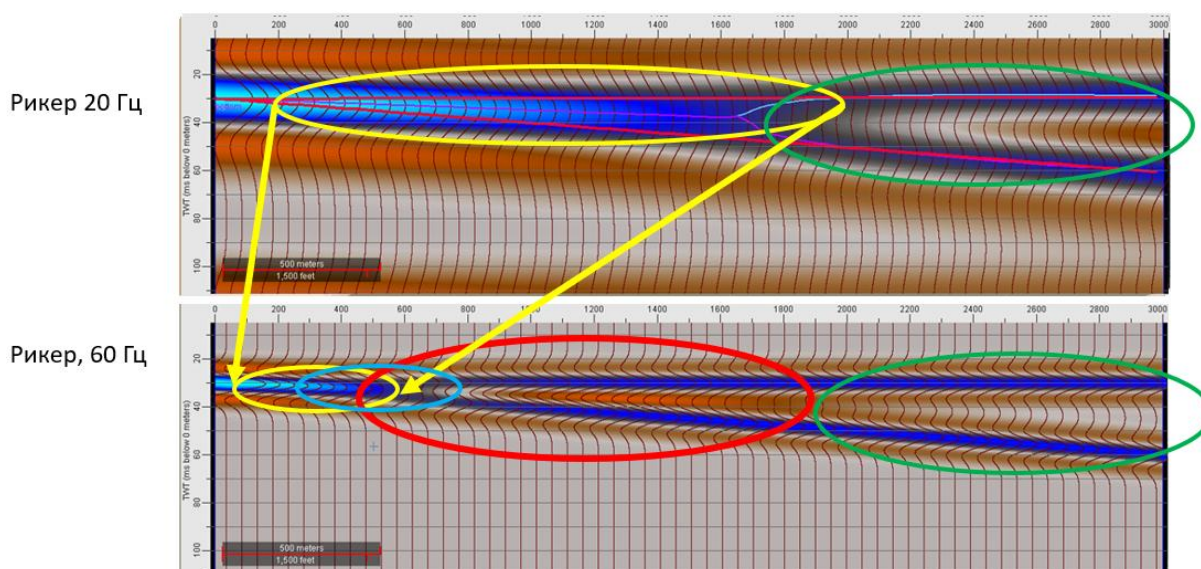


Рис. 5. Повышение разрешения на моделях клина и зонах тюнинга (жёлтый овал), толстая часть клина (зелёный), расширенная часть клина (красный) и переходная зона (голубой)

Ограничения и мешающие факторы. Исходя из физических основ метода можно сказать, что будет оказывать влияние на качество расширения. Т. к. гармоническая экстраполяция проводится в спектральной области, искажения исходного спектра или недостаточная для достоверной экстраполяции ширина спектра будут искажать результаты или понижать их устойчивость. Данные выводы хорошо подтверждаются как синтетическими примерами (рис. 6), так и расчётами на реальных данных. Искажение спектра жёсткой фильтрацией, искажение фазы импульса будут существенно ухудшать результаты расширения – необходимо максимально контролировать эти параметры при обработке.

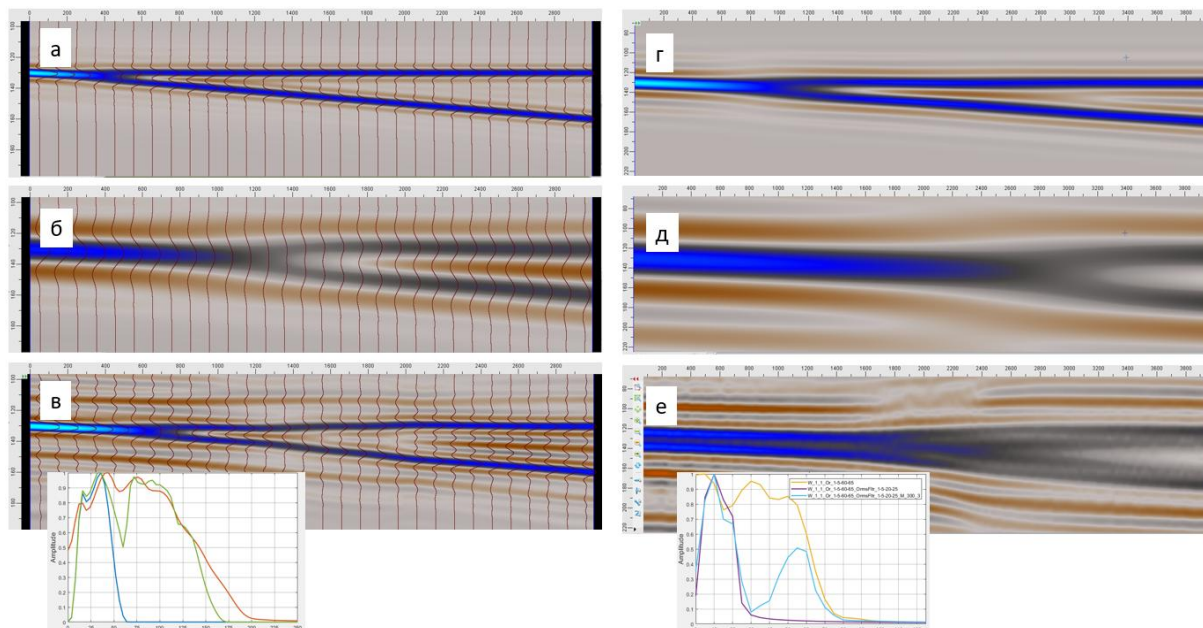


Рис. 6. Влияние фильтрации на расширение: а, г – модель клина, импульс; б, д – модель отфильтрованная; в, е – модель, расширенная в 3 раза

Расширение экстраполяцией чувствительно к искажениям спектра, т. к. использует тонкие эффекты в зоне тюнинга. Если импульс разреза нуль-фазовый, то достаточно использовать простые методы расширения, оценивающие импульс статистически по спектру, а если нет, то необходимо использовать скважинные данные для более точной оценки импульса.

Если в сейсмике много помех, артефактов и кратных, то желательно привлечение данных трассы однократных отражений (ТОО, коридорной суммы) ВСП для верификации отражений на разрезе и потенциальных возможностей расширения. При переходе на новый уровень разрешения и детальности в сейсморазведке роль ВСП и коридорной суммы возрастает, и если сегодня из ВСП используется в основном зависимость «время – глубина», то в этой области остаётся большой нереализованный потенциал для повышения качества обработки и интерпретации. Известно, что ТОО – это эталон трассы для разреза, но эталон часто не соответствует ни разрезу, ни синтетике, т. к. они существенно более субъективны и зависят от многих параметров. Разрез, синтетика и ВСП с позиций объективности и однозначности:

1) наземная сейсмика – один исполнитель/система – много вариантов сейсмики:

- выбор графа, параметров и результат субъективны;
- ИСО как подтверждение субъективности обработки;
- много примеров тестов обработки дают очень разные варианты даже в одной системе;
- в целом допустимо для парадигмы толстослойной модели;
- повышение качества особенно актуально при решении тонких задач;



2) *синтетика – привязка к одному из вариантов обработки:*

- импульс извлекаем из разреза, к которому привязываем;
- коэффициент корреляции 0,7–0,8 – допустим;
- как правило, неучёт эффективных *РС* и кажущиеся горизонты;
- по сути, привязываем основные отражения толстослойной модели к любой версии обработки, а версий может быть много;

3) *ТОО ВСП (коридор):*

- импульс из поля падающих волн (поля хорошо разделяются);
- минимальное количество процедур и параметров, минимальная субъективность;
- простое разделение отражённой однократной волны от кратных;
- на фоне синтетики и наземной сеймики наиболее однозначные, достоверные и объективные данные.

Возможности ВСП для повышения качества обработки и, соответственно, эффекты, возникающие при игнорировании ВСП, хорошо показаны в [4]. Авторы делают вывод: «Оценка качества обработки данных МОГТ путём расчёта синтетических трасс с индивидуальным импульсом, извлечённым из сейсмических данных в области скважин, может не соответствовать реальности, особенно при использовании синтетического АК. Оценка фазового сдвига данных МОГТ по синтетическому АК также может быть ошибочной. Решение этих задач с использованием ВСП является более точным. ВСП позволяет рассмотреть искажение каждого из отражений, выявить участки волнового поля, не соответствующие реальному распределению упругих свойств среды, и установить причины несоответствия, что обеспечивает более полную и объективную оценку обработки данных МОГТ-3D...».

Вывод, полученный авторами в [4], полностью соответствует результатам тестирования автором расширения на различных примерах реальных данных в регионе. Качество расширения будет зависеть от соответствия разреза ТОО.

Методики применения расширения для обработки и интерпретации. Для качественного решения таких задач необходимо расширить существующие практики обработки, интерпретационного сопровождения обработки (ИСО) и интерпретации методами детального анализа волнового поля и контроля результатов с позиций тюнинг-эффектов. Эти методы давно известны, но практически не используются при обработке и интерпретации. В общем случае для реализации потенциала тюнинг-зоны обработки и интерпретаторы должны сегодня стать немного «ВСП-шниками» и использовать данные ВСП для детального контроля, анализа качества, полноты подавления КДИ, контроля и анализа данных высокого разрешения.



С учётом анализа накопленного в регионе опыта сформирован ряд методик применения и рекомендаций для полной и качественной реализации методов на основе тонкослоистой модели в зависимости от геологии, качества сейсмических данных и имеющихся дополнительных данных (рис. 7, 8).



Рис. 7. Интерпретация. Методики применения расширения спектра



Рис. 8. Обработка и имиджинг. Методики применения расширения спектра

В самом простом варианте (качественная сейсмика, не осложнённая сильным фоном кратных, помех и огрехов обработки; качественные данные по акустике и плотности) достаточно проконтролировать результат расширения спектра высокочастотной синтетикой с перепривязкой сейсмики к скважинным данным и верификацией выделенных фаз. При этом нужно отметить, что корреляция между синтетикой и высокочастотными данными без перепривязки всегда будет ухудшаться, т. к. даже небольшая разница между синтетикой и полем (а разница всегда есть) на низкой частоте будет усиливаться.



Детальный анализ однократных отражений, выделение фона кратных, расширение по ТОО и верификация данных обработки позволяют повысить качество и достоверность методов, разрешающих зоны тюнинга в разрезе. Известный в индустрии, но ограниченно используемый подход *well driven processing* (обработка с использованием скважинных данных, а особенно ВСП) имеет большой потенциал для достоверного применения методов повышения разрешения.

При большом фоне кратных необходимо дополнительное подавление кратных по сейсмограммам. Перед подавлением целесообразно провести расширение спектра методом экстраполяции высоких частот, что позволит более чётко выделить кратные, конструктивно-деструктивно интерферирующие с однократными на исходной частоте разреза. В данном контексте можно условно разделить термины «конструктивно-деструктивная интерференция» и «тюнинг», часто используемые как синонимы. Тюнинг – интерференция от геологических границ. Конструктивно-деструктивная интерференция (КДИ) – интерференция отражений от границ с кратными и другими помехами, осложняющими разрез.

Для повышения качества и разрешения разреза нам необходимо максимально удалить, подавить эффекты КДИ или хотя бы идентифицировать их, а оставшиеся тюнинг-эффекты использовать для повышения разрешения и других методов анализа.

Выводы. Таким образом, сегодня, используя методики расширения спектра путём экстраполяции, мы можем существенно уменьшить зоны тюнинга и к полученным высокочастотным данным как применять стандартные методы обработки и интерпретации, использующие парадигму толстослойной модели, так и предложить новые. Для полной реализации современных возможностей по разрешению и достоверности остаётся потенциал расширения многих применяющихся сегодня методов и методик интерпретации тонкослойными моделями и учёта/использования эффектов тюнинг-зоны при обработке и интерпретации.

Современные возможности и ограничения расширения спектра и методы снятия ограничений:

- можно экстраполировать высокие частоты разреза и уменьшать зоны тюнинга;
- зафильтрованный, сильно искажённый, нестабильный по разрезу спектр будет ограничивать ширину экстраполяции – используем ИСО, контроль по ВСП и импульс по скважинам;
- фазовый сдвиг искажает результаты – используем детерминистический импульс по скважинам;
- помехи в разрезе искажают результаты – используем ИСО и ВСП для контроля, подготовки сейсмограмм;



- расширение (экстраполяция) спектра – не «волшебная кнопка», решающая все вопросы, – для эффективного применения и анализа результатов требуется понимание данных, помех, возможностей и ограничений метода;

- более широкое использование ТОО ВСП при ИСО и интерпретации позволит повысить качество данных и достоверность результатов расширения.

С позиции современных вызовов и возможностей сейсморазведки можно отметить следующие моменты.

1. Новый этап – более широкое использование тонкослоистой парадигмы модели (эффектов в зоне тюнинга) в обработке и интерпретации.

2. Новые методы на основе эффектов в тюнинг-зоне – использование экстраполированных частот (расширение спектра, методов экстраполяции), фазовая декомпозиция, декомпозиция/инверсия редких слоёв.

3. Новая роль известных и хорошо развитых методов – более широкое использование ВСП, обработка с использованием скважинной информации, ВСП, каждый обработчик и интерпретатор должен стать немного «ВСПшником» (синергия методов повышает качество данных и позволяет уверенно решать тонкие задачи в зоне тюнинга).

4. Новые и обновлённые известные методики – новые требования к качеству и достоверности данных требуют обновления ряда методик с учётом тонкослоистого разреза и позволяют предложить новые методики с учётом новых возможностей.

5. Новые возможности – повышение разрешения сейсморазведки в 2–3 раза и детальное изучение тонкослоистых сред на основе эффектов в зоне тюнинга.

***Благодарности.** Автор благодарит компанию Lumina Geophysical за предоставленные лицензии ПО QI для анализа и качественной, количественной интерпретации сейсмических данных в зоне тюнинга.*

Список источников

1. Гурвич И. И. Об отражениях от тонких пластов в сейсморазведке / И. И. Гурвич // Прикладная геофизика. 1952. № 9.

2. Puryear C. I. Spectral Extrapolation Principles and Application: Mindoro Island, Philippines, Seismic Data / C. I. Puryear, R. Tharimela, D. Ray et al. // The Leading Edge. 2023. No. 42. Pp. 44–51.

3. Zhang R. Seismic Sparse-layer Reflectivity Inversion using Basis Pursuit Decomposition / R. Zhang, J. Castagna // Geophysics. 2011. Vol. 76. No. 6. Pp. R147–R158.

4. Ленский В. А. Возможность оценки обработки данных МОГТ-3D с использованием вертикального сейсмического профилирования / В. А. Ленский, Ф. Х. Салихова, Д. Р. Иркабаев и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 2. С. 41–49.



► **Прослеживание особенностей сейсмического поля с помощью алгоритма симуляции разломов по локальным стрессам и RGB-смешивания**

И. И. Приезжев¹, А. В. Трофимук²

^{1,2} ООО «Лаборатория Приезжева»

¹ priezzhev.i@ivanplab.ru, ² trofimuk.a@ivanplab.ru

Введение. Предлагается новый метод прослеживания особенностей по стратиграфическим слайсам сейсмического поля для анализа сейсмических кубов или поверхностей. Такая операция может использоваться как нелинейная процедура контрастирования сейсмических изображений в условиях слабых отражений. Метод основан на симуляции возникновения разломов в неоднородных пластинах (стратиграфические слайсы) с помощью имитации множественных локальных стрессов в случайно выбранных точках. Эти стрессы вызывают возникновение трещины в слабых местах и позволяют проследить её распространение в пластине с выявлением линеаментов. Этот алгоритм, по полученным результатам, является близким аналогом технологии *AntTracking* (Шлюмберже), но имеет некоторые отличия, т. к. основан на симуляции физических процессов разрушения горных пород. В докладе показано большое количество результатов применения предлагаемой технологии и сравнение с существующими аналогами.

Задача по выявлению разломов или других линейных особенностей строения изучаемых пластов (линеаментов) по данным трёхмерной сейсморазведки обычно состоит из двух основных этапов: на первом (*edge detection*) анализируется зарегистрированное поле сейсмических волн и выявляются резкие фазовые изменения между соседними сейсмическими трассами по латерали. Примеры таких сейсмических атрибутов – *coherency* (Bahorich and Farmer, 1995), *variance* [6], *similarity*, *dip and azimuth*. Эти резкие фазовые изменения отображаются на картах и/или разрезах и могут интерпретироваться как разломы или вертикальные стратиграфические границы (например, края палеоканалов, изолированных карбонатных построек, границы соляных куполов и т. д.). На втором этапе (*faults enhancement*) все ранее прослеженные особенности сейсмического поля группируются (объединяются) в протяжённые линеаменты, которые также могут быть интерпретированы как разломы или другие квазивертикальные геологические особенности.



До сих пор существовал только один распространённый вычислительный подход для такого объединения – группа алгоритмов, основанная на моделировании поведения роя муравьёв [1; 4]. Такие алгоритмы позволяют объединить многочисленные несвязанные участки одного и того же разлома в протяжённую непрерывную плоскость, основанную на моделировании поведения муравьёв при поиске пищи. В этой публикации представлен новый подход для прослеживания разломов или других линейных геологических особенностей, основанный на моделировании локальных напряжений в случайных точках анализируемого пласта для имитации возникновения трещин при разрушениях горных пород.

Метод. Предполагается, что существует регулярная сеть в виде соседних узлов, связанных между собой по всем возможным линиям. Степень связи по каждой линии заранее определена в виде заданных свойств. Если приложить стресс к одному из узлов, то связи между соседними с ним узлами начнут разрываться по мере их слабости. Один из соседних узлов, который имеет максимально сильную связь с тестируемым узлом, остаётся связанным с ним, и это определяет направление возможной трещины, т. к. связи с другими узлами (справа или слева от линии с максимальной степенью связи) могут быть разрушены. Следующим тестируемым элементом будет этот элемент. При этом тестирование связи с предыдущим узлом не выполняется. Таким образом, направление возможной трещины определяется по линиям с наиболее сильными связями. В качестве параметра степени связи могут быть использованы различные сейсмические атрибуты, и обычно нужно прослеживать их максимальные значения на карте. Как вариант, могут применяться различные производные этих атрибутов.

Работу алгоритма для прослеживания линейных особенностей изображения на карте можно описать следующим образом.

1. Локальный стресс прилагается к случайно выбранной точке (узлу грида) в изучаемом пласте (на карте), где предполагается возникновение разлома горных пород в виде линейного нарушения целостности (в объёме или на карте).

2. Направление линейного нарушения целостности будет определяться, во-первых, в соответствии с типом стресса и, во-вторых, с положением ранее определённых ослабленных участков:

а) рассматриваются все соседние точки с точкой приложения локального стресса;

б) для продолжения нарушения выбирается та точка, которая:

- совпадает с основным направлением линейного нарушения в виде продолжения этого нарушения с предыдущих точек и с учётом ранее заданного параметра максимальной кривизны и априорного направления регионального стресса;

- имеет минимальную слабость пород (экстремальное значение сейсмического атрибута).



3. Выбранная точка продолжения линейного нарушения целостности предполагается как новая точка приложения локального стресса, и для последующего продолжения нарушения используются шаги, определённые в п. 2.

4. Все точки, выбранные для продолжения линии разломов, помечаются как дополнительно ослабленные и могут быть использованы для последующего прослеживания линии нарушения.

5. Многократно помеченные точки определяют большую вероятность положения разлома.

6. Цикл нахождения новых точек линии нарушения прекращается при достижении краевых точек в объёме / на карте или при достижении ранее определённого размера разлома.

7. Для начала прослеживания новой линии разлома выбирается новая случайная точка в соответствии с п. 1.

В качестве входных данных для предлагаемого алгоритма отслеживания, основанного на моделировании локальных напряжений, необходим трёхмерный сейсмический куб, который уже определяет локальные зоны слабости в горных породах. Такой куб сейсмических атрибутов может быть получен с помощью хорошо известных технологий *edge detection*, таких как когерентность или дисперсия. Альтернативно мы можем использовать ранее предложенную технологию выделения разломов по данным сейсморазведки на основе алгоритма машинного обучения *DTW* (*dynamic time warping*) [2].

Пример использования алгоритма трассирования возможных разломных нарушений по сейсмическим атрибутам показан на рис. 1.

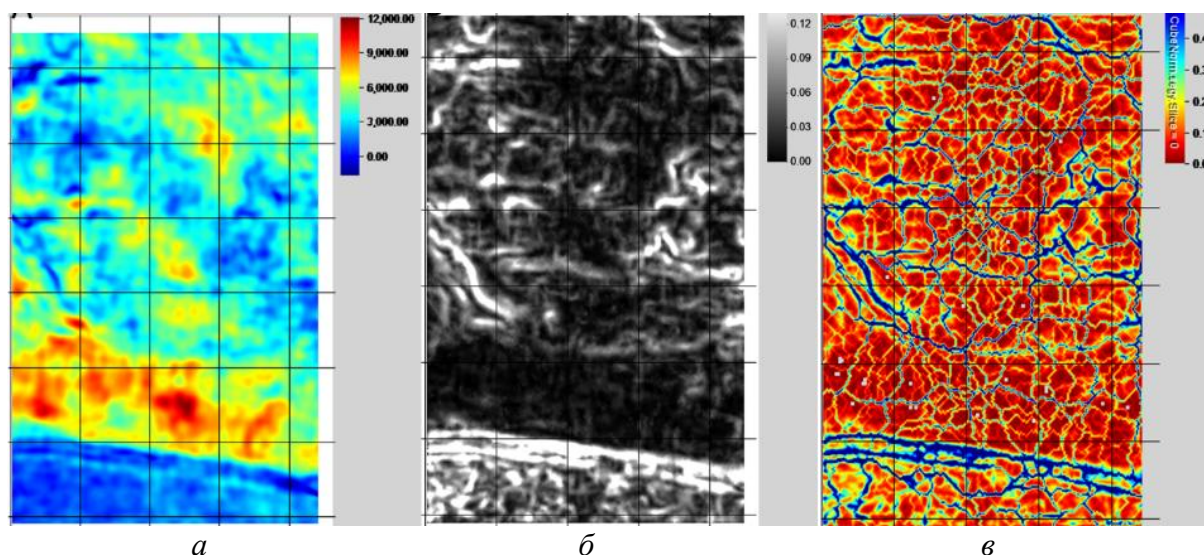


Рис. 1. Пример вычисления слайса картины вероятностей разломов на основе предлагаемого алгоритма имитации разломных нарушений с помощью локальных стрессов: а – стратиграфический слайс по исходному сейсмическому кубу; б – по вычисленному кубу типа «*edge detection*» с использованием *DTW*-алгоритма; в – результат работы алгоритма имитации разломных нарушений с помощью локальных стрессов

Применение в качестве входных данных исходного куба амплитуды сейсмических отражений позволяет использовать алгоритм предложения как инструмент для подчёркивания линейных особенностей сейсмического поля с целью получения более контрастных сейсмических изображений. При этом мы можем прослеживать на стратиграфических слайсах локальные максимумы или минимумы сейсмических амплитуд, как показано на рис. 2.

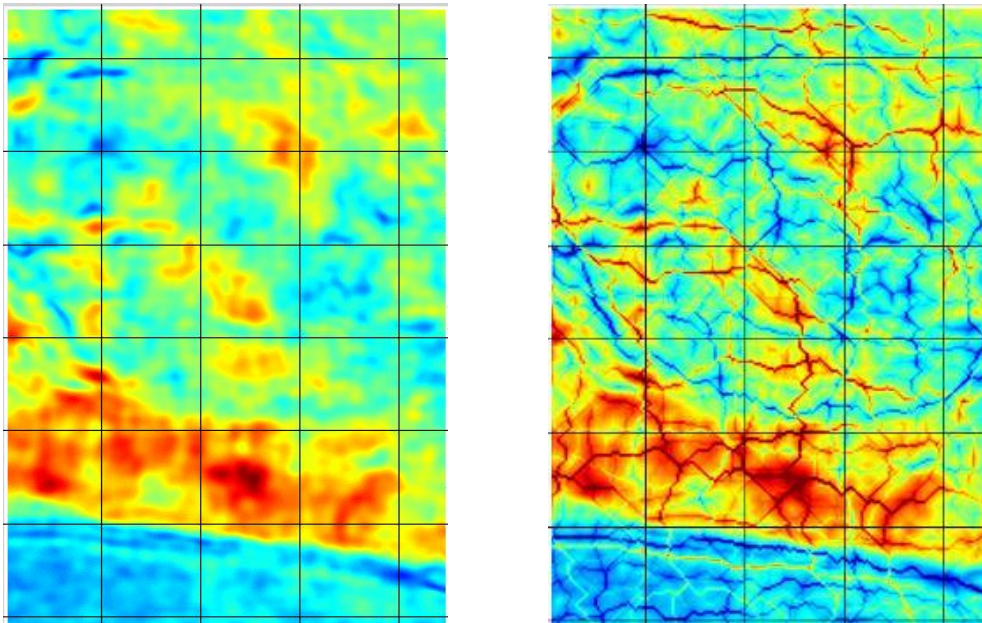


Рис. 2. Пример прослеживания особенностей сейсмического поля на основе предлагаемого алгоритма. Слева – стратиграфический слайс исходного сейсмического поля по карбонатному слою; справа – слайс с подчёркнутыми особенностями

Для выделения слабых площадных изменений сейсмического поля на стратиграфических слайсах предлагается использовать три соседних сейсмических слайса, построенных вдоль изучаемого пласта и расположенных на минимально возможном временном (или глубинном) расстоянии друг от друга. Например, такое расстояние может быть 2 мс, что соответствует вертикальному интервалу сейсмического куба. Далее один из этих слайсов раскрашивается оттенками красного цвета, второй – оттенками зелёного цвета, третий – оттенками синего. Все эти три карты смешиваются в виде одной *RGB*-карты, как показано на рис. 1. Если имеются несинхронные изменения амплитуды сейсмического поля, то они проявляются в виде цветовых оттенков, отличных от серых. Серые оттенки карты показывают места с синхронным изменением сейсмических амплитуд. Применение улучшенных сейсмических изображений позволяет контрастировать карту смешения слайсов и проявлять линейные особенности. Пример таких изображений показан на рис. 3.

На рис. 4 показан пример сравнения результатов спектральной декомпозиции и предлагаемого метода *RGB*-смешивания по фрагменту данных сейсморазведки *3D* в юрских отложениях.

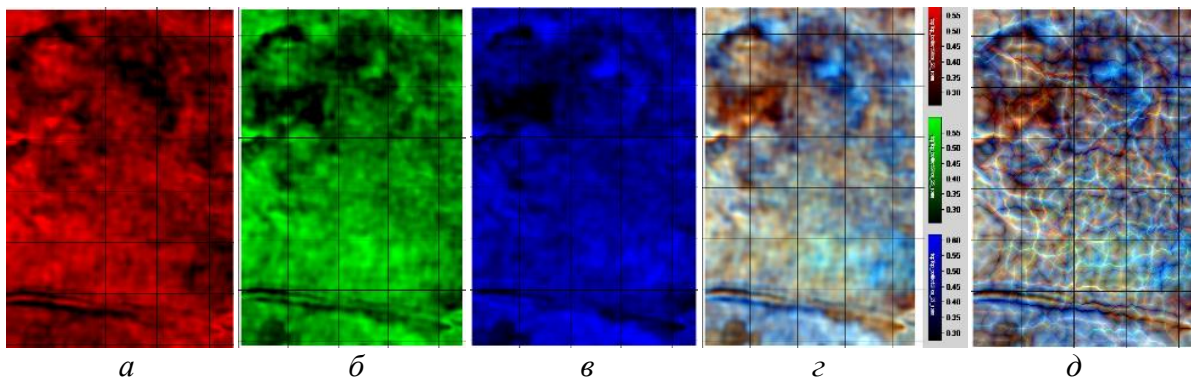


Рис. 3. RGB-смешивание трёх стратиграфических карт по трём соседним интервалам:
 а–в – слайсы с отступом 0, 4, 8 мс от кровли карбонатного слоя;
 г – карта смешанного сигнала от трёх соседних слайсов;
 д – карта смешанного сигнала от трёх соседних слайсов с применением прослеживания линеаментов *Faults Simulation*

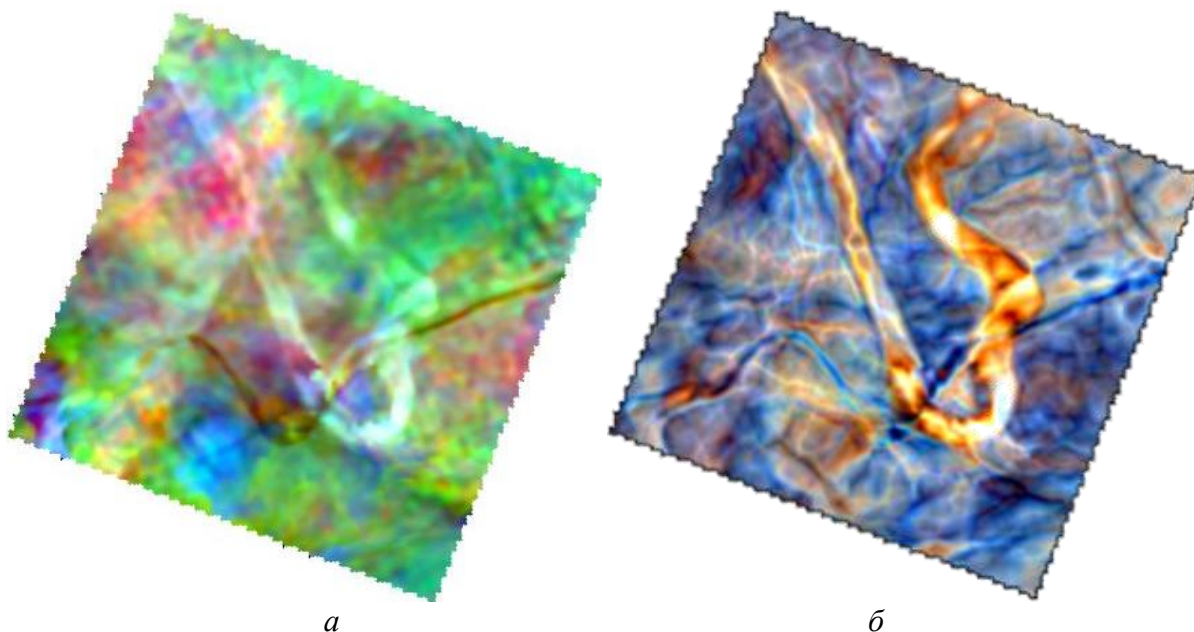
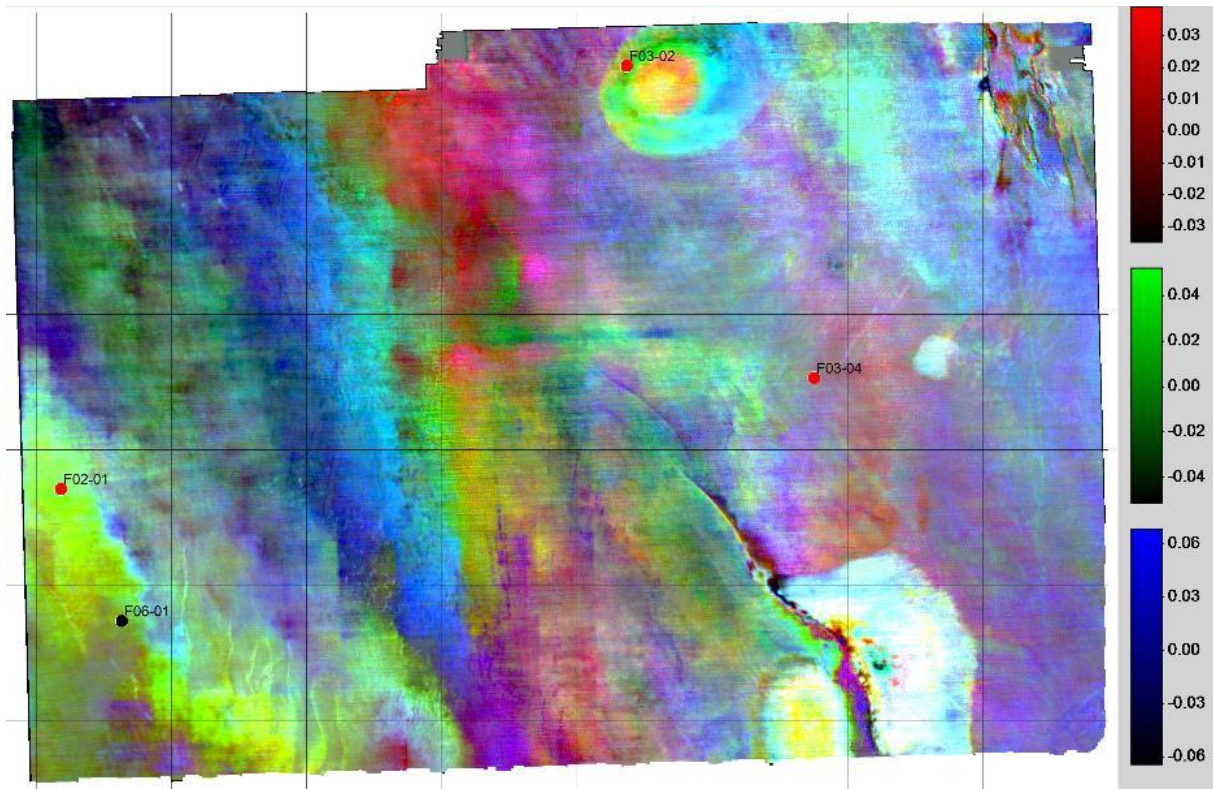
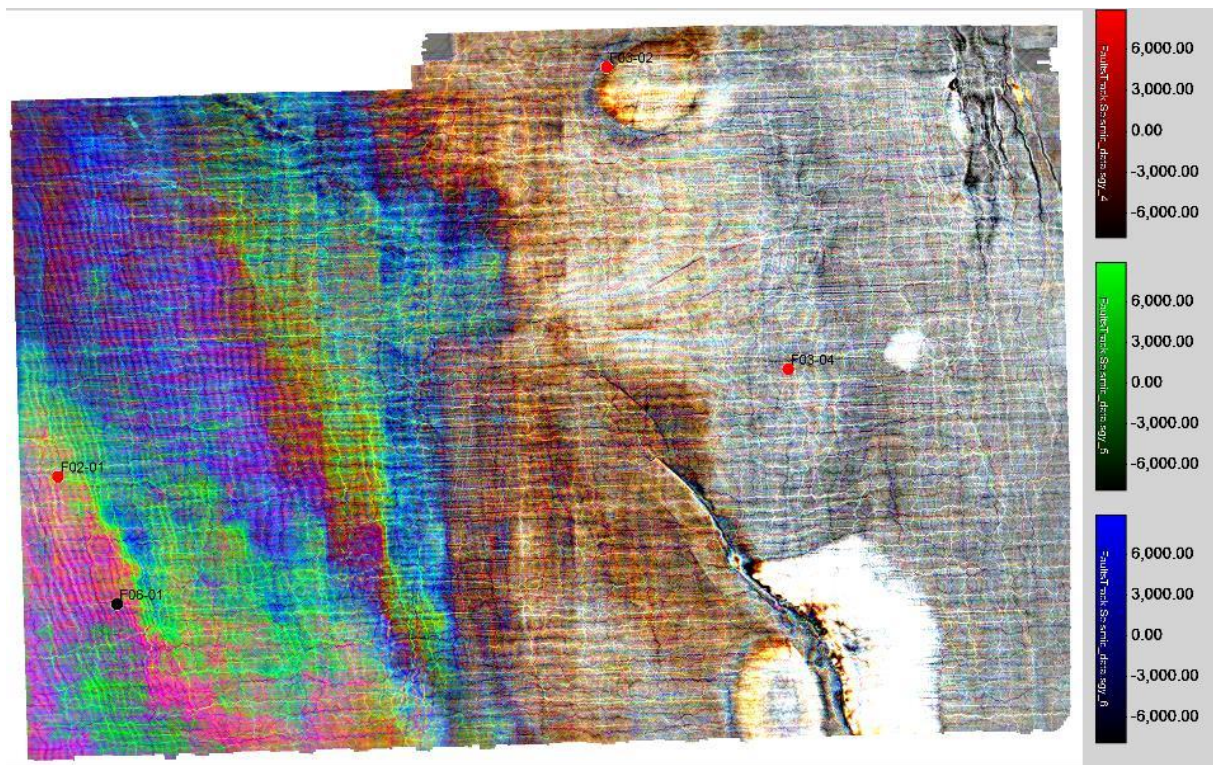


Рис. 4. Сравнение предлагаемой технологии RGB-смешивания с контрастированием (б) с классической технологией спектральной декомпозиции (а).
 Смешивание сейсмического сигнала с 20, 30, 40 Гц

На рис. 5 показан пример сравнения результатов спектральной декомпозиции и предлагаемого метода RGB-смешивания с контрастированием по публичным данным по блоку F3 в Северном море [7]. На карте RGB-смешивания с контрастированием можно увидеть линеаменты, которые подчёркивают сейсмофациальное строение данного пласта. Очевидно, что эти две технологии дополняют друг друга и позволяют более детально изучить территорию.



а



б

Рис. 5. Публичный набор данных F3 в Северном море:
а – классическая карта спектральной декомпозиции для 20, 35, 50 Гц;
б – результат предложенного RGB-микширования
для трёх стратиграфических слайсов (расстояние – 4 мс)
с отслеживанием сейсмических особенностей
на основе метода моделирования разломов



Заключение. Предложен авторский метод прослеживания особенностей сейсмического волнового поля на основе алгоритма симуляции локальных стрессов. Метод может применяться для повышения детальности сейсмических изображений с *RGB*-визуализацией. В качестве входных данных могут быть использованы как сейсмические кубы *3D* (в т. ч. атрибуты), так и *2D*-карты.

Список источников

1. Pedersen S. I. Automatic Fault Extraction using Artificial Ants / S. I. Pedersen, T. Randen, L. Sonneland et al. // 72nd SEG International Conference (Salt Lake City, 2002).
2. Priezzhev I. I. A New Higher-resolution Multi-trace Seismic Discontinuity Attribute based on a Dynamic Time Warping Algorithm / I. I. Priezzhev, D. A. Danko, U. Strecker et al. // First Break. 2020. No. 4. Pp. 41–46.
3. Priezzhev I. I. Faults Tracking Algorithm using Seismic Data based on Rock Faulting Simulation / I. I. Priezzhev // EAGE Conference – Geomodel 2020.
4. Shlionkin S. I. Seismic Data Discontinuity Computation for Fault/Fracture Imaging / S. I. Shlionkin, A. V. Masjukov, V. V. Masjukov et al. // EAGE Conference (St. Petersburg, 2008). P. A045.
5. Silva C. C. Automatic Fault Extraction using Ant Tracking Algorithm in the Marlim South Field Campos Basin / C. C. Silva, C. S. Marcolino, F. D. Lima // SEG 75th Annual Meeting (2005). Pp. 857–860.
6. Van Bemmел P. Seismic Signal Processing Method and Apparatus for Generating a Cube of Variance Values: U. S. Patent No. 6, 151, 555 / P. Van Bemmел, R. E. F. Pepper. 2000.
7. Silva R. M. Netherlands Dataset: a New Public Dataset for Machine Learning in Seismic Interpretation / R. M. Silva, L. Baroni, R. S. Ferreira et al. 2019. arXiv:1904.00770v1 [cs.LG].



► Теоретические и практические аспекты обработки рассеянных волн в сейсмических данных

М. И. Протасов
ИНГГ СО РАН
protasovmi@ipgg.sbras.ru

Рассеянные волны используются для построения дифракционных сейсмических изображений. Существуют различные алгоритмы их обработки, которые можно разделить на три класса: в области данных, в процессе миграции и при обработке изображений. В рамках данной работы проведено исследование влияния некоторых алгоритмов и графов обработки на качество дифракционных изображений. Также при построении дифракционных изображений на практике используются модели скоростей, полученные в результате обработки отражённых волн. При этом подходе важно знать, насколько модель скоростей, полученная таким способом, корректна для построения дифракционных изображений. Для этого были проведены тестовые расчёты на синтетических методологических моделях и данных.

Влияние точности модели на дифракционные изображения при обработке данных во временной области. Для оценки влияния скоростей миграции на дифракционные изображения во временной области использовалась горизонтально-слоистая модель с точечными рассеивателями, равномерно распределёнными по всей области (рис. 1, *а*). Для построения дифракционных изображений применялась процедура асимметричного суммирования данных, при этом использовались скорости миграции, полученные по отражённым волнам. В результате изображение рассеивающих объектов сфокусировано в верхних слоях, тогда как с увеличением глубины происходит дефокусировка изображения рассеивателей (рис. 1, *б*). Следовательно, даже в такой относительно простой среде скорости временной миграции, полученные по отражённым волнам, достаточно точные для построения сфокусированных изображений по отражённым волнам, не являются достаточно точными для построения сфокусированных изображений по рассеянным волнам, и необходимо выполнять дифракционный скоростной анализ.

Влияние точности модели на дифракционные изображения при обработке данных в глубинной области. Исследование влияния точности скоростей миграции при построении дифракционных изображений в глубинной области проведено на модели *Marmousi* с расположенными на глубине 3 100 м точечными рассеивателями. Эта модель была сглажена с разной степенью, и для этих моделей строились изображения отражённых волн и дифракционные изображения. В итоге, например, для «слож-



ной» центральной части модели изображения рассеивателей (рис. 2, а) полностью дефокусированы в «томографической» модели (рис. 2, б), тогда как для модели по результатам полноволнового обращения получают изображения приемлемого качества (рис. 2, в). Однако при этом изображения по отражённым волнам в «томографической» модели не являются достаточно корректными по оценке сейсмограмм общей точки изображения (рис. 2, г), тогда как изображения отражённых волн в модели по результатам полноволнового обращения вполне удовлетворительны (рис. 2, д). Следовательно, даже в такой сложной модели, как *Marmousi*, скорости миграции достаточно точные для построения сфокусированных изображений как по отражённым, так и по рассеянным волнам.

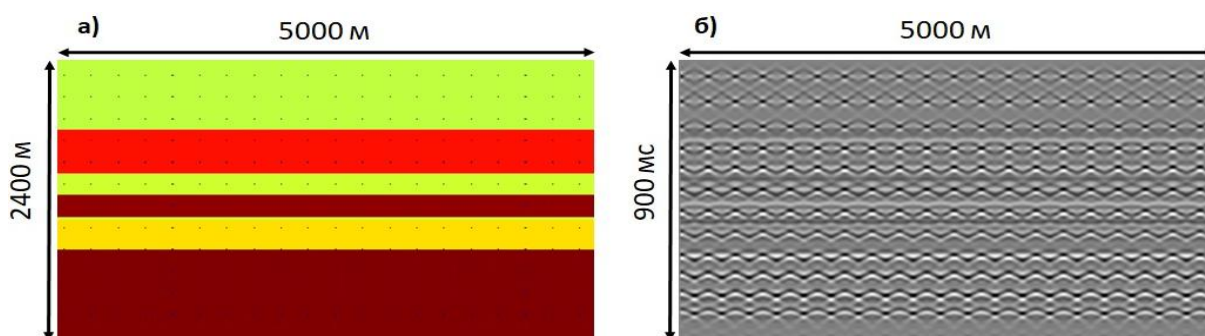


Рис. 1: а – горизонтально-слоистая модель с точечными рассеивателями; б – дифракционное изображение, полученное во временной области асимметричным суммированием данных, рассчитанных для представленной модели

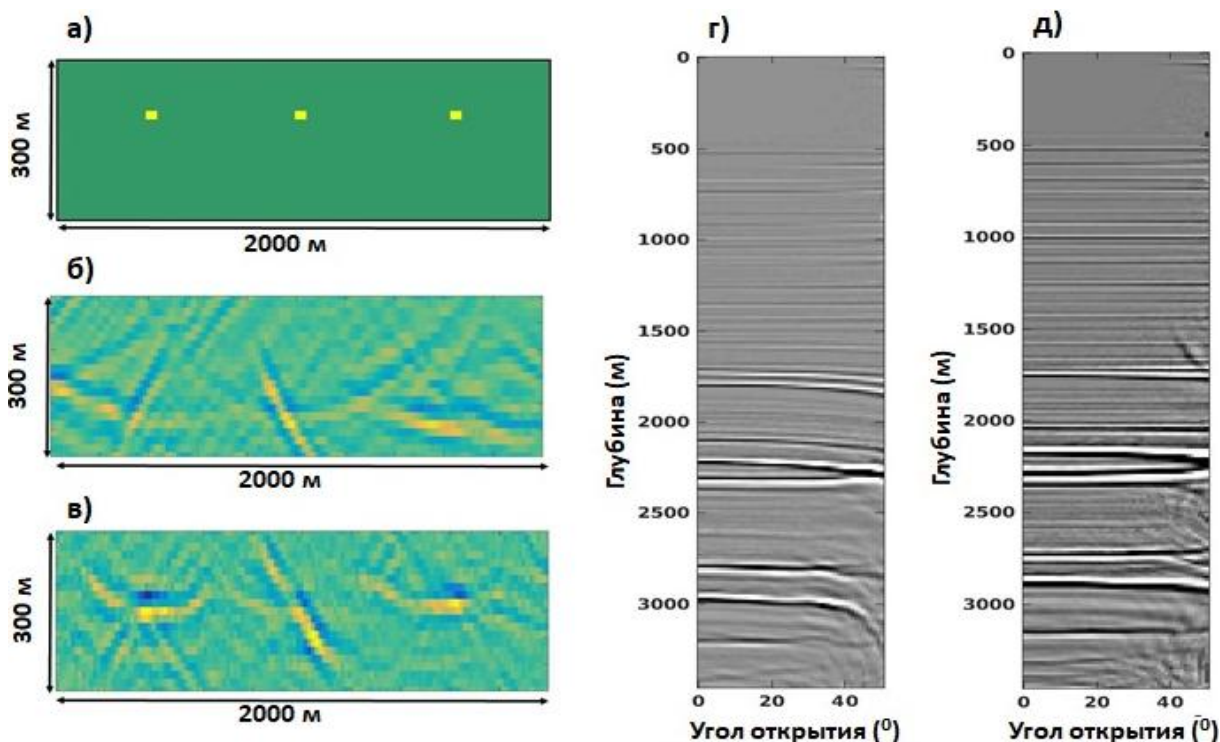


Рис. 2. Точечные рассеиватели и изображения в центральной «сложной» части модели *Marmousi*: а – модель; б – дифракционное изображение в гладкой «томографической» модели; в – дифракционное изображение в модели после полноволнового обращения; г – сейсмограмма общей точки изображения в гладкой «томографической» модели; д – сейсмограмма общей точки изображения в модели после полноволнового обращения

Влияние выделения рассеянных волн в области данных на дифракционные изображения. Следующие эксперименты предусматривают сравнение дифракционных изображений на основе асимметричного суммирования селективных изображений, построенных по сейсмическим данным без и с выделением рассеянных волн. Далее представлены результаты для реалистичной синтетической модели и данных. Для построения дифракционных изображений используются два набора данных: исходные сейсмические данные, содержащие все типы волн, и данные после идеального вычитания, когда остаются только рассеянные волны (идеальные данные). По исходным сейсмическим данным было построено дифракционное изображение асимметричным суммированием. К идеальным данным применялась процедура построения полного изображения. Детальное сравнение изображений вблизи зоны трещиноватости показывает преимущества выделения рассеянных волн в данных перед построением дифракционного изображения (рис. 3). Результат изображения данных после выделения рассеянных волн (рис. 3, в) близок к идеальному, наилучшему достижимому в рамках рассматриваемой миграционной процедуры результату. Он более сфокусирован, менее зашумлён и более соответствует модели (рис. 3, а) по сравнению с селективным дифракционным изображением необработанных исходных данных (рис. 3, б).

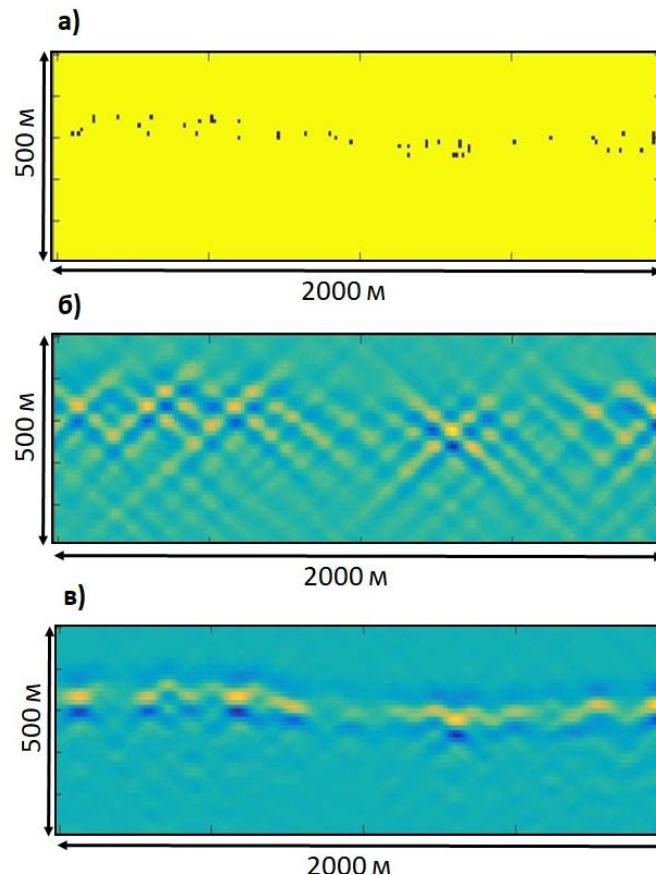


Рис. 3: а – область модели из Восточной Сибири, содержащая слой с трещинами; в этой же области: б – частичная сумма селективных изображений данных без какой-либо обработки; в – «полная» сумма селективных изображений данных с выделенной рассеянной компонентой



Влияние качества обработки данных на дифракционные изображения. Далее проведено исследование двух различных сценариев обработки сейсмических данных на результат построения дифракционных изображений. Сначала с использованием алгоритма асимметричного суммирования были обработаны реальные сейсмические данные $3D$, которые прошли стандартный граф обработки, ориентированный на отражённые волны. Затем мы применили этот же алгоритм построения дифракционных изображений с абсолютно идентичными параметрами к реальным сейсмическим данным $3D$, которые прошли граф обработки с максимальным сохранением рассеянной компоненты. В результате получили два куба с дифракционными изображениями, которые во многих областях имеют существенные различия (рис. 4). Однако в горизонтальном срезе, представленном на рис. 4, б, амплитудные аномалии дифракционного изображения, построенного по данным с сохранением рассеянной компоненты, соответствуют структурным несогласиям, которые должны порождать дифракции (рис. 4, б). Это говорит о достоверности дифракционного изображения и, соответственно, указывает на то, что дифракционное изображение по данным после стандартного графа обработки по существу не является таковым. Также дифракционные изображения, полученные по данным с сохранением рассеянных волн, являются более сфокусированными и разрешёнными (рис. 4), что также указывает на то, что это изображения рассеянных волн, а не остаточных отражённых или других волн.

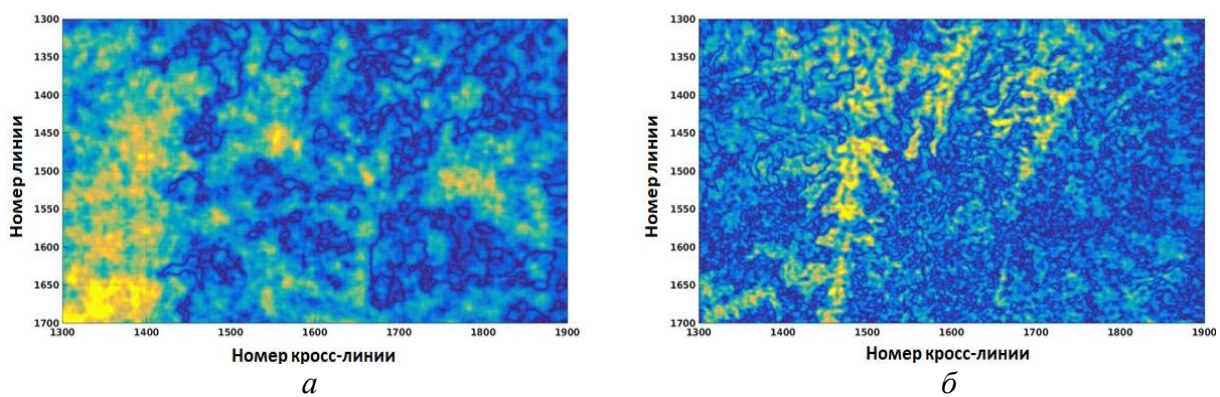


Рис. 4. Горизонтальные разрезы:

- а – дифракционное изображение, построенное по реальным данным после стандартного графа обработки;*
- б – дифракционное изображение, построенное по реальным данным после графа обработки с максимальным сохранением рассеянной компоненты*

Благодарности. Данная работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (грант № 21-71-20002). Результаты работы были получены с использованием вычислительных ресурсов суперкомпьютерного центра Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого (URL: scc.spbstu.ru).



► Новый подход к структурной интерпретации в ПО W-SEIS: просто, быстро, качественно

В. В. Лапковский¹, М. С. Канаков², В. А. Конторович³,
К. И. Канакова⁴, А. Н. Иноземцев⁵

^{1,2,3,4,5} Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
НГУ, Aspen Technology, Inc. (AspenTech)

¹ lapkovskii@ipgg.sbras.ru, ² m.kanakov@nsu.ru, ³ kontorovichva@ipgg.sbras.ru,

⁴ kanakovaki@ipgg.sbras.ru, ⁵ Alexander.Inozemtsev@aspentech.com

На рынке программного обеспечения (ПО) для нефтегазовой отрасли представлен ряд продуктов для работы с сейсмическими и скважинными данными, каждый из которых имеет свою специфику, сильные и слабые стороны. Некоторые являются узкоспециализированными, ориентированными на работу с месторождениями на этапе доразведки и эксплуатации, другие охватывают весь комплекс геолого-разведочных задач, но зачастую требуют длительного обучения (ознакомления) и больших технических мощностей. Кроме того, лидерами рынка являются исключительно зарубежные продукты, а в сложившейся геополитической ситуации остро стоит вопрос о создании и использовании импортонезависимых российских технологий.

ИНГГ СО РАН совместно с НОЦ ГПН НГУ ведёт разработку программного комплекса *W-SEIS*, который предназначен для интерпретации сейсмических и скважинных данных и построения геологических моделей на всех этапах ГРП. Комплекс уже полномасштабно используется для научных и договорных работ ИНГГ СО РАН, а также для проведения учебных курсов по интерпретации сейсморазведки и геофизических исследований скважин (ГИС) на геолого-геофизическом факультете НГУ и при подготовке бакалаврских работ, магистерских и кандидатских диссертаций.

W-SEIS представляет собой набор взаимосвязанных приложений, каждое из которых может использоваться как самостоятельный программный продукт. Включает три основных модуля: первый – *Desmana* – предназначен для работы с сейсмическими данными; второй – *GISWell* – служит для интерпретации и представления данных геофизических исследований скважин (ГИС); за моделирование волновых полей отвечает приложение *Mink*. Несмотря на то, что каждый модуль может функционировать самостоятельно, максимальное удобство работы обеспечивает их совместное применение за счёт интеграции функционала и простоты передачи данных между ними путём использования совместных баз данных.

Проект полностью написан на языке программирования C++, что в числе прочего обеспечивает очень низкие аппаратные системные требования. Кроме того, в работе ПО используются все возможности современного компьютерного оборудования – например, многопоточность



процессоров и применение видеоадаптеров в качестве сопроцессора для массивных вычислений.

Выбор в качестве основы фреймворка *Qt* обеспечивает работу программного комплекса на всех видах операционных систем – *Windows / Mac OS / Linux* (включая ОС российского производства). Использование *SQLite* и *MySQL / PostgreSQL* в качестве СУБД (системы управления базами данных) позволяет легко масштабировать размеры интерпретационных проектов и в перспективе позволит достаточно просто добавить возможность совместной работы пользователей с одним проектом.

Описание основного функционала ПО. Главные задачи, решаемые с помощью модуля *Desmana*, – интерпретация данных сейсморазведки *2D, 3D* и построение сеточных моделей. В приложении используется независимый многооконный пользовательский интерфейс, который состоит из основного окна программы, планшета для отображения данных в плане и неограниченного количества окон для вывода разрезов (временных, глубинных, композитных, палеоразрезов).

Интерфейс работы с окнами разрезов позволяет настраивать параметры отображения – например, выбирать и редактировать шаблоны цветных палеток. На разрезах имеется набор инструментов для работы с отражающими горизонтами, которые позволяют выполнять их трассировку в различных режимах. Возможность оформления разрезов с помощью цветowych заливок и крапа реализована в самом приложении, что помогает повысить наглядность представления данных и даже придать им геологичный вид, а вместе с функцией экспорта в *SVG* (векторный графический формат) позволяет значительно сэкономить время на подготовку графики (рис. 1).

Вся спецобработка (фильтры) сейсмических данных реализована через открытый *API* (программный интерфейс приложения), что позволяет быстро создавать всевозможные процедуры в дополнение к существующим в пакете. В приложении представлены все стандартные операции обработки (например, Гильберт- и Фурье-преобразования), а также другие наиболее часто используемые в работе интерпретатора фильтры сейсмических данных. Все операции можно выполнять в пакетном режиме, обрабатывая разрезы целиком, или задавать временной интервал, в т. ч. с помощью горизонтов. Также можно обрабатывать области на профилях, выделяя их вручную с помощью графического интерфейса.

В приложение встроен модуль картопостроения, который позволяет осуществлять построения сеточных моделей, в т. ч. с учётом разрывных нарушений. Существует возможность построения сеточных моделей на основе методов кригинга, сплайн-аппроксимации и использования регрессионных зависимостей от других сеток, скважинных данных и их комбинаций. Также в ПО *W-SEIS* интегрирован модуль акустической детерминистической инверсии, основанной на модели (*МВИ*).

Пример вычисленных сейсмических атрибутов показан на рис. 2.

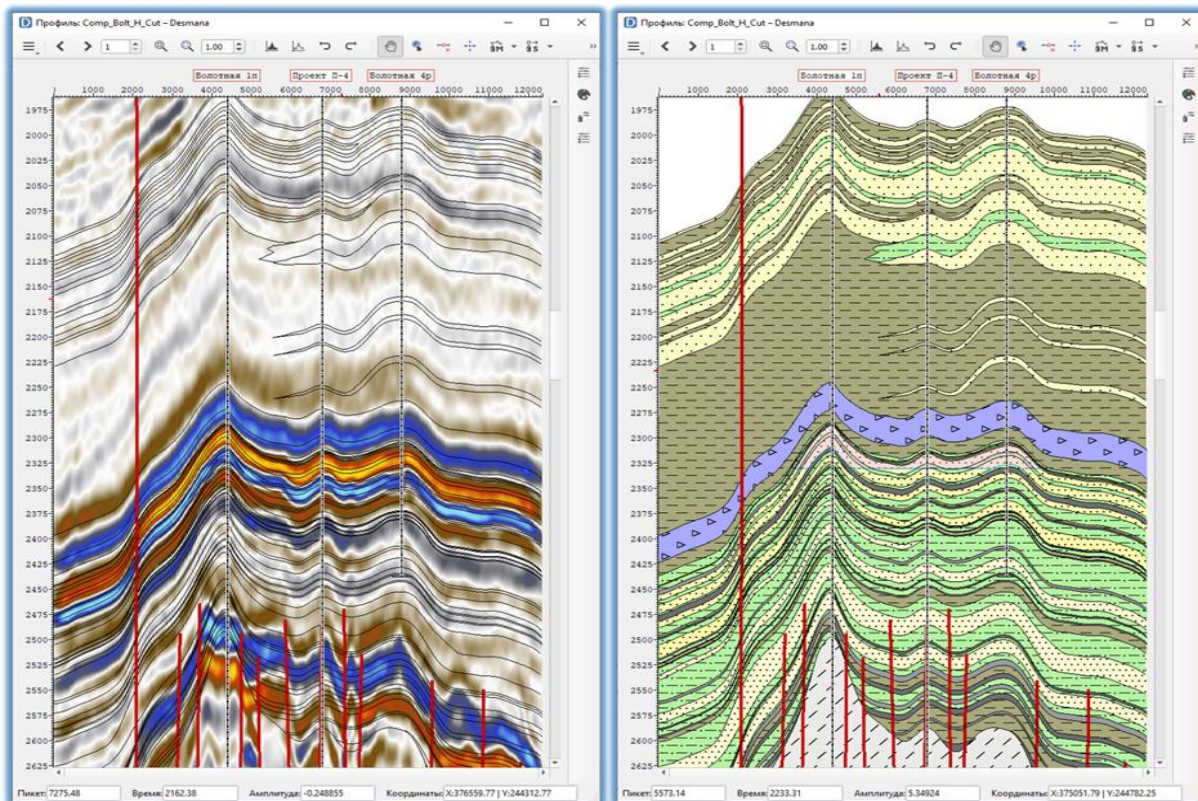
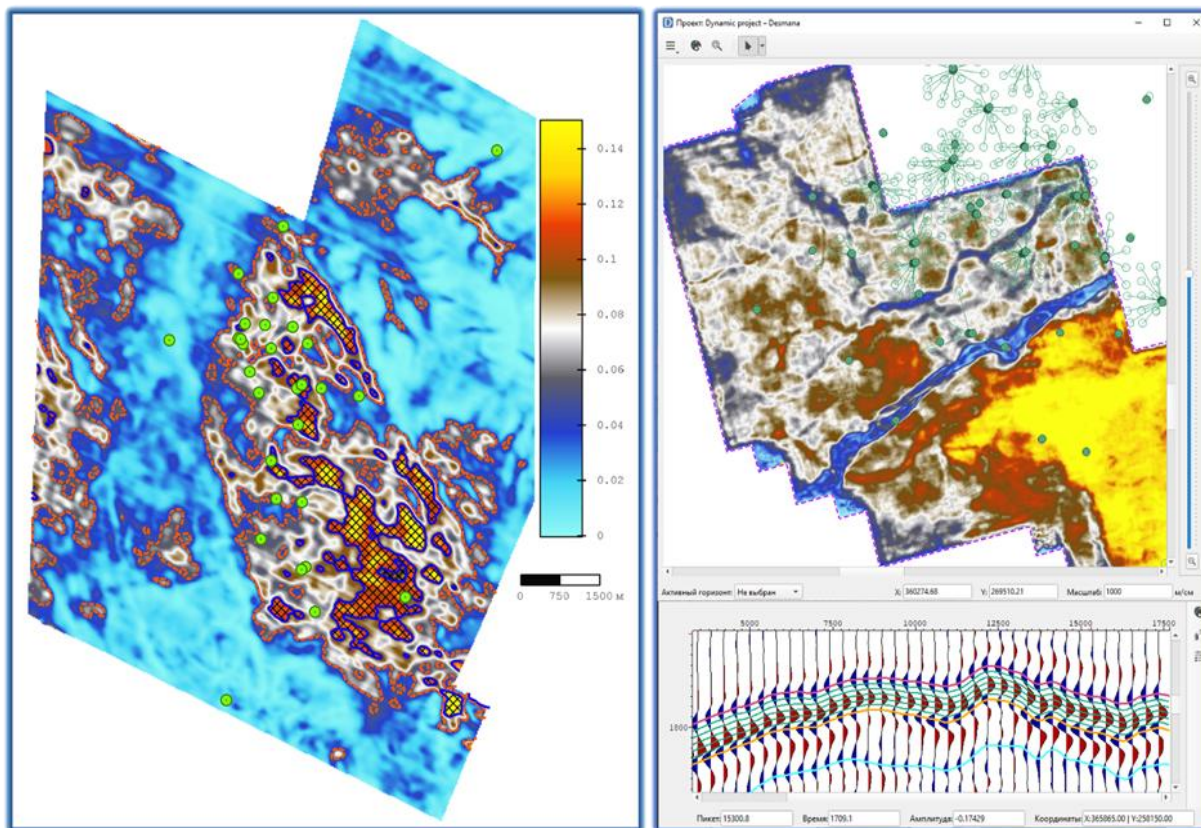


Рис. 1. Пример оформления сейсмического разреза



а б

Рис. 2. Примеры сейсмических атрибутов:
а – карта спектральной плотности сигнала; б – карта мгновенных амплитуд



Модуль *GISWell* служит для работы со скважинными данными, которые могут быть пакетно загружены в проект. Основной задачей приложения является корреляция разрезов скважин, при которой вся работа интерпретатора может проводиться на корреляционных схемах, без необходимости перехода к планшету отдельной скважины. Порядок скважин на схемах можно задавать вручную или выстраивать по изменению мощности выбранного интервала / по расположению их на площади (координаты X , Y), задавать интервалы отображения по глубине и выравнивать данные на любой стратиграфический уровень. Вариативность отображения кривых ГИС реализована через пользовательский набор шаблонов, который включает в себя не только цвет и закраску каротажа, но и распределение кривых по контейнерам (трекам). Этот инструмент позволяет пользователю приводить корреляционные схемы и изображения скважин к привычному для себя виду. На корреляционных схемах можно вывести данные по испытаниям и включить отображение интервалов отбора керна с текстовым описанием.

В приложение встроен модуль прогноза значений, который базируется на обучении в скважинах с полным набором данных и аппроксимации значений в местах отсутствия некоторых из них. Также реализована технология автоматической межскважинной корреляции на основе решения задачи оптимизации в *Dynamic Time Warping* [1].

Модуль *Mink* отвечает за моделирование волновых полей. Приложение позволяет строить литолого-акустические попластовые модели по скважинным данным или с помощью графического интерфейса создавать теоретические модели. В качестве сигнала можно использовать импульс, извлечённый из реального волнового поля, или подобрать параметры для теоретических сигналов. В приложении доступен простой свёрточный метод коэффициентов отражения, свёрточный метод с учётом кратных волн, а также расчёт полного волнового поля конечно-разностным методом в переменных Лагранжа [2] для $2D$ - и $3D$ -моделей.

Программное обеспечение *W-SEIS* реализует несколько оригинальных и эффективных алгоритмов интерпретации данных. Одним из таких решений является модуль построения наборов карт на основе согласованной многомерной модели среды. Он позволяет строить карты поверхностей слоёв, их толщин, карты средних и интервальных скоростей. В его основе лежит метод потенциальных полей [3; 4]. Суть подхода заключается в приписывании каждой изохронной геологической поверхности некоторого неизменного значения трёхмерного поля. Набор этих значений стратиграфически упорядочен. Данные обо всех пластопересечениях можно представить в качестве заданных точечных значений функции трёх переменных. Далее путём аппроксимации создаётся представление этой функции во всей области, а границы стратиграфических тел вычисляются как изоуровневые поверхности этой трёхмерной функции. Существенным достоинством метода является то, что все границы совместно учитываются



при создании модели. Это обеспечивает непротиворечивость всей конструкции (слои не могут пересекаться) и обоснованность модели даже для тех геологических поверхностей, которые заданы относительно небольшим числом прямых измерений. Мы добавили в стандартную реализацию данного метода использование стратиграфически привязанных карт t_0 для любого количества отражающих горизонтов. Таким образом, согласованная модель строится для пространства с тремя пространственными координатами, значением стратиграфического параметра и значением t_0 , которое вычисляется для любой точки.

Разработанное решение обладает тремя важными положительными особенностями.

1. Оно просто для интерпретатора, вся подготовительная работа делается буквально несколькими кликами. Перед созданием модели требуется только задать координаты всех пластопересечений, а перед вычислением модели – загрузить набор карт t_0 .

2. Это быстрая процедура. В настоящей предварительной реализации (без использования распараллеливания и оптимизации) для более чем 2 200 пластопересечений на тестовом примере расчёт модели требует менее 30 с на ноутбуке со средней производительностью, а вычисление результирующих поверхностей занимает 1–3 с в зависимости от размеров генерируемых сеток.

3. Мы получаем качественные и согласованные результаты.

Подтверждением последнего являются следующие факты:

- можно сгенерировать любую из заданных пластопересечениями границ, а также любые поверхности между ними;
- структура аномалий на результирующих картах наследуется из загруженных карт отражающих горизонтов (рис. 3);
- поверхности могут сколь угодно близко проходить к заданным точкам (буквально можно подтянуть модель к пластопересечениям с точностью до первых миллиметров);
- генерируемые поверхности близких уровней не пересекаются – соответственно, нет необходимости специально контролировать их согласованность; также с загруженными картами t_0 , генерируемыми структурными картами и картами толщин полностью согласуются рассчитываемые в решении и выводимые карты средних скоростей и интервальных скоростей продольных волн;
- можно создавать геологические разрезы и срезы по уровням (рис. 4);
- допустимо существование разломов (они должны присутствовать на картах отражающих горизонтов);
- аппарат имеет встроенную модель кросс-валидации – сравнение полученных результатов методом кросс-валидации, например, с линейными регрессионными моделями показало на тестовых объектах кратное снижение погрешности по сравнению с конкурирующими решениями.

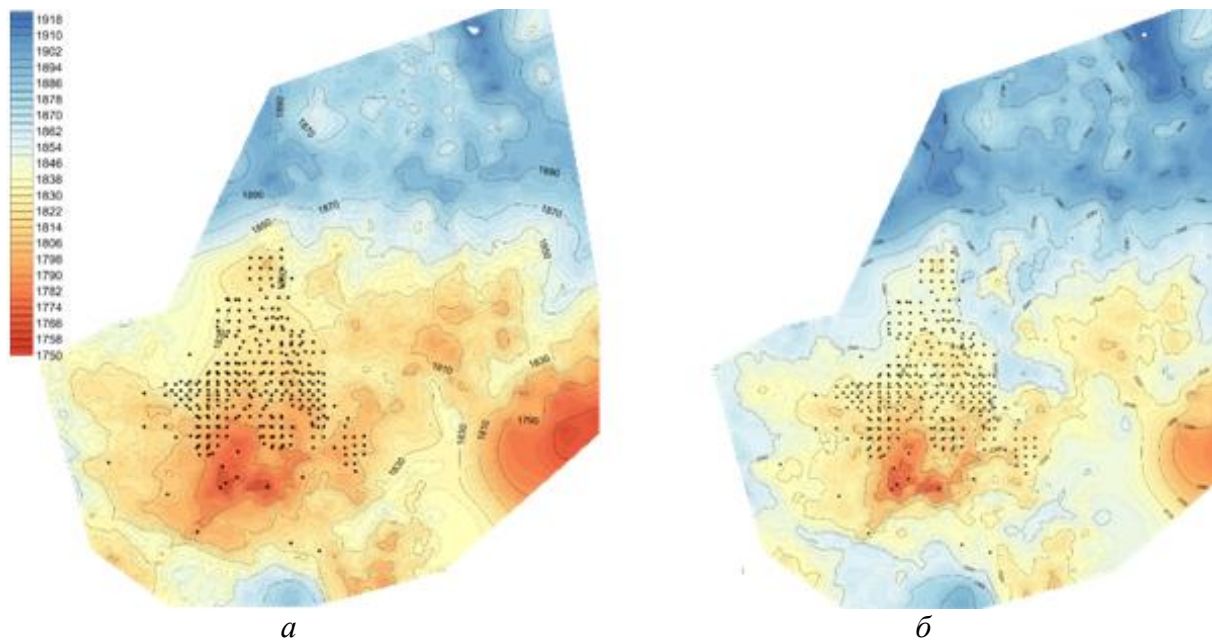


Рис. 3. Пример наследования структуры аномалий с карты отражающего горизонта:
 а – карта отражающего горизонта, загруженная в качестве данных;
 б – созданная структурная карта

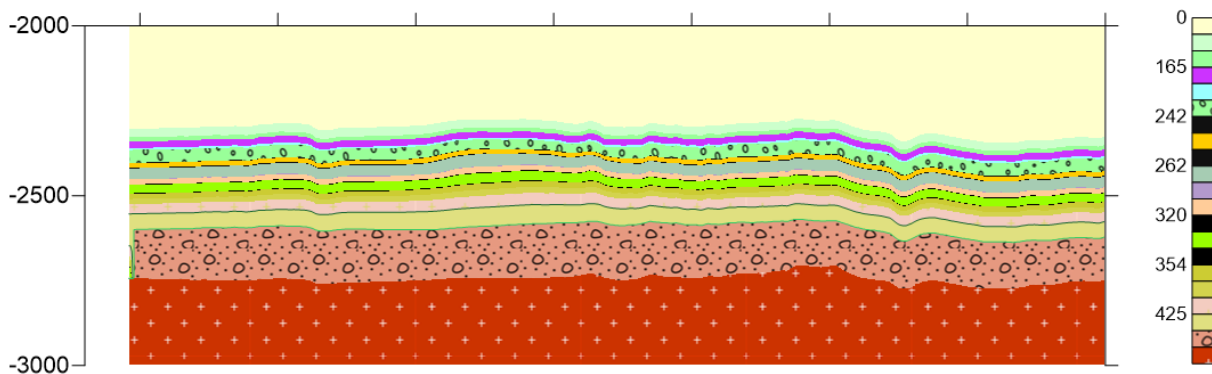


Рис. 4. Пример геологического разреза, построенного по сгенерированному из модели набору структурных карт

Заключение. Программное обеспечение *W-SEIS* разрабатывается с целью создания единого комплексного технологического решения для задач геолого-разведочных работ, связанных с интерпретацией сейсмических и скважинных данных, и призвано решить проблему создания большого количества рабочих мест с эффективным, недорогим, импорто-независимым инструментом.

Основными преимуществами и особенностями продукта являются:

- низкие системные требования для компьютерного оборудования и высочайшая производительность в повседневных задачах интерпретатора;
- кроссплатформенность приложений, позволяющая использовать любые операционные системы, включая отечественные;
- поддержка широкого спектра форматов данных, используемых в индустрии;



- двунаправленный перенос интерпретационных проектов между ПО *W-SEIS* и *Schlumberger Petrel* посредством авторского плагина;
- возможность на стадии разработки адаптировать ПО под собственные задачи и произвести интеграцию с уже используемыми программными продуктами (например, поддержка собственных форматов или работа приложения с имеющимися базами данных);
- экономический эффект от снижения затрат на ПО и компьютерное оборудование.

Разработка комплекса продолжается, наиболее актуальные задачи на настоящий момент:

- 1) добавление модуля 3D-визуализации;
- 2) завершение работ по созданию инструмента сейсмической инверсии;
- 3) реализация возможности одновременного совместного использования одного интерпретационного проекта;
- 4) расширение функционала работы с нейронными сетями, машинным обучением и распознаванием образов (в сотрудничестве с другими научно-исследовательскими группами ИНГГ СО РАН).

Команда разработчиков планирует вывод программного комплекса за рамки внутреннего проекта института и приглашает к сотрудничеству заинтересованных специалистов научных и производственных организаций для всестороннего тестирования продукта и получения обратной связи.

Список источников

1. Лапковский В. В. Корреляция разрезов скважин как многомерная оптимизационная задача / В. В. Лапковский, А. В. Истомин, В. А. Конторович и др. // Геология и геофизика. 2015. Т. 56. № 3. С. 624–630.
2. Немирович-Данченко М. М. Применение конечно-разностного метода в переменных Лагранжа для расчёта волновых полей в сложно-построенных средах / М. М. Немирович-Данченко, Ю. П. Стефанов // Геология и геофизика. 1995. Т. 36. № 11. С. 95–104.
3. Chilès J. P. Modelling the Geometry of Geological Units and its Uncertainty in 3D from Structural Data – the Potential-Field Method, International Symposium / J. P. Chilès, C. Aug, A. Guillen et al. // *Orebody Modelling and Strategic Mine Planning*. 2014. Vol. 14. Pp. 329–336.
4. Stolz E. A Statewide 3D Geological Model for New South Wales / E. Stolz, G. Spampinato, J. Davidson // *ASEG*. 2019. Vol. 1. No. 4. DOI: 10.1080/22020586.2019.12073222.



► Перспективы использования искусственного интеллекта при геолого-разведочных работах на примере технологии «Нейросейсм»

Т. Р. Ахметвалеев
«Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»
AkhmetvaleevTR@tatneft.tatar

Аннотация. Настоящая работа посвящена описанию технологии «Нейросейсм», предназначенной для нейрокомпьютерного анализа данных 2D- и 3D-сейсморазведки с целью выделения нефтеперспективных участков в интервалах продуктивных отложений и выдачи рекомендаций на проведение поисково-разведочного бурения.

Ключевые слова: сейсмика, геолого-разведочные работы, поиск залежей нефти, нейронная сеть, «Нейросейсм»

На сегодняшний день нейронные сети широко применяются в самых различных областях деятельности, связанных с распознаванием образов и прогнозированием различных процессов.

С появлением и распространением мощной вычислительной техники обработка геофизических данных также не оставила без внимания возможности нейронных сетей.

В ТГРУ ПАО «Татнефть» была разработана технология «Нейросейсм», основанная на нейрокомпьютерном анализе данных сейсморазведки.

Технология «Нейросейсм», предназначенная для нейрокомпьютерного анализа данных 2D- и 3D-сейсморазведки с целью выделения нефтеперспективных участков в интервалах продуктивных отложений и выдачи рекомендаций на проведение поисково-разведочного бурения, применялась в Татарстане, Самарской, Ульяновской и Оренбургской областях, в Калмыкии и Республике Коми.

Использование метода «Нейросейсм» позволяет значительно снизить риски при бурении поисково-разведочных скважин уже на стадии подготовки структур. Нейрокомпьютерная система осуществляет прямое прогнозирование вероятности наличия нефти на основе данных сейсморазведки. Метод сегодня главным образом позиционируется на анализе малоразмерных и малоамплитудных структур [1].

Компьютерный нейросетевой алгоритм «Нейросейсм» построен на основе многослойной нейронной сети и работает по принципу обучения на примерах. Обучающим примером является сейсмический сигнал (фрагменты сейсмических трасс) из интервала с доказанной нефтеносностью. Он подаётся на вход нейронной сети. Обучение сводится к подстройке внутренних весовых коэффициентов нейросети с целью оптимизации некоторой целевой функции. В нашем случае у нейронной сети число выходов выбрано равным числу входов, выходной сигнал рассматривается как результат пропускания исходного сигнала через нейронную сеть



как фильтр, а целевая функция рассчитывается как суммарная степень искажения, которое вносит сеть при пропускании обучающей выборки через себя. После того как это искажение будет минимизировано, нейронная сеть считается обученной. На следующем этапе она используется для анализа всего объёма сейсмических данных. По сути, происходит поиск зон, где характеристики сигнала наиболее сходны с обучающим примером. Исходя из этого программа вычисляет относительную вероятность наличия нефти в исследуемых отложениях. Эти значения являются конечным результатом работы программы и используются для построения прогнозных карт для всей исследуемой площади. На их основе выдаются рекомендации относительно наиболее перспективных участков для бурения скважин.

Точность прогноза напрямую связана с правильностью обучения сети. Для этого необходимо грамотно подобрать величину окна, количество трасс и нейронов, участвующих в обучении сети. Оптимальным является условие, когда на площади работ находятся две и более продуктивные скважины, которые дают приток нефти из одного и того же горизонта. При этом если система, обученная в районе одной скважины, при анализе показала аномалию в районе другой продуктивной скважины, можно утверждать, что нейросеть обучилась правильно и результатам прогноза на этой площади можно доверять. Следует также отметить, что система, обученная по материалам одной сейсмопартии, может неправильно работать по материалам, полученным другой сейсмопартией. Это объясняется тем, что методика, условия проведения полевых работ, граф обработки для сейсмопартий в разные годы отличаются.

Для исключения неоднозначности прогнозных решений, связанных с методикой проведения полевых работ разных партий, граф обработки сейсмических данных (для проведения нейроанализа) составляется таким образом, чтобы минимизировать неидентичность систем наблюдений разных партий (максимальное удаление «взрыв – прибор», кратность наблюдений, шаг наблюдений и т. д.). Основные проблемы, связанные с точностью прогноза, имеют место быть на участках, где отсутствуют скважины. В связи с этим приходилось использовать обучающую выборку, полученную на других площадях, в ряде случаев достаточно отдалённых от участка проведения работ. Соответственно, сейсмогеологическая характеристика разреза на участке обучения системы может существенно отличаться от сейсмогеологической характеристики анализируемого участка. Всё это негативно сказывается на достоверности прогноза [1; 2].

Следует также иметь в виду, что при наличии значительного числа искажающих полезный сигнал факторов (технических, поверхностных, глубинных), наряду с другими субъективными причинами, система нейрокомпьютерного прогноза способна распознавать наличие залежи нефти, а не количество и качество углеводородного сырья, содержащегося в ней. Вопрос о количественной оценке нефтенасыщенности, мощности и кол-



лекторских свойствах пород, вмещающих залежь, может быть решён только после бурения скважины.

Программа нейрокомпьютерного прогноза в текущий момент реализована в качестве добавления к сейсмическому пакету *ProMAX*. Разработчиками *ProMAX* предоставлена возможность для пользователей добавлять свои собственные программы, используя его графический интерфейс.

Следует также отметить высокую эффективность применения методики. При сравнительно невысокой стоимости проведения анализа средняя эффективность нейрокомпьютерного прогноза нефтеносности по участкам на территории Татарстана составила 85 %, по участкам в Самарской области – 93 %.

Конечным этапом применения методики «Нейросейсм» является построение прогнозных карт относительной вероятности нефтеносности. Коэффициенты вероятности нефтеносности выгружаются в виде текстовых файлов для каждого профиля и поступают на вход пакета научной графики *GMT (Generic Mapping Tools)*. На карту наносятся изолинии вероятности нефтеносности 50 % и выше с цветной заливкой, градации которой (с шагом 10 %) также соответствуют уровням вероятности нефтеперспективности. Порог 50 % выбран исходя из опыта работ: аномалии, оконтуренные меньшими значениями, поискового интереса не представляют. Координаты устьев и забоев наносимых на карты скважин берутся из базы данных ТГРУ или предоставляются заказчиком. Выносятся также линии сейсмических профилей, изогипсы отражающих горизонтов и элементы геологической обстановки: дизъюнктивные нарушения, контуры биогермных построек, эрозионных врезов и прогибов.

Подводя итоги, можно с уверенностью сказать, что на сегодняшний день использование нейронных сетей при геолого-разведочных работах является очень перспективным направлением при сравнительно небольшой стоимости и высокой эффективности проводимых работ.

Список источников

1. Куликов С. А. Исследование возможностей применения нейронного пакета программ «Brain Maker Pro 3.11 + генетический алгоритм» для решения задач разведочной геологии / С. А. Куликов. Казань: Татнефть, 1997. 80 с.

2. Галушкин А. И. Нейронные сети. Основы теории / А. И. Галушкин. М.: Горячая Линия – Телеком, 2010. 496 с.



► **Возможности структурной сейсморазведки с автономными регистраторами (на частотах от 0,1–1,0 Гц) для прямых поисков нефтегазовых залежей по технологиям АНЧАР, НСЗ, ФРС**

*В. Г. Сибгатулин¹, А. А. Кабанов², А. С. Кругляков³
^{1,2,3} НП «ЭЦ РОПР»
ec_ropr@mail.ru*

Прямой прогноз залежей углеводородов на основе геофизических методов – «давняя мечта» геофизиков-нефтеразведчиков. В 50–80-х гг. прошлого века опробовались методики прогноза нефтегазовых залежей (НГЗ) на основе высокоточных (0,1 мгл) гравитационных и магнитных полей. Промышленное использование высокоточных магнитных и гравитационных съёмок для прямого прогноза НГЗ не получило развития ввиду неоднозначности связей параметров НГЗ и вмещающих пород с аномалиями гравимагнитных полей.

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

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

В 1980-х гг. и особенно в первых десятилетиях XXI в. разработаны многочисленные алгоритмы и программы для извлечения информации о нефтегазонасыщении коллекторов, т. е. попутно с информацией о структуре геологической среды при обработке и интерпретации данных 2D/4D ОГТ геофизики прогнозируют (на основе анализа динамических параметров отражённых волн) положение в разрезе не только пород различной литологии, но и нефтегазонасыщенность коллекторов.

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

В середине 1990-х гг. был выявлен эффект АНЧАР – низкочастотный (0,1–5,0 Гц) сейсмический шум, характерный для НГЗ. На основе выявлен-



ного эффекта была разработана и успешно внедрена в практику нефтегазопроисковых работ технология АНЧАР, которая в изученных геофизикой и бурением районах обеспечивает подтвержденность прогноза залежей в 80–85 % случаев [1]. Нам не известны данные об эффективности технологии АНЧАР на региональном и поисковом этапах в малоизученных геофизикой и бурением районах. Отсутствие в теории технологии АНЧАР источника низкочастотных шумов в залежах не позволило авторам технологии АНЧАР на начальном этапе её внедрения получить декларируемую ныне эффективность на уровне 80–85 %. Поэтому технология была дополнена источником-вибратором для воздействия на НГЗ, что существенно удорожает работу и не соответствует понятию «пассивной» сейсморазведки, для которой источник шумов не известен.

По нашему мнению, в условиях минимума (или отсутствия) априорной информации о нефтегазонасыщенности коллекторов и особенностях конкретных объектов (структурные, неструктурные залежи, рифы и т. д.) эффективность технологии АНЧАР будет существенно ниже (на уровне 50 %).

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

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

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



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

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

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

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

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

Технология ФРС предусматривает регистрацию шумов не в ограниченные (30–60 мин) интервалы времени (как это реализовано в технологиях АНЧАР и НСЗ), а в заранее прогнозируемое время: до, во время и после (три этапа по 12 ч) 14-дневного резонанса гравитационных приливов. Длительность регистрации шумов в технологии ФРС снижает её производительность по сравнению с технологиями АНЧАР и НСЗ, однако повышает



соотношение «сигнал/помеха», что в конечном итоге обеспечивает геолого-экономическую эффективность.

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

Недостатком технологии ФРС является также невысокая точность (± 300 м) привязки спектров стоячих волн к глубине залегания НГЗ. Этот недостаток в технологиях АНЧАР и НСЗ устраняется использованием эталонной априорной информации. Аналогично и в технологии ФРС привязка спектров стоячих волн в НГЗ к геологическому разрезу с требуемой при сейсморазведке точностью (± 10 м) возможна при наличии эталонной информации, в первую очередь данных о структуре и скоростных характеристиках геологического разреза – основной «продукции» сейсморазведки МОВ-ОГТ. Поэтому разработчики технологии ФРС в публикациях постоянно обращают внимание на целесообразность комплексирования ФРС с традиционной сейсморазведкой МОВ-ОГТ для достижения оптимального геолого-экономического эффекта.

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

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

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



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

Весной 2023 г. на одном из месторождений в Республике Коми были выполнены высокоплотные (кратность до 1 000) сейсмические работы ОГТ по технологии «Умный удар» с использованием автономных сейсморегистраторов с нижней частотой 5,0 Гц. Владельцы информации согласились передать для опытной обработки по технологии ФРС некоторый объём первичных записей.

На рис. 1 представлены типичные результаты обработки спектров сейсмических шумов в трёх точках в пределах площади, где по данным глубокого бурения получены притоки нефти и газа (с глубины от 2 000 до 3 800 м). Несмотря на то, что регистрирующие приборы (от 5,0 Гц) не полностью перекрывают частотный диапазон сейсмических шумов в НГЗ (0,1–5,0 Гц), по результатам обработки спектров шумов установлено следующее.

1. 14-дневный резонанс гравитирующих факторов 13.03.2023 чётко проявляется в спектре шумов на частотах 0,5, 2,0, 3,8 Гц (в это время с 15:00 14.03.2023 по 09:00 15.03.2023 возбуждение колебаний в технологии «Умный удар» не производилось). Таким образом, в этом временном интервале сейсмическая аппаратура с частотой от 5,0 Гц зарегистрировала сейсмические шумы – стоячие волны в НГЗ.

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

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



Подводя итоги, можно констатировать, что технология сейсморазведки «Умный удар» при переходе к регистрации с низкочастотными приборами от 1,0 Гц обеспечивает необходимые условия для реализации технологии ФРС для прямого прогноза НГЗ.

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

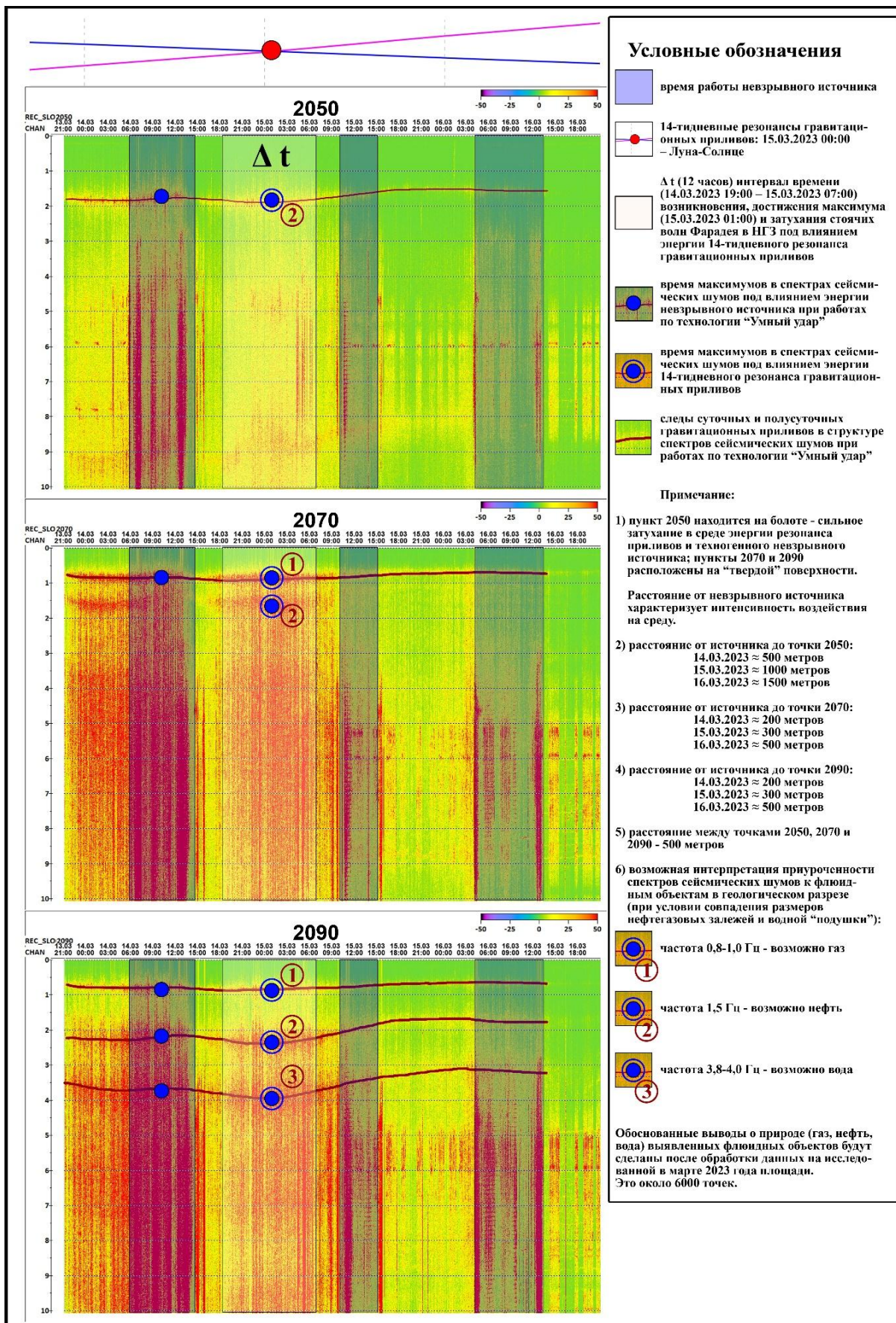


Рис. 1. Типичные спектры сейсмических шумов при регистрации автономными приёмниками с диапазоном частот от 5,0 Гц при работах по технологии «Умный удар» на нефтегазоносной площади в Республике Коми (март 2023 г.)



Список источников

1. Муслимов Р. Х. Влияние гравитационных лунно-солнечных приливов земной коры на добычу нефти / Р. Х. Муслимов и др. // Нефтегазовое хозяйство. 2006. № 1.
2. Биряльцев Е. В. Моделирование эффекта АНЧАР в методе низкочастотного сейсмического зондирования / Е. В. Биряльцев, А. А. Вильданов, Е. В. Еронина и др. // Технология сейсморазведки. 2010. № 1. С. 31–40.
3. Jadani M. A. Combining 1C & 3C Sensors: an Evolution in Passive LFS LowFrequency Seismic Exploration / M. A. Jadani, E. Birialtcev, V. Ryzhov et al. // International Petroleum Technology Conference (2020).
4. Ведерников Г. В. Методика и технологии сейсморазведочных работ / Г. В. Ведерников. Новосибирск; Томск; Нортхемптон: STT, 2006. 344 с.
5. Сибгатулин В. Г. Резонансы гравитационных приливов – мощный энергетический источник геодинамических процессов в земной коре / В. Г. Сибгатулин, С. А. Перетокин, А. А. Кабанов // Журнал СФУ. Техника и технологии. 2016. № 9 (2). С. 146–165.
6. Сибгатулин В. Г. Технология флюидной резонансной сейсморазведки для прямых поисков нефтегазовых залежей / В. Г. Сибгатулин, С. А. Перетокин, А. А. Кабанов // Технологии сейсморазведки. 2016. № 3. С. 28–37.
7. Кузнецов Е. С. Результаты анализа полевых данных ОМР МОГТ-3D, полученных по технологии возбуждения сигнала в движении GLIDE / Е. С. Кузнецов, П. В. Баландин, А. А. Дробинский и др. // Приборы и системы разведочной геофизики. 2021. № 1 (68). С. 12–19.



► Прогноз улучшенных ёмкостных характеристик рифейского интервала Куюмбинского месторождения за счёт применения специальной обработки данных сейсморазведки 3D

Д. А. Петров¹, А. А. Мельник²

^{1,2} ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

¹ PetrovDA@knipi.rosneft.ru, ² MelnikAA@knipi.rosneft.ru

Для успешной разработки месторождений углеводородов необходимо глубокое понимание особенностей их геологического строения. Знание этих особенностей приобретает особое значение для карбонатных резервуаров, имеющих, как правило, весьма сложную структуру пустотного пространства. При разработке месторождений такого типа необходимо учитывать неравномерность распределения трещин и каверн, т. к. они выступают как главные пути фильтрации флюидов (трещины) и формируют ёмкостное пространство (каверны) в карбонатных резервуарах. Подобные залежи отличаются своим разнообразием и концентрируют весомую часть мировых запасов углеводородов: до 60 % нефти и 40 % газа [6]. На территории РФ такие месторождения распространены в пределах Сибирской платформы, Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов, Оренбургского и Актюбинского Приуралья, Прикаспийской впадины и в других регионах страны.

Детальному изучению внутреннего строения карбонатных резервуаров в межскважинном пространстве может помочь только использование трёхмерной сейсморазведки. Однако физические свойства сейсмических волновых полей накладывают весьма жёсткие ограничения на их использование при прогнозе фильтрационно-ёмкостных свойств. Поэтому когда речь заходит о трещинных и трещинно-кавернозных типах коллекторов, стандартные сейсмические методы, основанные на использовании отражённых волн, не столь эффективны, как классические терригенные. Отличительной особенностью карбонатных коллекторов является отсутствие резкой акустической границы на их кровле, что связано с диффузным характером пустот, образованных в процессе растворения и выщелачивания горных пород [2].

Значительного расширения и углубления информации, получаемой с использованием сейсмических методов, удаётся добиться путём привлечения дифрагированных (рассеянных) волн. Уже само по себе их присутствие говорит о наличии в среде сингулярных объектов, таких как разломы, трещины, скопления каверн и др. Следовательно, использование волн такого типа открывает возможность значительного повышения информативности сейсмических методов при изучении внутреннего строения среды. В настоящее время в ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» для прогноза



свойств карбонатных коллекторов применяются авторские технологии выделения дифрагированных волн, направленные на извлечение стандартных сейсмических данных до суммирования (по сейсмограммам), построение трёхмерных изображений дифрагирующих объектов среды и использование их в качестве источника дополнительной информации при прогнозе коллекторских свойств целевых пластов [3; 4].

В рамках тематических работ технология прошла апробацию на реалистичных модельных данных и в настоящее время широко применяется на месторождениях Восточной Сибири, где неоднократно подтвердила свою эффективность [1; 5]. Например, в 2020 г. в рамках выполнения работ по объединению, переобработке и интерпретации сейсмических съёмок МОГТ-3D разных лет на территории Куюмбинского и Кординского лицензионных участков применение технологии позволило выполнить прогноз продуктивных свойств основного объекта добычи нефти – рифейского резервуара.

Рифейский резервуар представляет собой различные разности пород преимущественно карбонатного состава с каверново-трещинным коллектором. Продуктивные горизонты отделяются друг от друга породами, характеризующимися преобладающим глинистым составом и отсутствием коллекторов. Кроме литологической зональности, наибольшее влияние на изменчивость фильтрационно-ёмкостных свойств оказали также тектонические условия. Притоки углеводородов получены из рифейских толщ, имеющих преимущественно карбонатный состав, сочетающих низкую пористость и высокую проницаемость, которая в основном обеспечивается естественной трещиноватостью. Все эти факторы значительно ограничивают возможности стандартных сейсмических атрибутов при прогнозировании коллекторских свойств.

В результате применения технологии к объединённым сейсмическим данным МОГТ-3D разных лет Куюмбинского участка был получен куб энергии дифрагированных волн общей площадью 3 100 км², включающий все основные залежи месторождения (рис. 1). Интерпретация результатов технологии заключалась в прямом сопоставлении значений энергии дифрагированных волн полученного куба с имеющимися на участке геолого-геофизическими данными, в первую очередь со скважинными. В пределах единого куба был расположен основной фонд эксплуатационного и разведочного бурения, что позволило привлечь для анализа большое количество априорной информации. Для поиска статистических зависимостей по кубу энергии дифрагированных волн использовались средние значения, рассчитанные для скважин вдоль проводки стволов в целевом интервале.

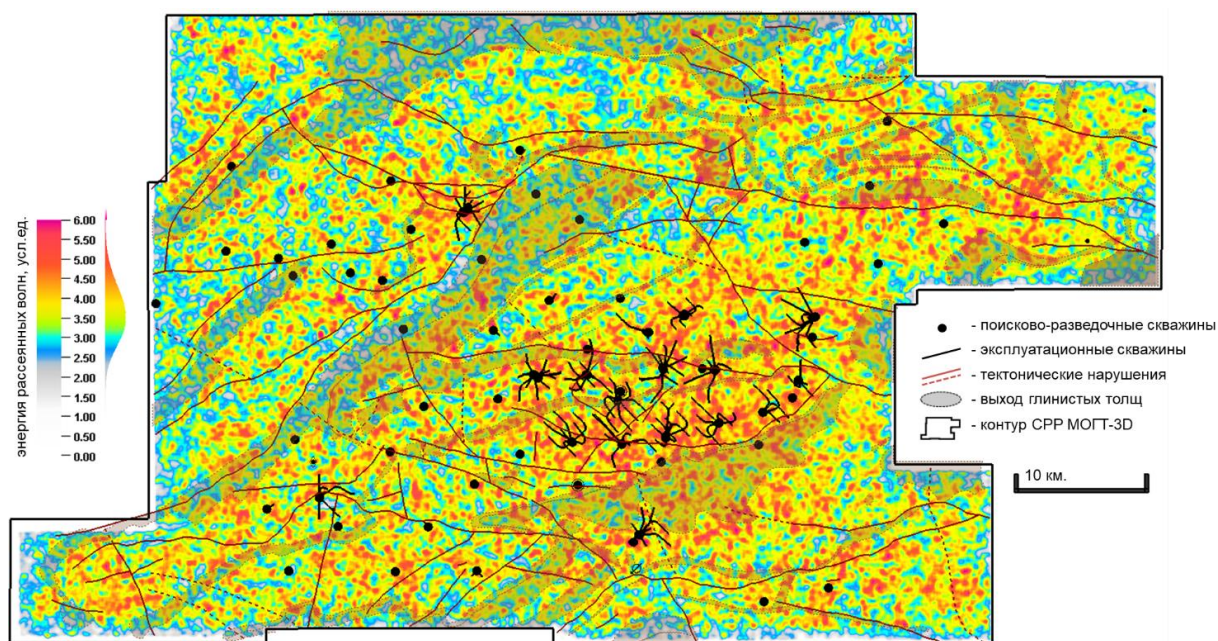


Рис. 1. Карта распределения энергии рассеянных волн в окне ОГ R0 – R0+20 мс, соответствующей средней эффективной толщине продуктивного рифейского интервала (60 м)

Принимая во внимание тот факт, что зоны развития естественной макро- и микротрещиноватости карбонатных пород служат источником интенсивного образования дифрагированных волн [2–4], в качестве характеристики рифейского коллектора были использованы параметры, характеризующие трещиноватость. На Куюмбинском месторождении широко распространённым инструментом идентификации трещиноватости в скважинах являются специальные методы ГИС – микросканеры *UBI*, *FMI*. Регистрация проводится в открытом стволе, в результате чего получается наиболее достоверная информация о параметрах трещиноватости: угол, азимут, анизотропия и др. С использованием интерпретации микросканеров для скважин была рассчитана линейная плотность трещин (количество субпараллельных трещин, приходящихся на единицу длины перпендикуляра к их простиранию) и сопоставлена со значениями энергии дифрагированных волн в продуктивном рифейском интервале. После сопоставления абсолютных значений параметров была получена устойчивая корреляционная связь с коэффициентом $R = 0,71$ (рис. 2, а).

В качестве дополнительной характеристики рифейского коллектора был рассмотрен коэффициент продуктивности ($K_{\text{прод}}$), определённый по результатам гидродинамических исследований скважин. Данный подход можно считать оправданным, предполагая, что притоки в скважине в основном обусловлены трещиноватостью, а суммарная интенсивность и раскрытость трещин будет связана с коэффициентом продуктивности. Для статистического сопоставления использовалась выборка по всем достоверным разведочным и эксплуатационным скважинам, где рассчитывался коэффициент продуктивности. После сопоставления абсолютных значений $K_{\text{прод}}$ и энергии рассеянных волн в продуктивном рифейском интервале



была получена корреляционная связь с коэффициентом $R = 0,76$ (рис. 2, б). Стоит отметить, что аналогичные результаты ранее были получены на соседнем Юрубчено-Тохомском месторождении [1], что подтверждает закономерность сделанных выводов.

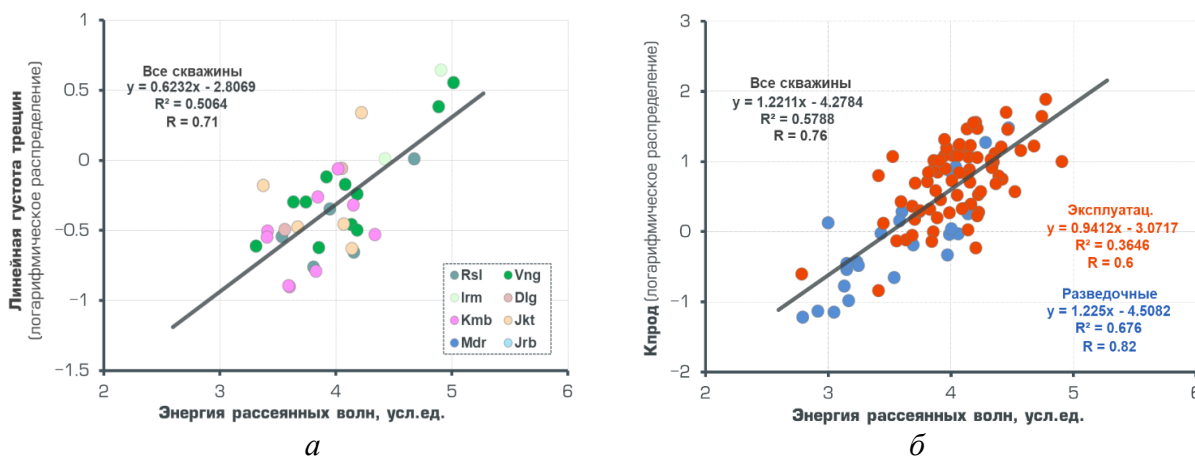


Рис. 2. Статистические зависимости скважинных параметров и энергии дифрагированных волн: а – линейная плотность трещин и энергия дифрагированных волн; б – коэффициент продуктивности и энергия дифрагированных волн

Полученные результаты были использованы на следующем этапе работ при построении геологической модели основной залежи месторождения. С использованием сейсмического куба энергии рассеянных волн как тренда распространения свойств трещиноватости в межскважинном пространстве, а также фактических скважинных данных была построена модель интенсивности трещин залежи. Аналогичным образом с использованием сейсмического куба литологии, полученного в модуле *LithoSI* ПО *Hampson-Russel*, и скважинных данных была создана прогнозная модель литотипов «коллектор/неколлектор» залежи. Далее путём перемножения моделей интенсивности трещин и литотипов была получена модель перспективных участков, отражающая как литологию, так и развитие трещин внутри залежи (рис. 3). Модель подтверждается скважинными данными.

Выводы. В результате применения специальной обработки сейсмических данных 3D на Куюмбинском месторождении удалось выполнить прогноз распределения естественной трещиноватости в рифейском резервуаре. На основе полученных результатов была построена геологическая модель основной залежи месторождения. Модель в дальнейшем должна позволить снять неопределённости при планировании бурения и подсчёте ресурсного плана.

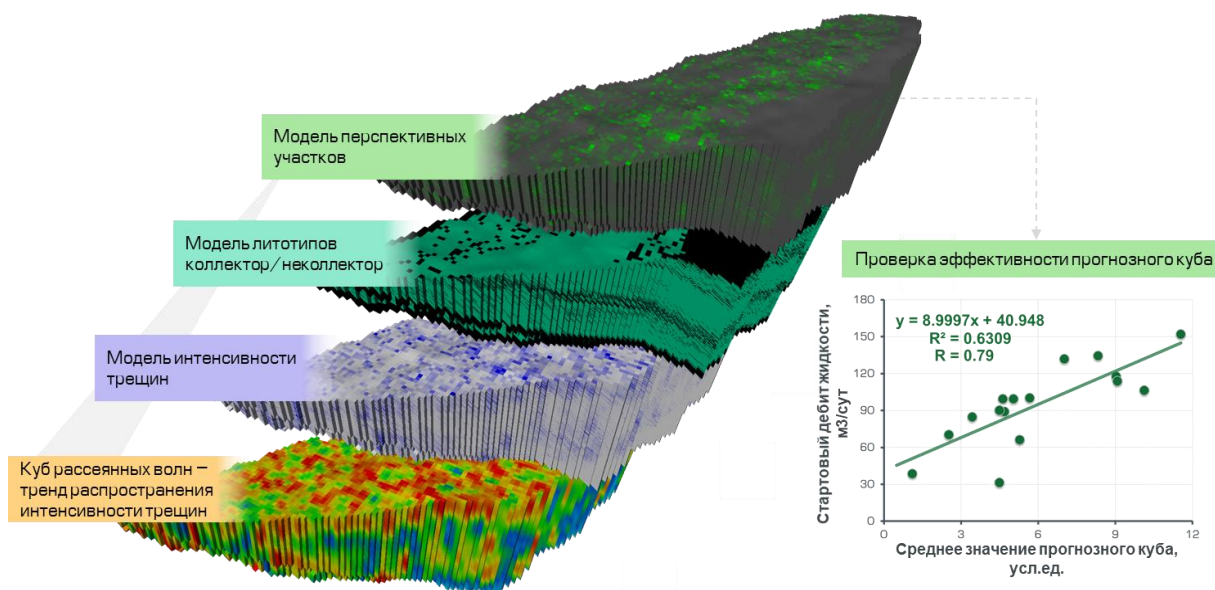


Рис. 3. Создание геологической модели залежи месторождения

Список источников

1. Козяев А. А. Выявление зон с улучшенными фильтрационно-ёмкостными свойствами в карбонатном каверново-трещинном коллекторе по рассеянной составляющей сейсмического волнового поля / А. А. Козяев, А. С. Мерзликина, Д. А. Петров и др. // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 20–25.
2. Левянт В. Б. Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчёта запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа / В. Б. Левянт, И. Ю. Хромова, Е. А. Козлов и др. М.: ЦГЭ, 2010. С. 250.
3. Мерзликина А. С. Прогнозирование флюидонасыщенности пласта-коллектора на основе анализа рассеянной компоненты / А. С. Мерзликина и др. // Совместный семинар EAGE/SPE – геолого-геофизический мониторинг процесса разработки (М., 2013).
4. Поздняков В. А. Фокусирующие преобразования сейсмических данных для площадных стационарных систем / В. А. Поздняков, В. А. Черверда // Геология и геофизика. 2005. № 3. С. 328–338.
5. Якупова Е. М. Построение геологической модели карбонатного резервуара с использованием сейсмических атрибутов на примере Юрубчено-Тохомского месторождения / Е. М. Якупова, А. А. Антоненко, А. С. Мерзликина и др. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2012. № 4 (29). С. 4–7.
6. Characterization of Fractured Reservoirs // Schlumberger. 2007. URL: slb.com/-/media/files/theme/brochure/cb-characterization-09os0003.ashx.



► Автоматическая пикировка преломлённых волн по данным сейсморазведки средствами искусственного интеллекта

А. А. Мерецкий¹, И. В. Костычаков², Т. Э. Хохрякова³

^{1,2,3} ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

¹ MeretskiyAA@knipi.rosneft.ru, ² KostychakovIV@knipi.rosneft.ru,

³ KhokhryakovaTE@knipi.rosneft.ru

Введение. Пикирование первых вступлений прямых и преломлённых волн – один из обязательных этапов обработки и интерпретации сейсмических данных. Точное выделение первых вступлений позволяет более качественно построить скоростную модель верхней части разреза и, следовательно, выполнить структурные построения и определить глубины целевых объектов.

На сегодняшний день снятие времён первых вступлений хоть и имеет множество реализаций, но выполняются они в ручном или полуавтоматическом режиме. В зависимости от сложности геологического строения и качества данных трудозатраты на пикирование первых вступлений для проекта площадью около 300 км² занимают от 1–3 дней до недели. Полуавтоматические методы редко оказываются применимы без ручной проверки и редактирования полученного результата, что зачастую не представляется возможным из-за огромного количества данных. Основными факторами, усложняющими корреляцию, являются: перегрузка первых сейсмоприёмников; существенное затухание сигнала с удалением от источника; высокий уровень помех на некоторых каналах.

Тем не менее задачу прослеживания времён первых вступлений можно автоматизировать с помощью искусственного интеллекта, который за последнее десятилетие ощутило шагнул вперёд. Сокращение времени на рутинные операции позволит специалисту уделить время анализу результатов и уточнению качества пикировки.

Данные для обучения. В качестве исходных данных используются 2D-профили и 3D-съёмки сейсмических данных с отмеченными экспертами временами первых вступлений для обучения нейронных сетей. Каждый профиль или съёмка представляет собой файл формата *SEG-Y*, который содержит записи сейсмических колебаний в виде сейсмотрасс.

Совокупность сейсмотрасс, полученных с одного пункта возбуждения множеством приёмников, называется сейсмограммой общего пункта взрыва (ОПВ). Для последующей обработки сейсмограммы ОПВ, полученные с помощью 3D-сейсморазведки, были разделены на азимутальные секторы: сначала трассы сортируются по значению азимута, затем делятся на равные группы и внутри этих групп сортируются по значению удаления от источника. Расположение и вид сейсмограммы 2D и азимутального сектора 3D представлены на рис. 1 и 2 соответственно.

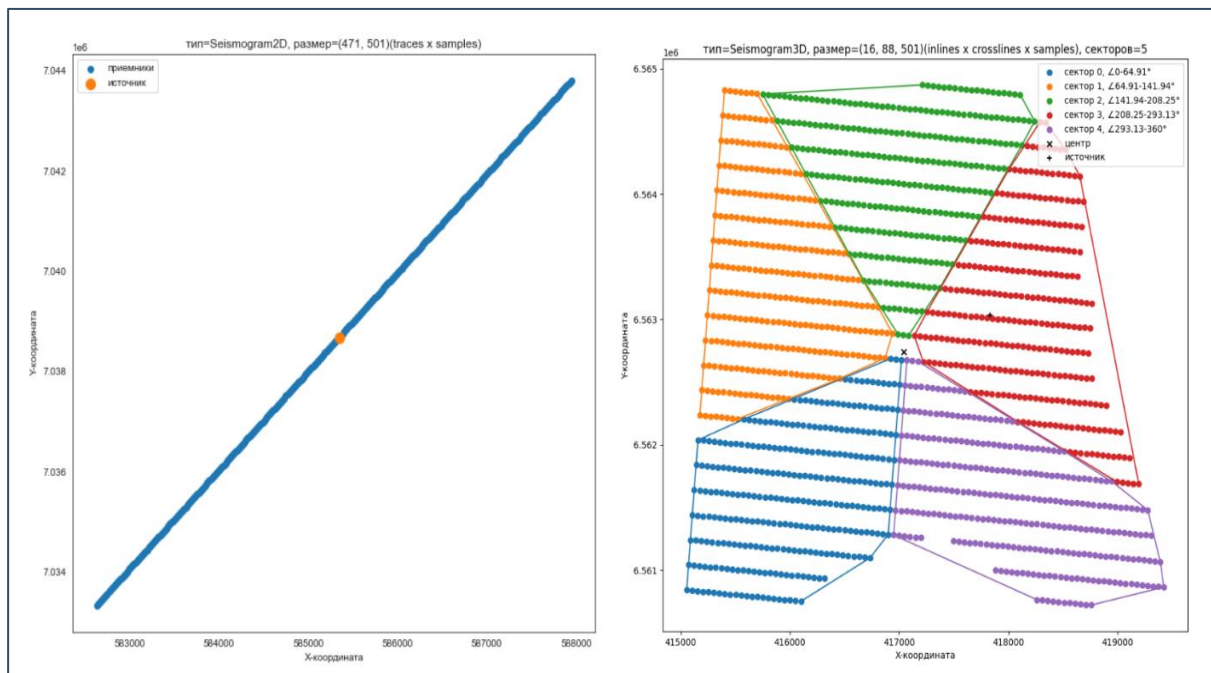


Рис. 1. Расположение сеймотрасс в пространстве СРР МОГТ-2D и -3D

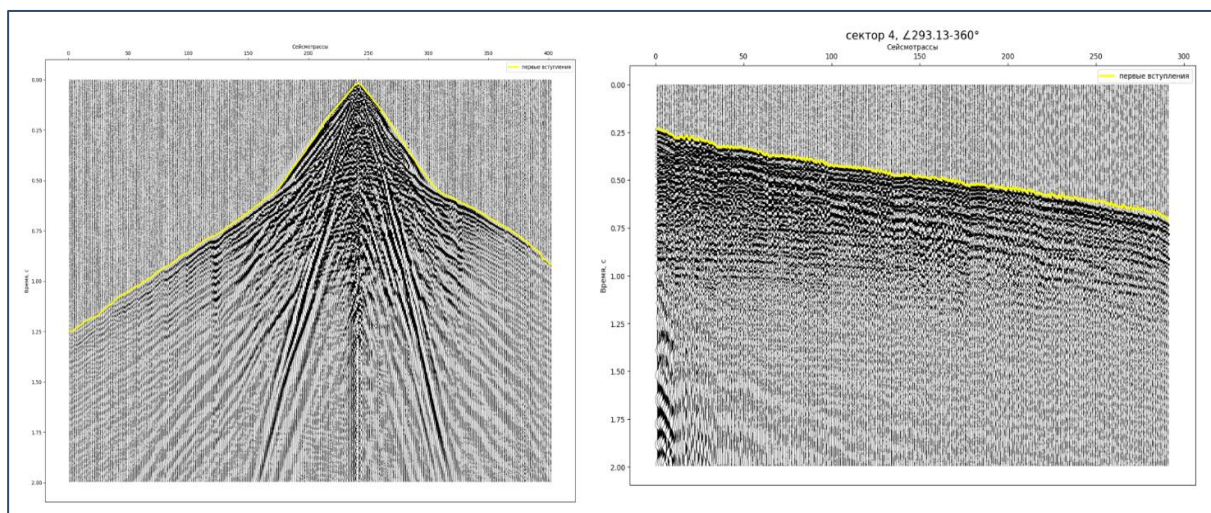


Рис. 2. Вид сейсмограммы 2D и сектора 3D

Одними из фундаментальных требований при решении задач машинного обучения являются требования к количеству и репрезентативности данных. Необходимо множество примеров сейсмограмм, для которых уже известны времена первых вступлений. Репрезентативность заключается в использовании в обучающей выборке данных с разными типами источников колебаний (взрывные, вибрационные) и соотношений «сигнал/шум».

На базе результатов обработки ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» сформирован набор данных, состоящий из размеченных 2 273 сейсмограмм 2D и 1 201 сектора 3D с разных участков. Данные поделены в соотношении 80/20 для обучения и контроля (валидации) соответственно.



Обучение свёрточной нейронной сети и извлечение линии первых вступлений. При переводе задачи на язык машинного обучения принято решение работать с сейсмограммой как с картинкой. Для этого подходят архитектуры свёрточных нейронных сетей, такие как *U-Net* [1] и *U-Net++* [2]. Нейронная сеть представляет собой граф вычислений с миллионами настраиваемых параметров, задача которого – выполнить отображение матрицы амплитуд сейсмограммы в матрицу вероятностей такого же размера. Вероятность в данном случае означает принадлежность конкретного измерения на конкретной трассе к области до первых вступлений. В машинном обучении такую задачу принято называть задачей бинарной семантической сегментации.

Для обучения нейронной сети требуется определить функцию потерь, которая в данном случае является суммой *Focal Loss* и *Jaccard Loss*. В качестве метрики качества сегментации взят *Intersection over Union* (индекс Жаккарда), он обозначает коэффициент совпадения маски и ответа нейронной сети. Метрика качества выделения линии первых вступлений *Mean Absolute Error* (средняя абсолютная ошибка) показывает абсолютную разницу между экспертной пикировкой и выделенной нейросетью в отсчётах.

В упрощённом виде процесс обучения можно представить так (см. рис. 3):

- сейсмограмма проходит процедуры фильтрации шумов, нормализации значений и изменения размера, т. к. свёрточные нейронные сети имеют определённые ограничения на размер входных данных;
- подготовленная сейсмограмма подаётся на вход нейронной сети;
- нейронная сеть выдаёт ответ в виде вероятностей;
- ответ сравнивается с маской, которая сформировалась на основе экспертной пикировки;
- при сравнении маски и ответа получают численные значения метрик качества и функции потерь;
- значение функции потерь используется для изменения (оптимизации) параметров нейронной сети.

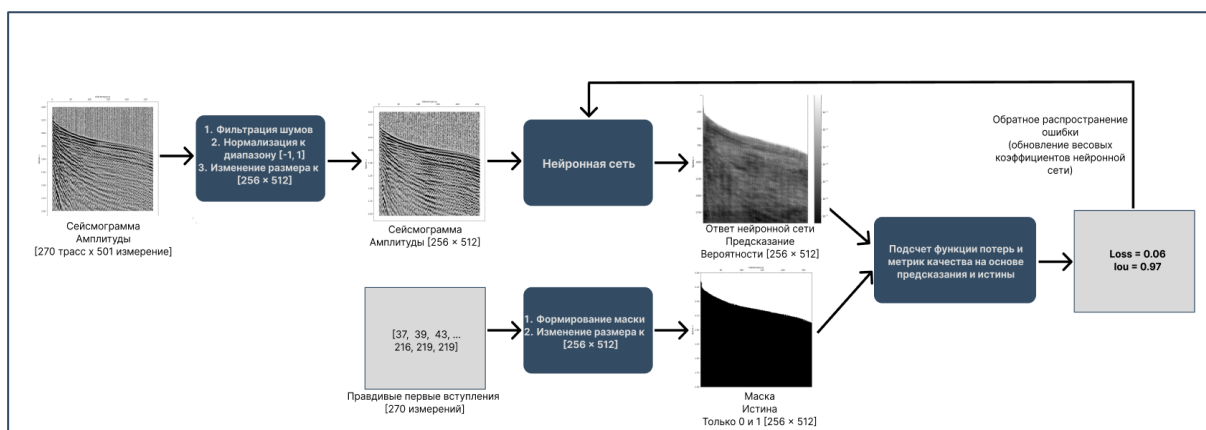


Рис. 3. Процесс обучения нейронной сети



После того как нейронная сеть обучена, выделение линии первых вступлений на сейсмограмме выглядит следующим образом:

- фильтрация, изменение формы к входной форме нейронной сети, нормализация;
- получение ответа от нейронной сети в виде вероятностей;
- ответ приводится к начальной форме сейсмограммы, вычисляется морфологический градиент;
- область поиска первых вступлений можно ограничить, формируя её на основе параметров минимально и максимально возможных скоростей распространения волн в среде и смещений по оси времени;
- для получения линии необходимо взять медиану от 10 наиболее вероятных положений первого вступления в каждой трассе.

На основании десятков экспериментов для каждого типа данных отобрана нейросеть, которая среди прочих показывала лучшие результаты по метрикам качества (см. табл. 1).

Таблица 1

Метрики качества лучших нейронных сетей

Метрика качества	Тестирование на данных МОГТ-2D (U-Net 2D)			Тестирование на данных МОГТ-3D (U-Net++ 3D)		
	Выборка					
	обучающая	валидационная	тестовая	обучающая	валидационная	тестовая
<i>IoU</i>	0,94	0,93	–	0,98	0,98	–
<i>MAE</i>	5,47	4,76	4,7	2,38	2,42	1,84

Исходя из результатов, можно сделать вывод, что модели нейронных сетей корректно обучились сегментировать сейсмограммы на подавляющем большинстве данных.

Оценка ошибки предсказания. У модели свой взгляд на решение задачи пикирования, который сформировался на основе предоставленной ей обучающей выборки. Это значит, что пикировка, предлагаемая нейронной сетью, не совпадает с экспертной. Поэтому возникает необходимость косвенно оценить «реалистичность» полученных результатов.

Каждую сейсмограмму представляется возможным охарактеризовать небольшим набором численных признаков и попытаться установить зависимость между ними и тем, насколько нейронная сеть ошибается при пикировании.

Для этого используется 11 явно посчитанных признаков и 20 неявных, полученных от автоэнкодера. В расчёте явных признаков участвует матрица амплитуд сейсмограммы, ответ нейронной сети и выделенная линия первых вступлений. Автоэнкодер – это особый тип нейронных сетей, предназначенный в основном для кодирования входного сигнала (изображения) в сжатое и несущее в себе информацию представление, а затем обратного его декодирования таким образом, чтобы восстановленный входной сигнал был максимально похож на исходный. Оценку выполняет регрессор – «экстремально случайные деревья решений» (*Extremely Randomized Trees*) [3].



Проверка работоспособности регрессора выполнена на 30 тыс. сейсмограмм. При решении этой задачи не так важна точность, как то, чтобы при сравнительно большой реальной ошибке предсказывать сопоставимое значение, и наоборот. Таким образом, представляется возможным оценить регрессор как классификатор и рассчитать классические метрики качества классификации при разных порогах ошибки (табл. 2).

Таблица 2

Метрики классификации при разных порогах ошибки

Метрика	Порог ошибки (MAE)							
	3	4	5	6	7	8	9	10
<i>precision</i>	0,81	0,65	0,5	0,37	0,28	0,19	0,08	0,01
<i>recall</i>	0,89	0,84	0,8	0,75	0,57	0,34	0,09	0,01

Пример расчёта при пороге ошибки в 3 отсчёта (12 мс), который условно делит сейсмограммы на «идеальные» и «неидеальные»:

$$recall = \frac{True\ Positive}{True\ Positive + False\ Negative} = \frac{16\ 520}{16\ 520 + 1\ 690} = 0,894;$$

$$precision = \frac{True\ Positive}{True\ Positive + False\ Positive} = \frac{16\ 520}{16\ 520 + 3\ 085} = 0,81.$$

Наиболее релевантной метрикой является *recall*, значение которой можно интерпретировать как «89 % сейсмограмм, которые потенциально требуют внимания, выделяются».

Программа. Чтобы предоставить возможность использовать разработанные алгоритмы специалисту, не знакомому с машинным обучением, было разработано настольное приложение «*1picker*», которое в полной мере позволяет автоматизировать процесс пикирования первых вступлений на сейсмических данных с использованием технологий искусственного интеллекта. Интерфейс программы показан на рис. 4.

Ключевые особенности программы:

- поддержка пикирования первых вступлений для файлов *SEG-Y* 2D- и 3D-формата;
- учёт ранее загруженных в программу файлов;
- уведомления пользователя об ошибках при чтении и пикировании файлов;
- отслеживание прогресса загрузки и обработки с возможностью остановки процесса;
- оценка и индикация ошибки пикирования с помощью регрессора «случайный лес»;
- настройка визуального отображения сейсмограммы;
- поддержка ручного пикирования первых вступлений;

- индивидуальная настройка процесса обработки для каждого файла;
- просмотр заголовков трасс;
- поддержка горячих клавиш;
- сортировка сейсмограмм по идентификатору, оценочной ошибке, количеству трасс, сектору (для 3D);
- ведение журнала работы программы;
- поддержка тёмной темы.

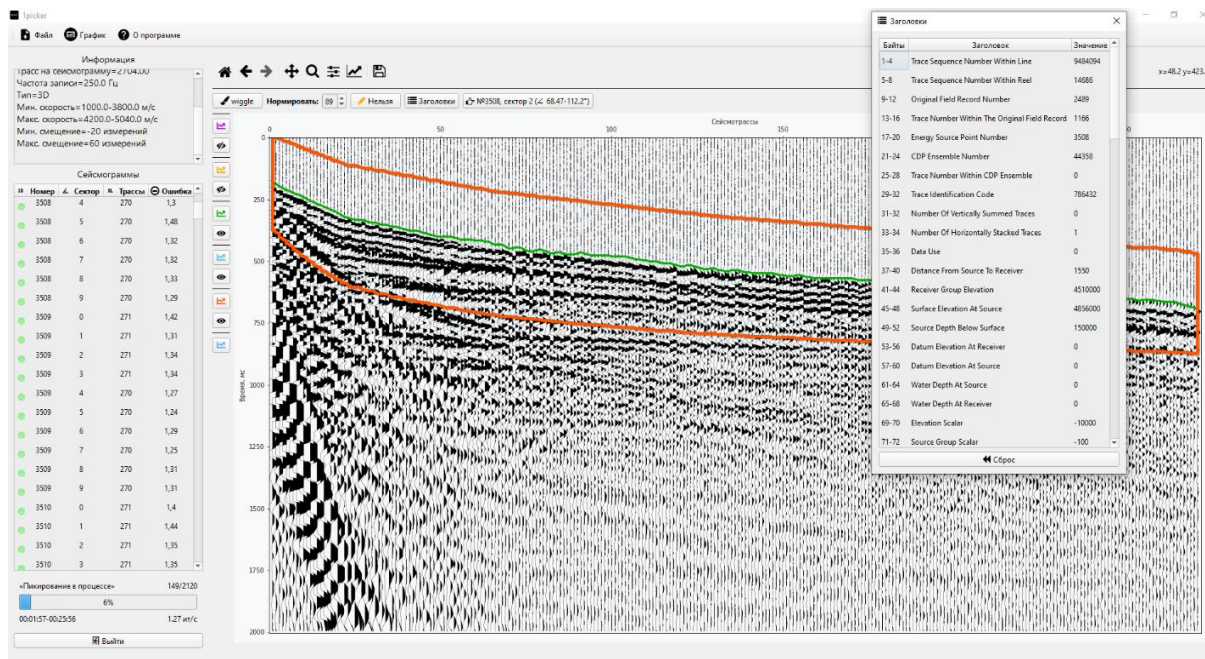


Рис. 4. Интерфейс программы «Iricker»

Поддерживаются вычисления на процессоре и видеокарте. При работе программа занимает не более 2 Гб оперативной памяти. С целью улучшения пользовательского опыта проведён ряд оптимизаций для сокращения времени загрузки файлов (см. табл. 3), которые позволяют избежать множественных операций чтения информации с диска. Структура каждого файла сохраняется в базу данных.

Таблица 3

Сравнение скорости загрузки файлов в программу

Кол-во трасс в файле, млн	Скорость загрузки файла		
	без оптимизации, мин	с оптимизацией (первый запуск), мин	с оптимизацией (последующие запуски), мин
0,5	0,11	0,5	0,002
1,7	2,5	0,5	0,008
4,2	9	4,5	0,016
22	42	29	0,032



Тестирование. Проверка корректности работы программы «1picker» проведена при помощи прямого сравнения с одним из модулей программы *SeisSpace* разработки компании *Landmark Solutions*, в котором традиционно и выполняется эта задача.

На пяти участках, расположенных в зоне деятельности ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» (Иркутская область, Республика Саха (Якутия) и Красноярский край), посчитаны два варианта пикировок, для каждой построена глубинно-скоростная модель (ГСМ) верхней части разреза (ВЧР) и рассчитаны статические поправки для пунктов возбуждения (ПВ) и пунктов приёма (ПП). Метод построения модели и метод расчёта статики не менялся, менялись только входные данные – значения пикировки первых вступлений. При построении модели использовался метод *DelayTime* для модели среды с двумя преломляющими границами. К данным были применены статические поправки. Получены суммарные кубы, которые показали сопоставимость результатов расчёта статики из разных моделей по разной пикировке. Численная оценка различий в полученных статических поправках показана в табл. 4. Суммарные временные разрезы представлены на рис. 5.

Таблица 4

Статистика различий между статическими поправками

Сортировка	Участок, №	Кол-во сейсмограмм	Средняя разница	Стандартное отклонение	Нижний квартиль	Медиана	Верхний квартиль
ПВ	1	27 241	1,34	5,76	-1,01	0	3,49
	2	69 768	-5,78	6,73	-9,99	-5,52	-1,39
	3	30 900	1,98	1,06	1,36	2,02	2,53
	4	58 646	5,24	2,63	4,02	5,16	6,31
	5	30 027	4	11,42	2,88	7,46	10,2
ПП	1	56 108	1,26	4,74	0	0	3,47
	2	67 735	-5,56	7,64	-9,68	-5,42	-1,4
	3	43 308	2,3	2,09	1,03	1,98	3,13
	4	90 136	6,75	3,89	5,19	6,42	7,8
	5	57 299	3,5	15,14	0,58	7,48	11,88

Вывод. Разработанная программная система автоматизирует процесс пикирования первых вступлений на сейсмических данных с помощью нейронной сети. Алгоритмы программы прослеживают первые вступления, основываясь не на визуальном восприятии, а на математических моделях. Использование методов машинного обучения позволяет повысить качество обработки данных сейсморазведки, сокращает время пикирования с нескольких дней до нескольких часов, что даёт специалисту возможность уделить больше внимания и времени другим процессам.

Результаты тестирования программы говорят о том, что качество пикировки находится на уровне коммерческого программного обеспечения, программа уже используется в производственном процессе. Тем не менее есть потенциал для улучшений, которые в перспективе позволят повысить как качество, так и производительность алгоритма. Объектами дальнейших исследований можно рассматривать возможности использования других сортировок данных или их комбинации, улучшение и расширение процедур постобработки, использование метаинформации о сейсмотрассах (например, удаления от источника).

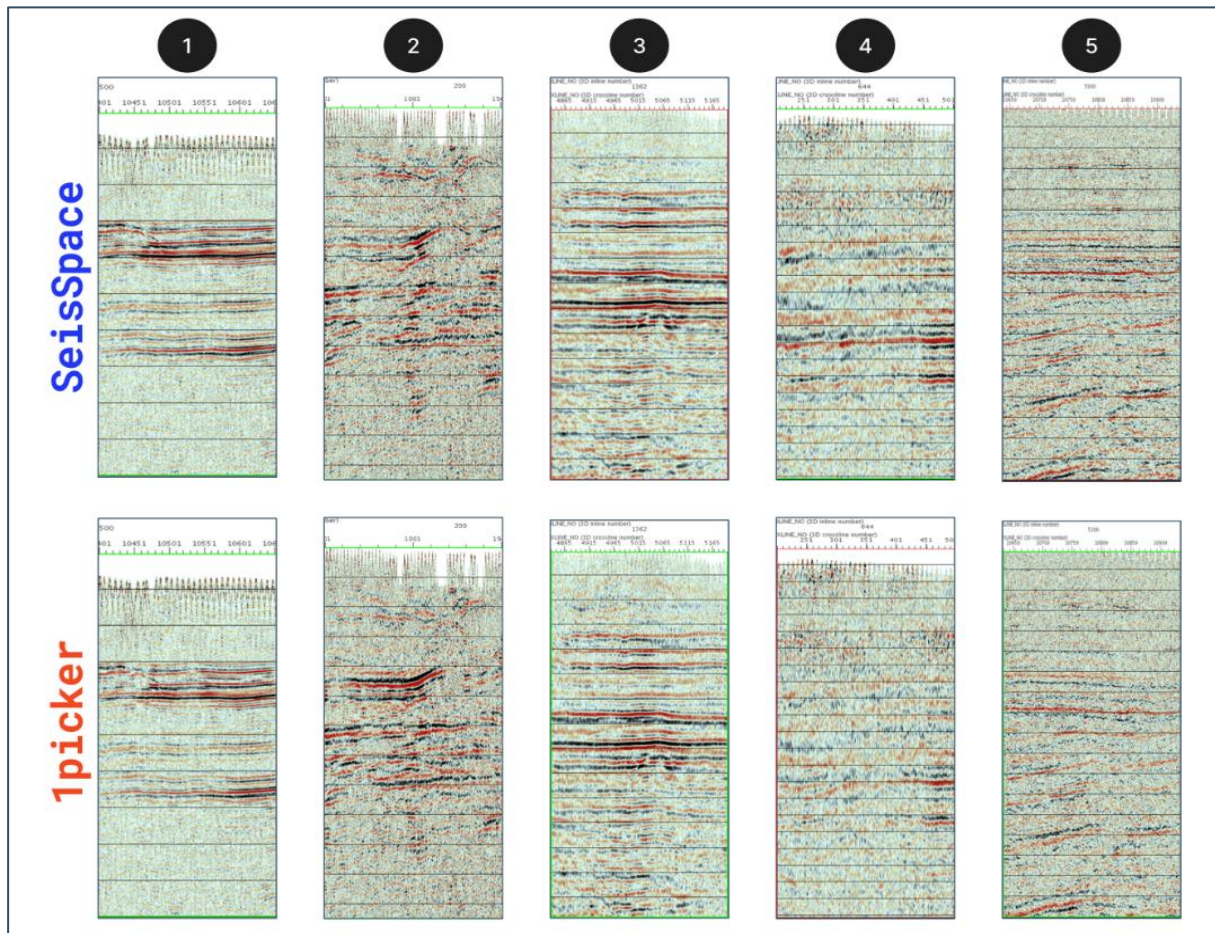


Рис. 5. Примеры временных разрезов по разным пикировкам на пяти участках

Список источников

1. Ronneberger O. U-net: Convolutional Networks for Biomedical Image Segmentation / O. Ronneberger, P. Fischer, T. Brox // International Conference on Medical Image Computing and Computer-assisted Intervention (2015). Pp. 234–241.
2. Zhou Z. UNet++: a Nested U-Net Architecture for Medical Image Segmentation / Z. Zhou, Md M. R. Siddiquee, N. Tajbakhsh et al. // Deep Learning in Medical Image Analysis and Multimodal Learning for Clinical Decision Support. 2018. Pp. 3–11.
3. Geurts P. Extremely Randomized Trees / P. Geurts, D. Ernst, L. Wehenkel // Machine Learning. 2006. No. 63 (1). Pp. 3–42.



► Миграционный скоростной анализ по высокочастотной асимптотике уравнения двойного корня

Н. Н. Шилов¹, А. А. Дучков²

^{1,2} Новосибирский государственный университет,

^{1,2} Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН

¹ n.shilov@g.nsu.ru, ² DuchkovAA@ipgg.sbras.ru

Введение. Сейсморазведка методом отражённых волн является ведущим методом изучения внутреннего строения Земли, в особенности в целях поиска залежей углеводородов. Основным результатом обработки сейсмических данных являются волновые изображения отражающих границ, причём достоверность этих изображений определяется точностью скоростной модели изучаемого участка [1]. Избыточность данных сейсморазведки позволяет уточнять скоростную модель среды по погрешностям в волновых изображениях – такие подходы называются миграционным скоростным анализом [2]. В данной работе будет изложен новый метод этой группы, основанный на высокочастотной асимптотике одной из аппроксимаций волнового уравнения и являющийся развитием метода регуляризованного направленного приёма (РНП) [3; 4]. В тексте доклада будет рассматриваться только двумерная постановка задачи, но предлагаемый подход может быть обобщён и на трёхмерный случай.

Теоретические основы метода. Рассмотрим двумерное пространство $z \geq 0$, в котором задано гладкое распределение скорости упругих волн $v(x, z)$. Пусть на плоскости $z=0$ в координатах x_s и x_r соответственно расставлены источники и приёмники сейсмических колебаний. Обозначим время пробега отражённой волны между источником и приёмником за $\tau(x_s, x_r, z=0)$ и рассмотрим поведение этой функции при $z > 0$, т. е. при пересчёте времён пробега в нижнее полупространство. В [5] было показано, что она подчиняется дифференциальному уравнению:

$$\frac{\partial \tau}{\partial z} + \sqrt{\frac{1}{v_s^2} - \left(\frac{\partial \tau}{\partial x_s}\right)^2} + \sqrt{\frac{1}{v_r^2} - \left(\frac{\partial \tau}{\partial x_r}\right)^2} = 0, \quad (1)$$

где за v_s и v_r обозначены соответственно скорости в источнике и приёмнике, $v(x_s, z)$ и $v(x_r, z)$. Это уравнение описывает кинематику отражённой волны вплоть до отражающей границы при условии, что её лучи нигде не становятся горизонтальными. В [6] по нему строится псевдодифференциальное уравнение двойного корня (англ. *Double Square Root equation*), позволяющее пересчитывать не только времена пробега, но и всё волновое



поле, а в [7] показывается, что изложенная ниже теория есть высокочастотная асимптотика этого уравнения.

По аналогии с классическим лучевым методом [8; 9] уравнение (1) можно решать методами гамильтоновой механики. Для этого определяются векторы *координат* и *медленности* (верхний индекс T указывает на транспонирование):

$$\vec{x} = (x_s, x_r, z)^T, \quad \vec{p} = (p_s, p_r, p_z)^T = \left(\frac{\partial \tau}{\partial x_s}, \frac{\partial \tau}{\partial x_r}, \frac{\partial \tau}{\partial z} \right)^T, \quad (2)$$

а также *гамильтониан* системы:

$$H(\vec{x}, \vec{p}) \propto p_z + \sqrt{\frac{1}{v_s^2} - p_s^2} + \sqrt{\frac{1}{v_r^2} - p_r^2}, \quad (3)$$

в котором знаком \propto обозначена пропорциональность. Конкретная форма гамильтониана приведена в [7]. Уравнение (1) выполнено, если гамильтониан равен нулю, и наоборот.

Введённому гамильтониану соответствует *система уравнений луча*, параметризованного временем пробега:

$$\begin{cases} \frac{d\vec{x}}{d\tau} = \nabla_{\vec{p}} H, & \nabla_{\vec{p}} = \left(\frac{\partial}{\partial p_s}, \frac{\partial}{\partial p_r}, \frac{\partial}{\partial p_z} \right)^T, \\ \frac{d\vec{p}}{d\tau} = -\nabla_{\vec{x}} H, & \nabla_{\vec{x}} = \left(\frac{\partial}{\partial x_s}, \frac{\partial}{\partial x_r}, \frac{\partial}{\partial z} \right)^T. \end{cases} \quad (4)$$

Её решения – пары $\vec{x}(\tau)$, $\vec{p}(\tau)$ – лучи уравнения двойного корня, или просто лучи. В работе [7] показано, как поставить для них начальные условия и трассировать *в обратном времени* от $\tau = \tau^{obs}$ – времени регистрации волны в приёмнике – до $\tau = 0$ – нулевого времени отражения. Формально нулевое время отражения реализуется, когда источник и приёмник расположены в одной и той же точке непосредственно на отражающей границе. Неравенство $x_s|_{\tau=0} \neq x_r|_{\tau=0}$ нарушает *физику* отражения и может свидетельствовать об ошибках в скоростной модели.

Пусть вместо точной скоростной модели задано её приближение $v_0(x, z)$, и в нём по системе (4) были построены K лучей уравнения двойного корня $\vec{x}^k(\tau)$, $\vec{p}^k(\tau)$, $k = \overline{1, K}$. Такие лучи могут *не сойтись* на отражающих границах при $\tau = 0$. Обозначим за h_k величину

$$h_k = (x_r^k - x_s^k)|_{\tau=0} \quad (5)$$



и введём функционал невязки:

$$L = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K h_k^2 \geq 0. \quad (6)$$

Будем искать возмущение скоростной модели в параметрическом виде:

$$v(x, z; \tilde{\mathbf{V}}) = v_0(x, z) + \tilde{v}(x, z; \tilde{\mathbf{V}}), \quad L = L(\tilde{\mathbf{V}}), \quad h_k = h_k(\tilde{\mathbf{V}}), \quad (7)$$

где матрица параметров $\tilde{\mathbf{V}}$ задаёт **возмущение скорости** в узлах фиксированной сетки:

$$\tilde{\mathbf{V}} = \left\{ \tilde{v}_{mn} \right\}, \quad \tilde{v}(x_m, z_n; \tilde{\mathbf{V}}) = \tilde{v}_{mn}, \quad m = \overline{1, M}, \quad n = \overline{1, N}, \quad (8)$$

а между узлами строится интерполяционный бикубический сплайн [10]. Используя методы теории возмущений луча, изложенные в [11; 12], можно рассчитать градиент $L(\tilde{\mathbf{V}})$ и реализовать подбор матрицы $\tilde{\mathbf{V}}$, минимизирующей функционал невязки (6). В нашей работе мы пользуемся алгоритмами *L-BFGS-B* [13] и *SLSQP* [14] из библиотек *SciPy* [15] языка *Python*.

Данные для инверсии. Для лучевого трассирования в обратном времени и расчёта градиента целевого функционала (6) необходимо знать времена пробега отражённых волн и их производные на поверхности наблюдений. Такие же данные нужны в методе РНП [3; 4] и стереотомографии [16], авторы которых разработали методику их извлечения из сейсмограмм до суммирования [17]. В итоге массив данных для инверсии включает в себя следующие значения:

- x_s^{obs} – координата источника;
- x_r^{obs} – координата приёмника;
- τ^{obs} – время регистрации отражённой волны;
- $p_s^{obs} = \frac{\partial \tau^{obs}}{\partial x_s^{obs}}$ – производная времени пробега по координате источника;

ника;

- $p_r^{obs} = \frac{\partial \tau^{obs}}{\partial x_r^{obs}}$ – производная времени пробега по координате приёмника;

ника;

- $\sigma \in [0, 1]$ – мера когерентности (сембланс) выделенной волны, характеризующая степень уверенности в выделении события на трассе.

Регуляризация функционала невязки. Функционал невязки в форме (6) характеризует неточность скоростной модели при отсутствии ошибок в данных. Такие ошибки неизбежно возникают при анализе сейсмограмм, поэтому по аналогии с [17] мы вводим регуляризованный функционал невязки:

$$L_{\sigma}(\tilde{\mathbf{V}}) = L_h(\tilde{\mathbf{V}}) + L_{v_{mn}}(\tilde{\mathbf{V}}), \quad L_h(\tilde{\mathbf{V}}) = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K h_k^2 \sigma_k^2$$
$$L_{v_{mn}}(\tilde{\mathbf{V}}) = \frac{1}{MN} \sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N \left[v_{mn}^2 + \left(\Delta v(x_m, z_n; \tilde{\mathbf{V}}) \right)^2 (\delta x \delta z)^2 \right] \Delta \frac{1}{K} \sum_{k=1}^K (\tau_k^{obs})^2 (1 - \sigma_k)^2, \quad (9)$$

в котором к целевой функции были прибавлены члены, ограничивающие сложность скоростной модели. Оператор $\Delta = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial z^2}$ есть оператор Лапласа, δx и δz – шаги по сетке, на которой ищется возмущение скорости, а знак умножения поставлен, чтобы визуально подчеркнуть перемножение сумм. Нормирующие множители подбирались нами эвристически, исходя из следующих соображений:

- размерность функционала невязки (9) должна совпадать с размерностью (6);
- штраф за расхождение источника и приёмника $L_h(\tilde{\mathbf{V}})$ должен быть максимальным для достоверно ($\sigma_k \approx 1$) выделенных событий;
- штраф за возмущения скорости $L_{v_{mn}}(\tilde{\mathbf{V}})$ должен быть максимальным для ненадёжно ($\sigma_k \approx 0$) выделенных событий.

Заметим также, что функционал (9) переходит в (6) при $\sigma_k \rightarrow 1$ для всех $k = \overline{1, K}$.

Двухстадийная оптимизация. Для устойчивого восстановления скоростной модели мы применили двухстадийную стратегию оптимизации, похожую на предложенную в [17]:

- 1) поиск возмущения скорости на сетке из четырёх узлов в углах модели;
- 2) поиск возмущения скорости на подробной сетке.

На первом шаге ищется «почти линейная» скоростная модель, максимально удовлетворяющая сразу всему массиву данных, а на втором – уточняются локальные неоднородности.

Пример инверсии синтетических данных. Для тестирования новых алгоритмов миграции и скоростного анализа часто пользуются моделью «Мармуси» [18]. Авторы метода стереотомографии [16] предложили упрощённый вариант этой модели и предоставили нам синтетические сейсмограммы для инверсии. Эти сейсмограммы были рассчитаны мето-



дом борновского моделирования [19] и включают в себя только однократно рассеянные волны, а истинная скоростная модель не содержит поверхностей разрывов.

На рис. 1 приведены начальное приближение, результат первой стадии инверсии и итоговая скоростная модель, построенные в результате инверсии 2770 пропикированных отражённых волн с семблансом $\sigma > 0,8$. Поверх скоростных моделей наложены примерные положения отражающих площадок, координаты и ориентация которых находятся из геометрии лучей [3], а прозрачность экспоненциально возрастает с $|h|$ (5). Хорошо видно, как в процессе инверсии фокусируется структурное изображение. Для демонстрации корректности построенной модели была проведена глубинная миграция равных удалений [19], результаты которой изображены на рис. 2. Слева на нём приведены суммарные изображения, получаемые на разных стадиях инверсии, а справа – сейсмограммы общей точки изображения. Видно, что по мере уточнения скоростной модели волны на них выстраиваются в горизонтальные структуры, что свидетельствует о точности подбора скоростей [20].

Пример инверсии реальных данных. Для проверки работоспособности алгоритма в условиях реальной сейсмической съёмки были взяты данные по наземному профилю в Западной Сибири. На сейсмограммах было выделено 3946 событий с семблансом $\sigma > 0,8$ и проведена инверсия. Её результаты приведены на рис. 3 в том же порядке, что и для инверсии синтетических данных. Хорошо видно, что в верхней (до 1000 м) горизонтально-слоистой части разреза надёжно прослеживаются многочисленные отражающие границы, а в более глубокой синклинальной структуре – всего три основных горизонта. О достоверности восстанавливаемой скоростной модели можно судить по результатам миграции равных удалений, приведённым на рис. 4. Видно, что включённым в инверсию отражающим горизонтам соответствуют почти горизонтальные структуры на сейсмограммах общей точки изображения, но между ними сохранилось много неспрямлённых границ, которые не были надёжно пропикированы и не были включены в инверсию. Таким образом, вопрос корректной подготовки набора данных требует дальнейшего изучения, хотя уже можно утверждать, что предложенный метод не разошёлся на реальных сейсмограммах.

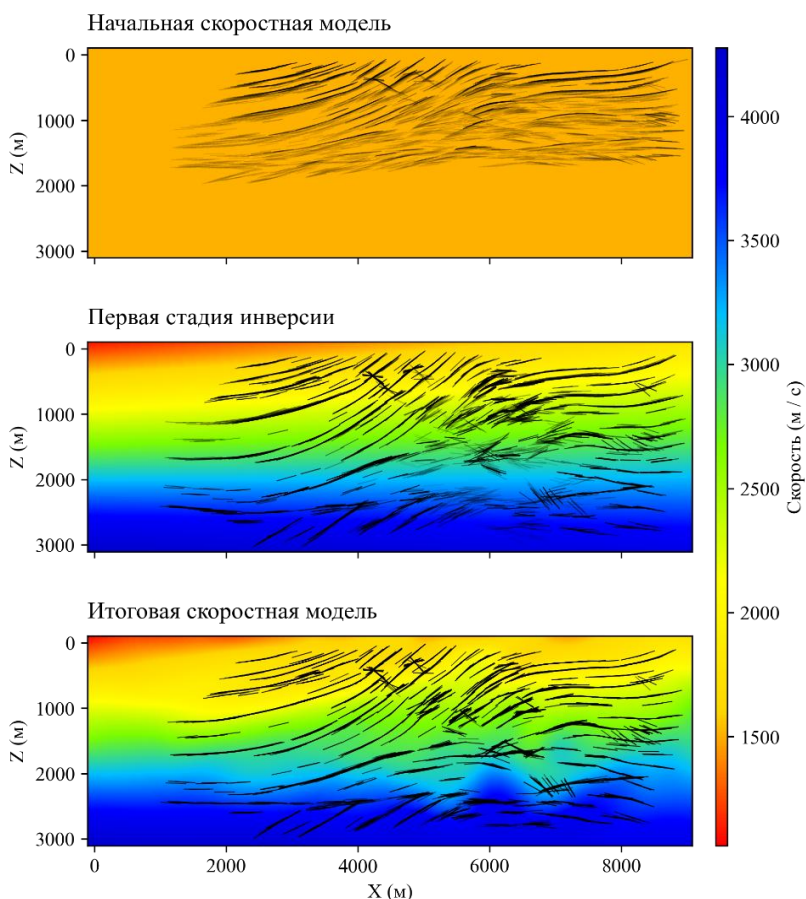


Рис. 1. Скоростные модели с наложенными отражающими площадками, построенные по синтетическим данным

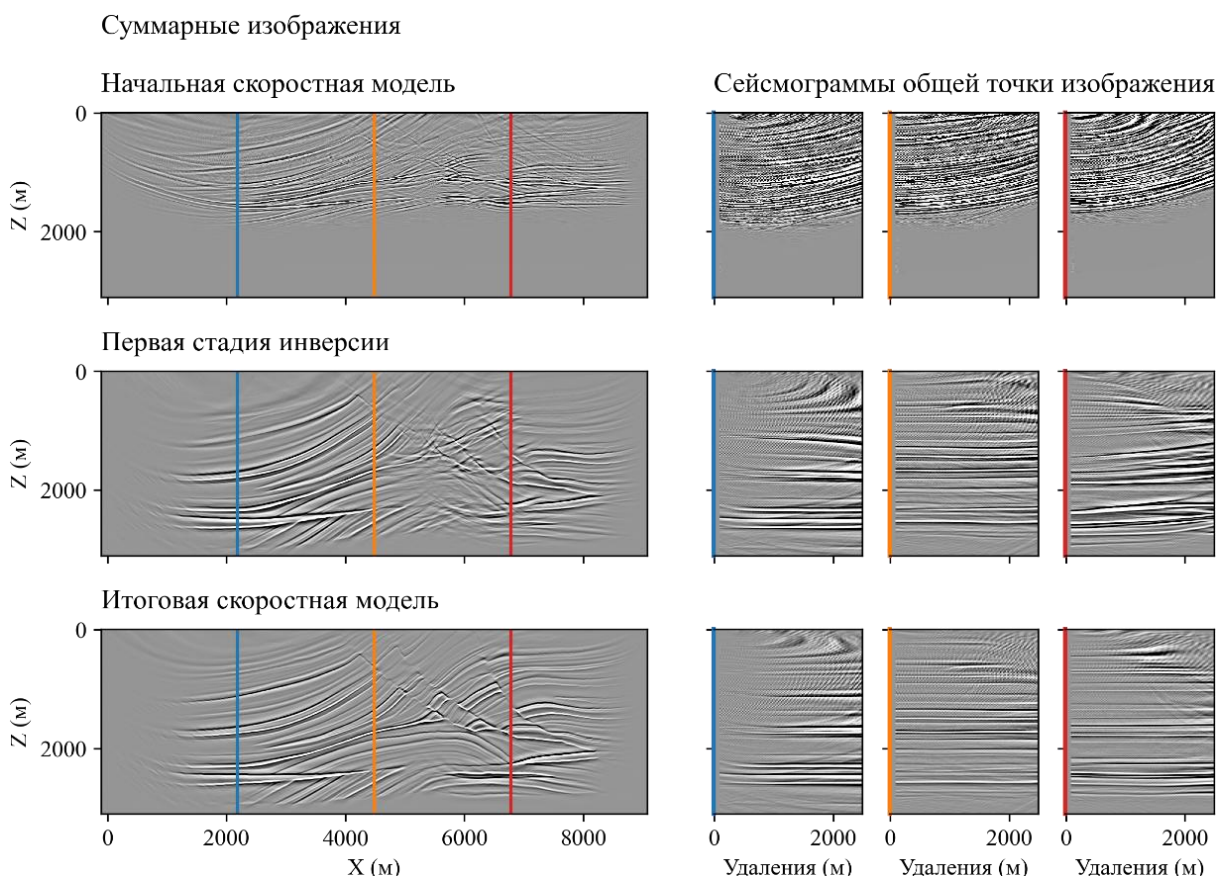


Рис. 2. Результаты глубинной миграции равных удалений по синтетическим данным

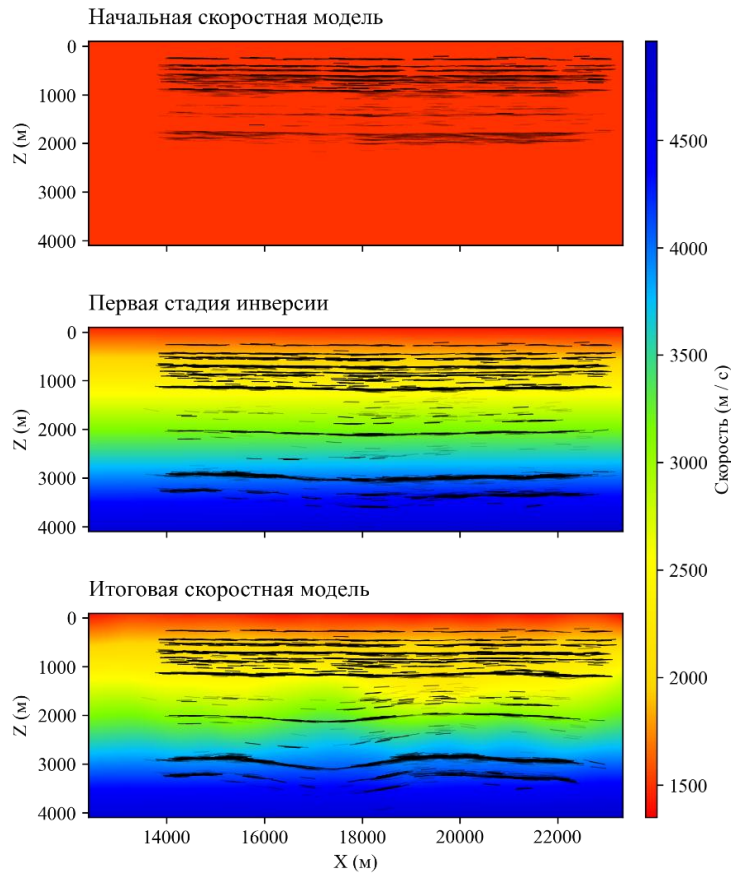


Рис. 3. Скоростные модели с наложенными отражающими площадками, построенные по реальным данным

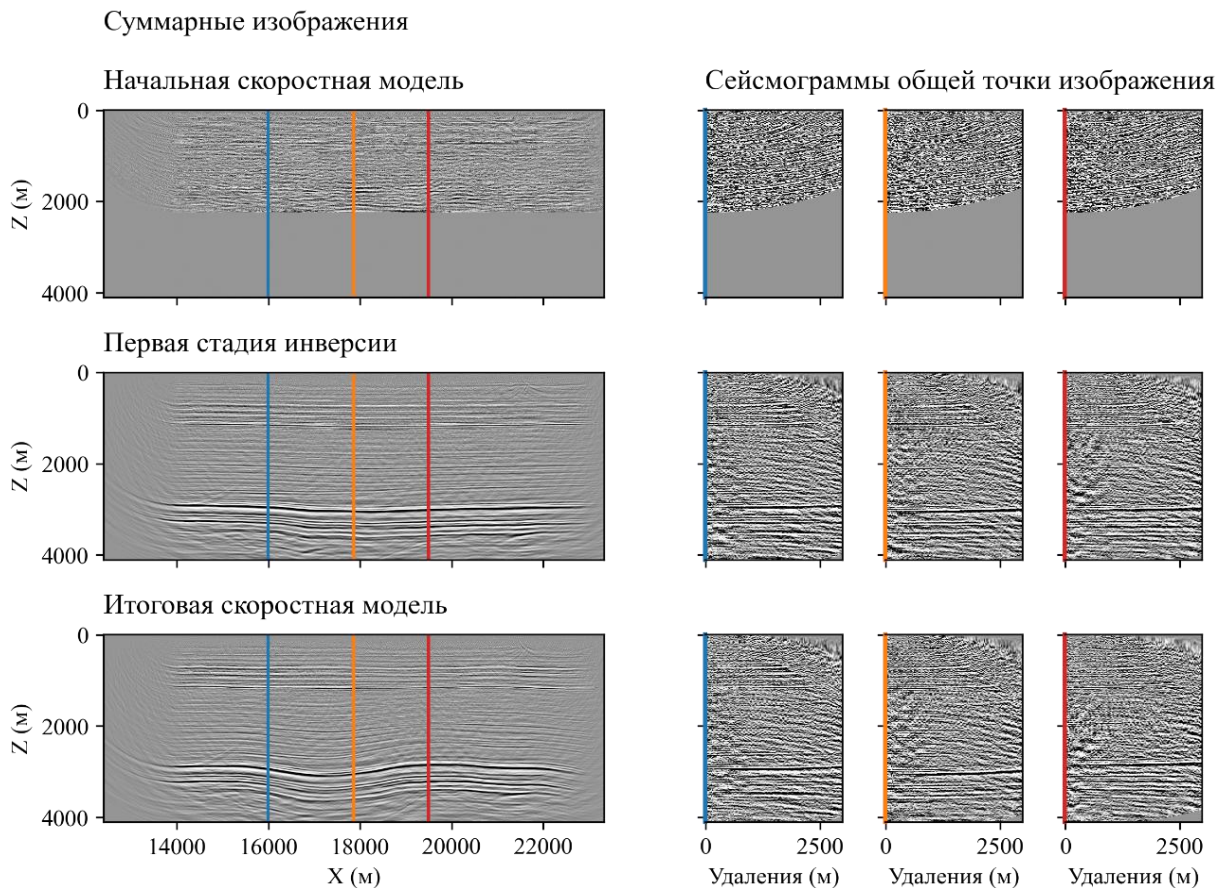


Рис. 4. Результаты глубинной миграции равных удалений по реальным данным



Заключение. В данной работе представлен метод уточнения скоростной модели среды, основанный на высокочастотной асимптотике псевдодифференциального уравнения двойного корня – аппроксимации волнового уравнения, описывающей только субвертикально распространяющиеся волны. В тексте работы приведён вывод функционала невязки и указан метод расчёта его градиента, предложен вариант регуляризации, в котором отдельно оговорены эвристические решения, принятые в этой работе и интересные для дальнейшего изучения. Работоспособность метода продемонстрирована на наборе синтетических и реальных данных.

Благодарности. Исследования проводились в рамках государственных заданий FSUS-2022-0019 и FWZZ-2022-0017.

Список источников

1. Гурвич И. И. Сейсморазведка: учебник / И. И. Гурвич, Г. Н. Боганик. Тверь: АИС, 2006. 744 с.
2. Biondi B. L. 3D Seismic Imaging / B. L. Biondi // Investigations in Geophysics. Society of Exploration Geophysicists, 2006. 247 p.
3. Sword C. H. Tomographic Determination of Interval Velocities from Reflection Seismic Data: the Method of Controlled Directional Reception: Ph. D. Thesis / C. H. Sword. Stanford University, 1987.
4. Рябинкин Л. А. Вопросы регулируемого направленного приёма (РНП) сейсмических волн / Л. А. Рябинкин. М.: Гостоптехиздат, 1957. 165 с.
5. Белоносова А. В. Об одной постановке обратной кинематической задачи сейсмологии для двумерной неоднородной среды / А. В. Белоносова, А. С. Алексеев // Некоторые методы и алгоритмы интерпретации геофизических данных. 1967. С. 137–154.
6. Claerbout J. F. Imaging the Earth's Interior / J. F. Claerbout. Blackwell Scientific Publications, 1985. 398 с.
7. Шилов Н. Н. Система динамического лучевого трассирования для уравнения двойного корня: ВКР магистра / Н. Н. Шилов. Новосибирск, 2021. 96 с.
8. Алексеев А. С. Лучевой метод вычисления интенсивности волновых фронтов / А. С. Алексеев, В. М. Бабич, Б. Я. Гельчинский // Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн. 1961. Т. 5. С. 3–24.
9. Červený V. Seismic Ray Theory / V. Červený. Cambridge: Cambridge University Press, 2001. 713 p.
10. Марчук Г. И. Методы вычислительной математики / Г. И. Марчук. М.: Наука, 1980. 535 с.
11. Шилов Н. Н. Миграционный скоростной анализ по лучевой асимптотике уравнения двойного корня / Н. Н. Шилов, А. А. Дучков // Сибирский журнал индустриальной математики. 2023. Т. 4 [прин. к публ.].



12. Farra V. Seismic Waveform Modeling in Heterogeneous Media by Ray Perturbation Theory (France) / V. Farra, R. Madariaga // *Journal of Geophysical Research*. 1987. Vol. 92. Pp. 2 607–2 712.

13. Byrd R. H. A Limited Memory Algorithm for Bound Constrained Optimization / R. H. Byrd et al. // *SIAM Journal on Scientific Computing*. 1995. Vol. 16. No. 5. Pp. 1 190–1 208.

14. Kraft D. A Software Package for Sequential Quadratic Programming / D. Kraft // *Tech. Rep. DFVLR-FB. Wiss. Berichtswesen d. DFVLR*. 1988. Vol. 88. No. 28.

15. Virtanen P. SciPy 1.0: Fundamental Algorithms for Scientific Computing in Python / P. Virtanen et al. // *Nature Methods*. 2020. Vol. 17. No. 3. Pp. 261–272.

16. Lambaré G. Stereotomography / G. Lambaré // *Geophysics*. 2008. Vol. 73. No. 5. Pp. VE25–VE34.

17. Billette F. Practical Aspects and Applications of 2D Stereotomography / F. Billette et al. // *Geophysics*. 2003. Vol. 68. No. 3. Pp. 1 008–1 021.

18. Brougois A. Marmousi, Model and Data / A. Brougois et al. // *EAGE Workshop – Practical Aspects of Seismic Data Inversion*. European Association of Geoscientists & Engineers, 1990.

19. Bleistein N. Mathematics of Multidimensional Seismic Imaging, Migration, and Inversion / N. Bleistein, J. K. Cohen, J. W. J. Stockwell. New York: Springer, 2001. Vol. 13. 511 p.

20. Sava P. C. Angle- domain Common- image Gathers by Wavefield Continuation Methods / P. C. Sava, S. Fomel // *Geophysics*. Society of Exploration Geophysicists. 2003. Vol. 68. No. 3. Pp. 1 065–1 074.



► Автоматическое выделение разломов по данным сейсморазведки средствами искусственного интеллекта

В. Д. Гришко¹, Д. А. Петров²

^{1,2} ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»

¹ GrishkoVD@knipi.rosneft.ru, ² PetrovDA@knipi.rosneft.ru

Введение. Интерпретация данных сейсморазведки является нетривиальной задачей, требующей от эксперта использования комплексной трёхмерной информации. При этом в силу человеческого восприятия и ограниченных возможностей компьютерной визуализации до 40 % [7] полезной информации данных 3D-сейсморазведки остаётся неучтённой. К тому же процесс является чрезвычайно трудоёмким и времязатратным, что создаёт потребность автоматизации различных задач интерпретации. На помощь могут прийти алгоритмы искусственного интеллекта [4], в частности нейросетевые алгоритмы, способные решать слабо формализуемые задачи.

Область применения нейронных сетей. Сейсмическая интерпретация выполняется по прошедшим обработке кубам и сейсмограммам с целью извлечения из сейсмических данных различной геологической и петрофизической информации для создания структурно-тектонической модели месторождения и изучения свойств целевых пластов в межскважинном пространстве. Многие задачи этапа интерпретации являются весьма субъективными, а результаты подвержены высокой неопределённости из-за погрешностей, вносимых неточностями применяемых технологий и человеческим фактором.

Некоторыми задачами интерпретации являются: корреляция отражающих горизонтов, трассирование тектонических нарушений, сейсмофациальный анализ, реконструкция условий осадконакопления, выделение геологических объектов на основе анализа волновой картины и др. Эти задачи можно решать с помощью глубоких свёрточных нейронных сетей, обученных на большом объёме данных и содержащих обобщённую информацию как о волновой картине, так и об объектах интереса [6].

Задачи выделения объектов из волнового поля (например, разломов, русел, отражающих горизонтов и т. д.) можно решать с помощью нейросетевого алгоритма сегментации [1]. Задачи реконструкции, или восстановления данных могут быть решены с помощью генеративно-состязательных нейронных сетей *GAN*, использующих свёртки для извлечения полезных данных.

В качестве примера рассматривается задача выделения тектонических нарушений, сведённая к задаче сегментации. Для её решения используется глубокая свёрточная нейронная сеть, выдающая в качестве ответа облако вероятности принадлежности каждой ячейки сейсмического куба к разлому.



Генерация синтетических сейсмических данных. В качестве обучающей выборки было решено использовать синтетические данные на основе свёрточных моделей, полученных с помощью разработанного генератора. Необходимость такого решения продиктована в первую очередь требованием однозначной разметки, что не может быть гарантировано при использовании архивной интерпретации в силу субъективности экспертов-интерпретаторов. В свою очередь, разметка синтетических данных будет однозначно определена на этапе генерации. Немаловажным фактором является возможность автоматического перебора различных параметров как самого волнового поля, так и генерируемых объектов интерпретации – разломов. Объективным недостатком такого подхода является простота свёрточных моделей по отношению к реальным данным, однако этот пробел предлагается компенсировать во время дообучения модели на небольшом объёме реальных данных.

Алгоритм генерации данных состоит из нескольких этапов, первым из которых является создание слоистой структуры модели. Для создания карт палеорельефа используется фрактальный генератор ландшафта *Diamond-Square*. Каждый слой заполняется случайным значением акустического импеданса, после чего модель зашумляется гауссовым или цветным шумом. То, как от слоя к слою меняется значение импеданса, задаётся параметрически и влияет на итоговое соотношение «сигнал/шум».

Следующим шагом генерации является вычисление коэффициентов отражения, рассчитываемых по формуле:

$$K = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i}, \quad (1)$$

где Z_i – значение в ячейке $(x; y; i)$ для фиксированных x и y .

После применения операции получается массив, содержащий значения в диапазоне от -1 до 1 .

Далее моделируются субвертикальные разломы, задаваемые с помощью уравнения плоскости. Разлом однозначно задаётся несколькими параметрами: угол падения; угол простирания; точка, через которую проходит разлом; смещение вдоль вертикальной оси; смещение вдоль горизонтальной оси по углу простирания разлома.

Из заданных углов падения θ и простирания φ высчитываются коэффициенты канонического уравнения плоскости:

$$Ax + By + Cz + D = 0, \quad (2)$$

$$A = -\sin\theta \times \sin\varphi, \quad (3)$$

$$B = \sin\theta \times \cos\varphi, \quad (4)$$

$$C = -\cos\theta. \quad (5)$$

Для придания нелинейной формы разломов вычисляется функция $S(x, y, z)$, в которой к аргументам случайно применяются функции синуса, косинуса или тождественный ноль. Пример функции:

$$S(x, y, z) = \sin(\alpha x) + \cos(\beta y) + \sin(\gamma z), \quad (6)$$

где α, β, γ – случайные коэффициенты.

Таким образом, уравнение разлома принимает следующий вид:

$$Ax + By + Cz + D + S(x, y, z) = 0. \quad (7)$$

Эта модификация позволяет добиться нелинейной формы разлома, сохраняя направленность падения и простирания.

Далее для каждой точки массива проверяется условие принадлежности полупространству выше плоскости разлома. В случае выполнения условия для точки она смещается на заданные значения вдоль вертикальной оси и вдоль горизонтальной оси по углу простирания разлома.

Последним этапом генерации является применение свёртки с заданным импульсом к каждой трассе модели. В генераторе реализован импульс Рикера:

$$R = (1 - 2\pi^2 \times f^2 \times T_0^2) e^{2\pi^2 \times f^2 \times T_0^2}, \quad (8)$$

где f – частота, T_0 – отчёты времени.

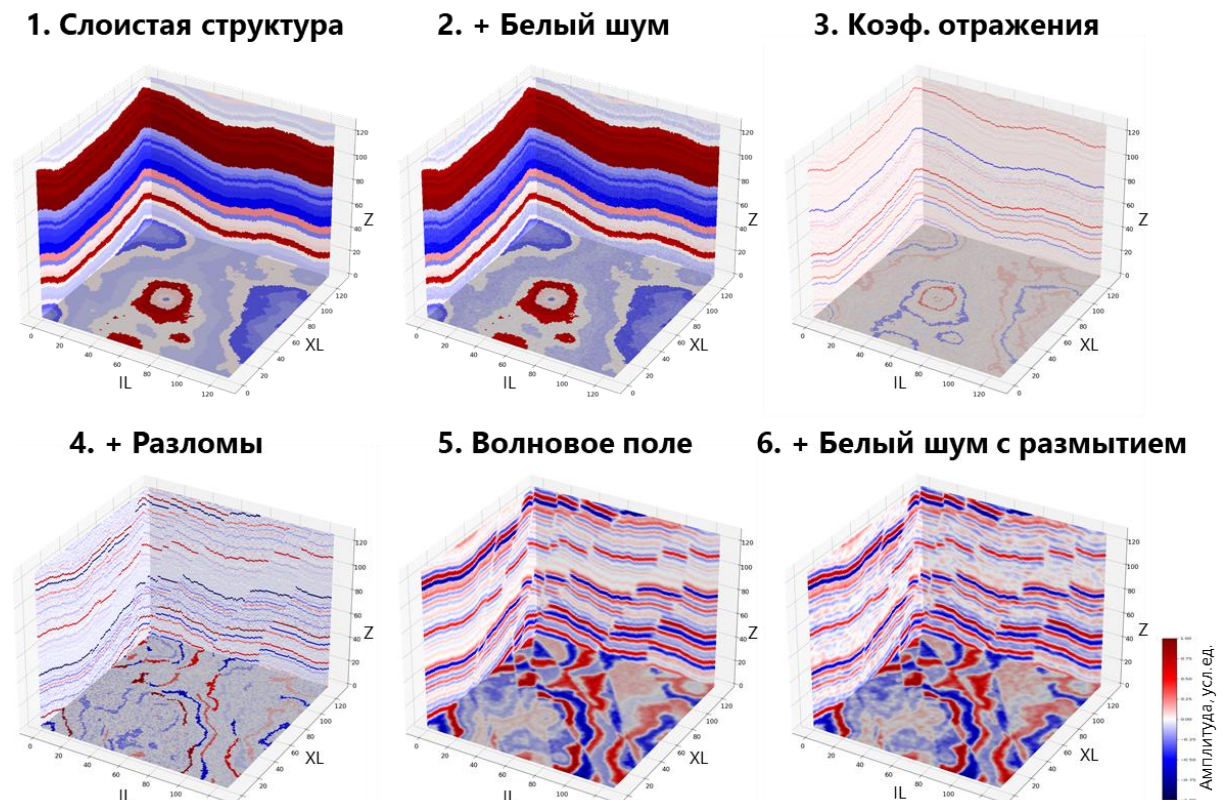


Рис. 1. Процесс генерации свёрточной модели



Обучение и дообучение нейросетевого алгоритма сегментации. В ходе проведённых экспериментов лучший результат предсказания продемонстрировала архитектура *Unet* [2; 3]. Нейронные сети семейств *FPN* и *DeepLab* оказались слабо пригодными для сегментации тонких поверхностей и лучше подходящими для сегментации более крупных объектов. Для достижения более качественного и стабильного предсказания мы воспользовались стратегией *DeepSupervision*, когда предсказание поступает не только с последнего блока нейронной сети, но и с более глубоких уровней. Таким образом, градиент ошибки увереннее распространяется на глубокие слои нейронной сети, которые отвечают за извлечения наиболее абстрактных признаков, что полезно при применении нейронной сети к реальным данным, отличным от модельных. Более того, наличие нескольких предсказаний позволяет компенсировать некоторые ложноположительные срабатывания одного из слоёв, выделяя наиболее перспективные объекты.

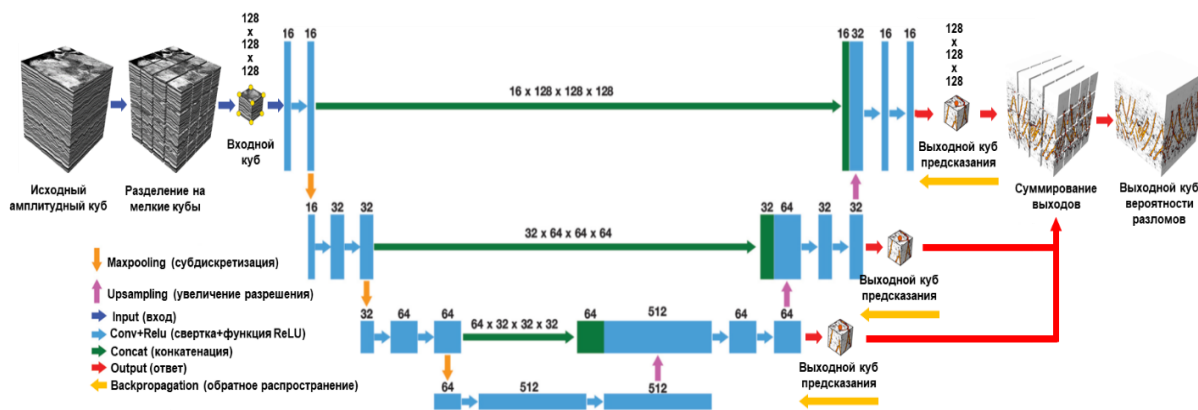


Рис. 2. Концептуальная схема нейронной сети *Unet DeepSupervision*

Мы обучили модели как с $2D$ -, так и с $3D$ -свёртками. Преимущество последних заключается в том, что нейронная сеть обучается выделять разломы с учётом пространственной информации.

После обучения базовой нейронной сети на синтетических данных существует возможность её дообучения для конкретного месторождения на малом объёме ручной интерпретации. Для некоторых случаев достаточно одного сейсмического разреза. Дообучение происходит на $2D$ -срезах как для $2D$ -, так и для $3D$ -случаев, что позволяет экономить время на составлении разметки. В $3D$ -случае из предсказанного куба вероятностей разломов извлекается разрез, соответствующий линии разметки эксперта, и далее между предсказанием и разметкой высчитывается ошибка. Дообучение позволяет приблизить предсказание нейронной сети к видению эксперта, а также настроиться на характеристики данного сейсмического куба.



Метрика качества. Для количественной оценки предсказания разлома используются стандартные метрики качества задачи сегментации: *Precision*, *Recall* и *F*-мера с параметрами 1 (*DICE*) и 3. Однако сейсмические данные имеют определённую разрешающую способность как по вертикали, так и по латерали, из-за чего попиксельное сравнение исходной маски и прогноза модели является не самой объективной оценкой качества. Кроме того, разметка эксперта представляет собой упрощённую модель в виде прямых линий, а прогноз нейронной сети – комплексные поверхности сложной морфологии, проходящие через признаки разломов. Таким образом, необходимо менее строгое представление экспертной разметки разломов для получения более объективной количественной оценки.

Оценка точности проводится на нескольких линиях, в которых эксперт выделил разломы. Разметка эксперта будет считаться эталоном, а оценка качества работы алгоритма будет показывать схожесть между прогнозом и интерпретацией эксперта на выбранных разрезах.

После получения предсказания из трёхмерного куба вероятности разломов извлекаются линии, соответствующие линиям разметки и представляющие собой двумерные массивы. Далее эти массивы бинаризируются с заданным порогом. Бинарную маску предсказания нейронной сети будем называть *predict*. Из разметки эксперта создаются двумерные массивы, соразмерные массивам *predict*, в которых 1 – выделенные экспертом разломы, 0 – их отсутствие. Такие массивы будем называть *ground truth*. Далее с полученными 2D-массивами проводятся попиксельные операции.

Исходные разметки (*ground truth*) и полученные предсказания нейронной сети (*predict*) расширяются до выбранной области – например, до 100 м.

Далее рассчитываются значения базовых метрик *True Positive*, *False Positive*, *False Negative* с учётом заданной области.

Таким образом, для *True Positive*, *False Positive* расширяется исходная разметка эксперта, что позволяет считать верным прогноз нейронной сети, находящийся близко к прослеженному экспертом разлому.

С другой стороны, мы не стремимся закрасить широкую область вокруг разметки эксперта для получения высокой метрики, в связи с чем для расчёта *False Negative* разметка эксперта остаётся без изменения, однако расширяется прогноз нейронной сети.

Результаты предсказания разломов на реальных данных. Как видно на рис. 3, обученная на синтетике нейронная сеть способна на высоком уровне выделять разломы, при этом имеются некоторые ложноположительные срабатывания на различные особенности сейсмических данных, не представленных в синтетической выборке, в т. ч. шум. Дообучение позволяет уменьшить число ложных срабатываний и приблизить результат нейронной сети к разметке эксперта, притом, что в дообучении участвовал только один разрез.

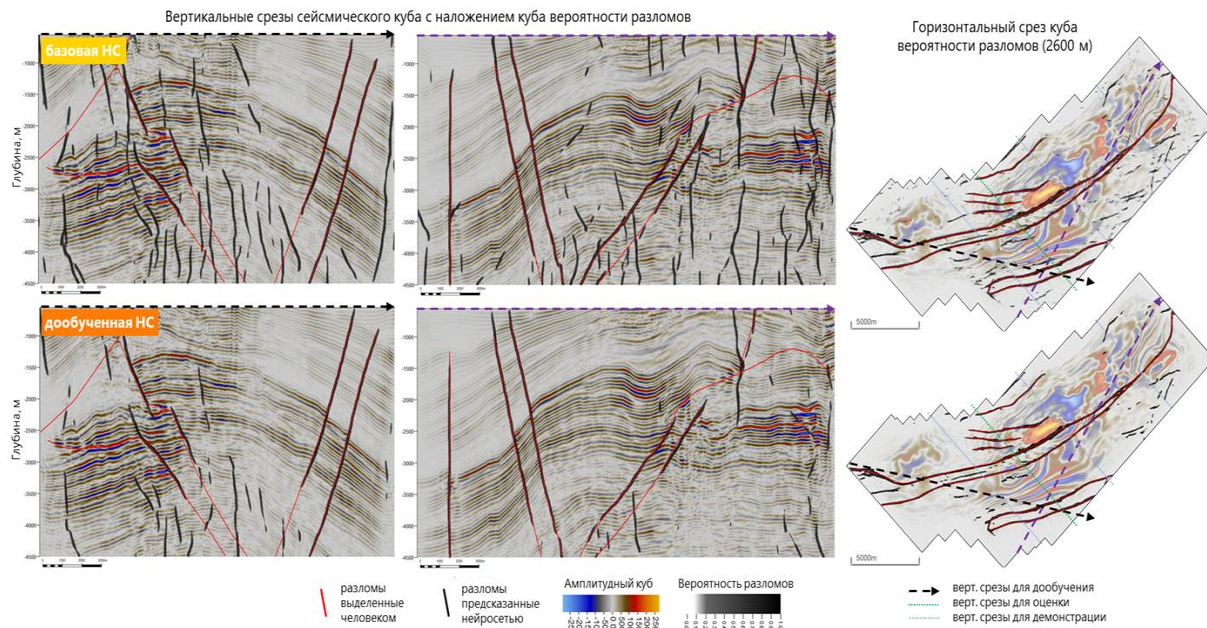


Рис. 3. Предсказание нейронной сети на реальных данных

Таблица 1

Метрики результатов нейронной сети

Тип НС	Метрика			
	Dice	Precision	Recall	FN
Базовая НС	0,30	0,51	0,37	0,47
Дообучение НС	0,76	0,61	0,66	0,62

Выводы. В условиях неоднозначности и неполноты разметки реальных проектов генерация синтетических сейсмических данных представляется хорошим решением получения объёмной и репрезентативной обучающей выборки. Использование генератора на основе свёртки позволяет быстро получить необходимый объём данных. Обученная на синтетической выборке нейронная сеть, решающая задачу сегментации, позволяет достигнуть высокого качества выделения разломов на реальных месторождениях, при этом дообучение модели на реальных данных позволяет приблизить ответ модели к видению эксперта.

Применение нейронных сетей позволит ускорить выполнение множества операций, что предоставит возможность специалисту максимально эффективно распределять временные и умственные ресурсы. Временные затраты на полный цикл автоматического выделения (предсказание, валидация, дообучение, извлечение поверхностей разломов) в зависимости от аппаратного обеспечения и объёма данных составляют от нескольких часов до суток, что значительно быстрее классического подхода.

**Список источников**

1. Tschannen V. Extracting Horizon Surfaces from 3D Seismic Data using Deep Learning / V. Tschannen, M. Delescluse, N. Etrich et al. 2002. DOI: 10.1190/geo2019-0569.1–2002.
2. An Y. Deep Convolutional Neural Network for Automatic Fault Recognition from 3D Seismic Datasets / Y. An, J. Guo, Q. Ye et al. 2021. DOI: 10.1016/j.cageo.2021.104776–2021.
3. Wang W. Automatic Salt Detection with Machine Learning / W. Wang, F. Yang, J. Ma // 80th EAGE Conference and Exhibition (2018). Pp. 1–5.
4. Wu X. FaultSeg3D: Using Synthetic Datasets to Train an End-to-end Convolutional Neural Network for 3D Seismic Fault Segmentation / X. Wu.
5. Wang Z. Fault Detection in Seismic Datasets using Hough Transform / Z. Wang, G. AlRegib // IEEE International Conference on Acoustics, Speech, and Signal Processing (2014). Pp. 2 372–2 376.
6. Gupta H. Deep Learning-based Automatic Horizon Identification from Seismic Data / H. Gupta, S. Pradhan, R. Gogia et al. 2019. DOI: 10.2118/196087-MS–2019.
7. Ольнева Т. В. Объектно-ориентированный сейсмогеологический анализ как методический подход к интерпретации сейсмических данных / Т. В. Ольнева, В. Ю. Овечкина // Геофизика. 2018.



► Применение алгоритмов компьютерного зрения при анализе сейсмических данных для выделения тектонических нарушений в различных сейсмогеологических условиях

П. А. Авдеев¹, Е. Н. Черепанов², И. И. Ефремов³, А. К. Базанов⁴, М. Л. Боярский⁵
^{1,3,4,5} ООО «ГридПоинт Дайнамикс»,

² АО «ИГиРГИ»

¹ p.avdeev@geoplat.com, ² CherepanovEN@igirgi.rosneft.ru, ³ i.efremov@geoplat.com,

⁴ a.bazanov@geoplat.com, ⁵ m.boyarskiy@geoplat.com

Выделение тектонических нарушений является одной из основных задач на этапе проведения интерпретации сейсмических данных. Тектонические нарушения играют доминирующую роль как в процессах формирования, так и в процессах разрушения нефтегазовых залежей. При этом важно понимать, что разломы, как правило, не являются единой плоскостью в пространстве, а представляют собой зону определённой мощности, где происходят катастрофические изменения состояния горных пород и флюидопотоков (рис. 1). Таким образом, вопрос интерпретации нарушений – это прежде всего процесс обнаружения сейсмических аномалий – неоднородностей волнового поля (нарушения сплошности/целостности геологической среды), выделяемых на картах и разрезах амплитуд и различных сейсмических атрибутов в виде аномально повышенных или пониженных значений.

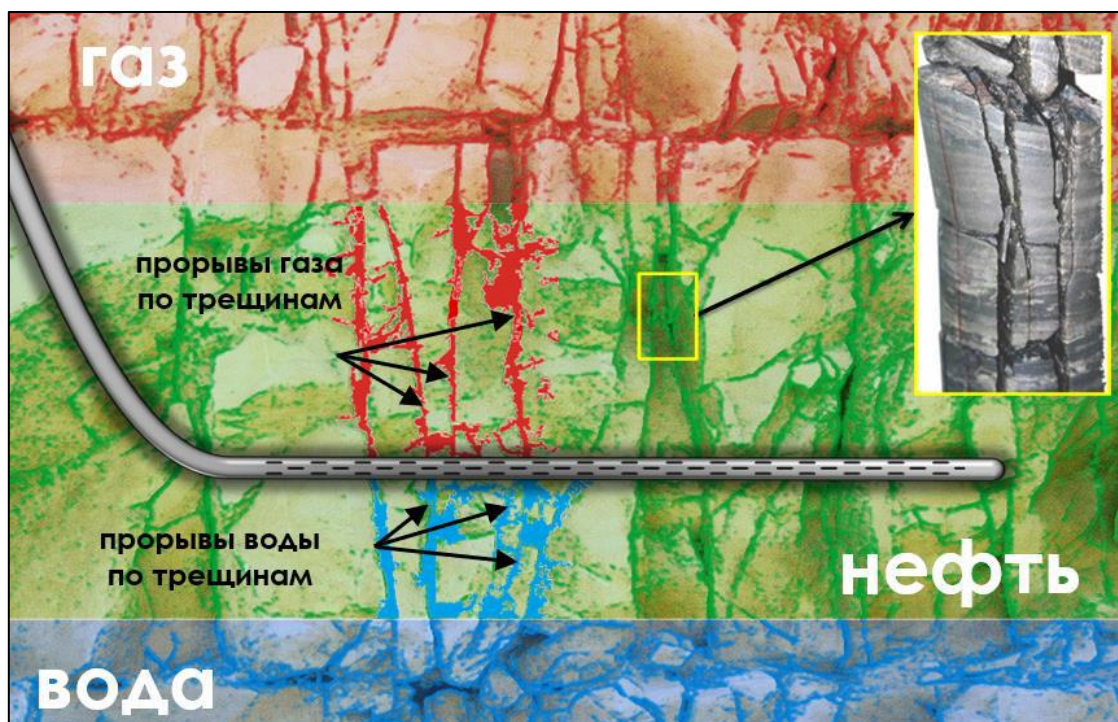


Рис. 1. Разломы как один из главных факторов при бурении и эксплуатации (по материалам ВСНК и КрасноярскНИПИнефть)



Неоднократно предпринимались попытки создать автоматизированные средства для картирования тектонических нарушений. На первом этапе для решения задачи привлекались методы, основанные на теории, – геометрические атрибуты сейсмической записи, характеризующие относительное изменение непрерывности волнового поля, возникающее в местах тектонических нарушений, путём оценки энергии соседних трасс. К данным атрибутам относятся: когерентность, изменение градиента или производной от отражающей поверхности, различные параметры кривизны, локальное изменение амплитуды отражений и др. Однако следует отметить, что все практические реализации подобных алгоритмов обладают рядом принципиальных ограничений и обеспечивают получение валидного результата обнаружения аномалий, соответствующих разломам, только на относительно выдержанных контрастных границах.

Новые подходы к решению задачи найдены в области методов, основанных на данных, – технологий машинного обучения (*ML*), предполагающих возможность разработки алгоритмов, которые обучаются на основе предоставляемых данных для реализации методов искусственного интеллекта. При этом важно, что для подготовки (обучения) нейросети необходимо большое количество уже интерпретированных фрагментов сейсмических данных. Сложность заключается в том, что каждый набор реальных данных уникален из-за особенностей геологического строения, методик проведения сейсмических съёмок, графа обработки и т. д. Однако в процессе разработки нового *ML*-алгоритма нами была проделана предварительная работа по выявлению общих закономерностей и выполнению математического моделирования шумовых эффектов записи и структур разломов с целью синтеза набора искусственных данных, используемых на последующем этапе для качественного машинного обучения. Для подготовки модели нейронной сети (рис. 2) использовались сети архитектуры *U-net*, тренируемые по технологии глубокого обучения на парах данных «исходный фрагмент сейсмических данных» – «результат предсказания зон разломов». Процесс обучения состоял в том, что нейронная сеть накапливала библиотеку знаний о признаках и закономерностях наличия разлома, после чего становилась способной выявлять их при работе с реальными данными.

Эффект от комплексного применения аналитических и *ML*-алгоритмов хотелось бы проиллюстрировать на примере одного из месторождений Восточной Сибири. Главной особенностью исследуемого месторождения является крайне высокая геологическая неоднородность. Коллектором являются древние рифейские карбонаты, которые при этом характеризуются высокой латеральной и вертикальной изменчивостью ФЕС. Резервуар нефти и газа рифейского возраста характеризуется, с одной стороны, фактически непроницаемой матрицей с пористостью 1–2 % и, с другой стороны, зонами суперпроницаемости. Высокопроницаемые зоны чаще всего представлены разломами различных типов и форм, а также зонами трещинова-



тости и разуплотнения, границами рифейских толщ и зонами вторичных изменений карбонатов (карст, выщелачивание и т. п.) – характеризуются в разрезе более хаотичной картиной сейсмофаций. Участки целостного, плотного, малоизменённого резервуара характеризуются при этом на сейсмике более слоистой картиной (рис. 3).

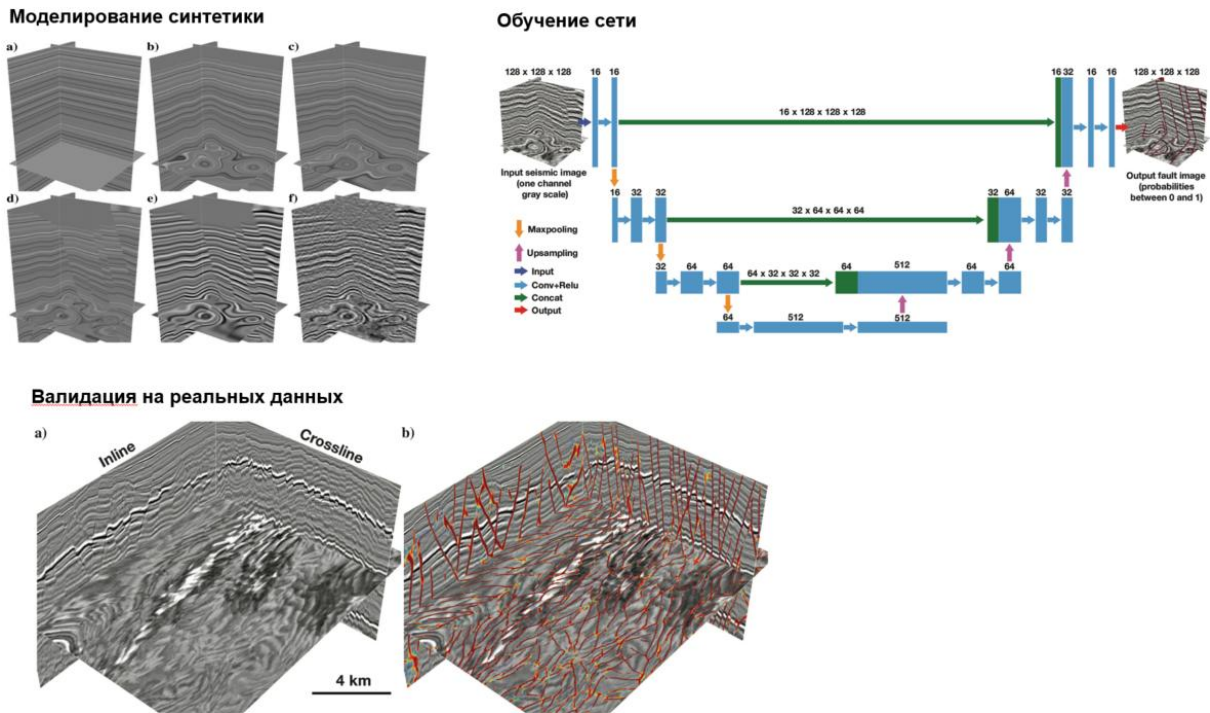


Рис. 2. Подготовка модели нейронной сети для выявления аномалий разломов

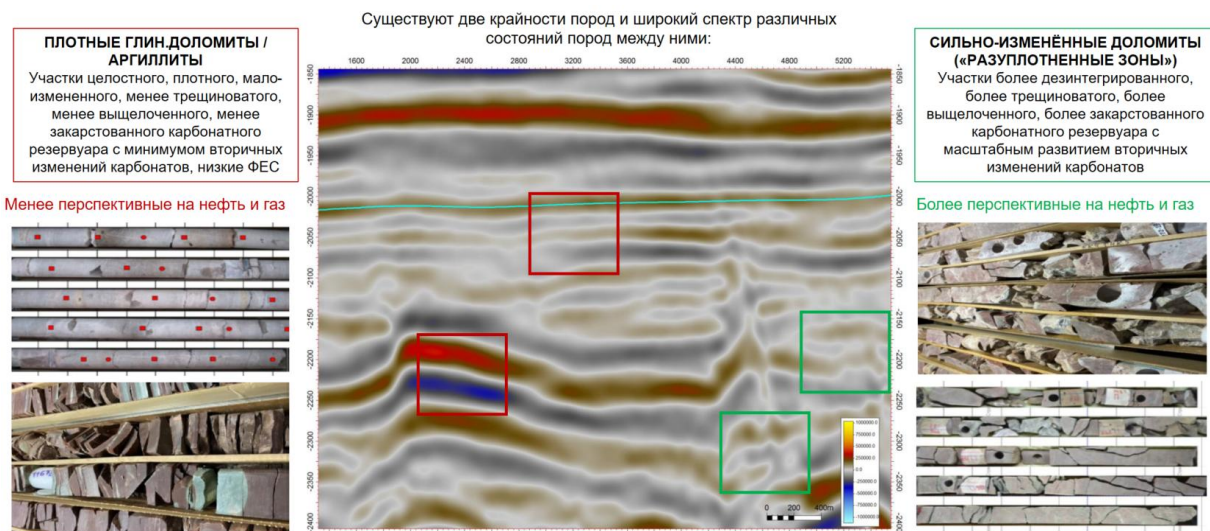


Рис. 3. Геологическая проблематика представленного примера

При бурении высокопроницаемые зоны характеризуются поглощениями бурового раствора, вплоть до полной потери циркуляции, авариями и осложнениями, а также «кинжальными» прорывами воды и газа, повышенными дебитами жидкости при эксплуатации. Месторождение разрабатывается горизонтальными скважинами (ГС). При планировании ГС с дли-

ной горизонтального ствола часто более 1 км в первую очередь необходимо максимально избегать зоны геологических рисков с высокой вероятностью полной потери крайне дорогостоящей скважины. Одновременно важно найти такие зоны, чтобы получить максимально возможную в данных условиях продуктивность и накопленную добычу по нефти.

В результате комплексного анализа полученных специальных аналитических и *ML*-атрибутов (рис. 4) специалисты обратили внимание на устойчивость выделения основных тектонических нарушений: атрибуты показали геологически обоснованное крупноблоковое тектоническое строение месторождения. В то же время привлечение *ML*-атрибутики обеспечило повышение вариабельности выделения менее определённых малоамплитудных нарушений, тем самым обновив геологические представления об особенностях тектонического строения района путём детализации модели.

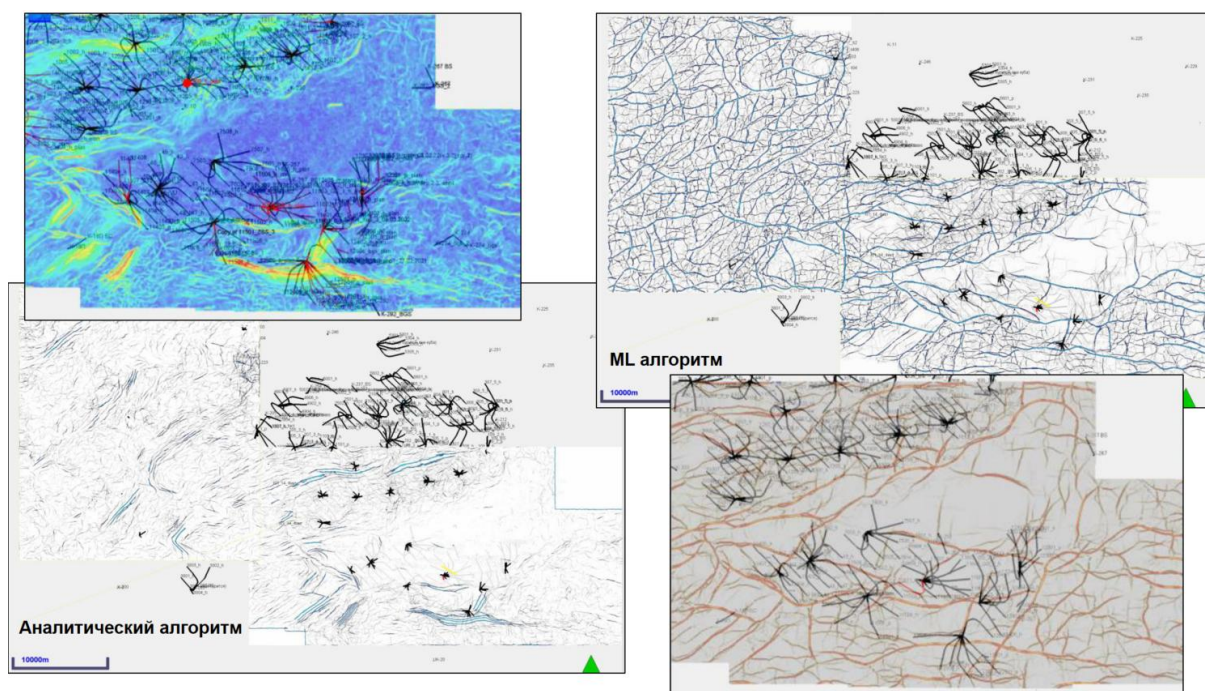


Рис. 4. Результаты расчётов аналитических и *ML*-атрибутов, характеризующих распределение зон разломов, на картах исследуемого месторождения

Данный подход с использованием инструментов искусственного интеллекта позволил с высокой точностью и детальностью объяснить характер работы большинства ранее пробурённых скважин (рис. 5). Выявлено практически полное совпадение высокообводнённых скважин с пересечениями разломов, некоторые высокообводнённые скважины без пересечения разломов оказались низкопродуктивными по жидкости. В то же время правильно расположенные относительно зон разломов ГС и кустовые площадки (КП) обеспечивают достижение указанных целей повышения успешности бурения, что, как видно из представленного примера, невозможно без детального анализа сейсмических данных.

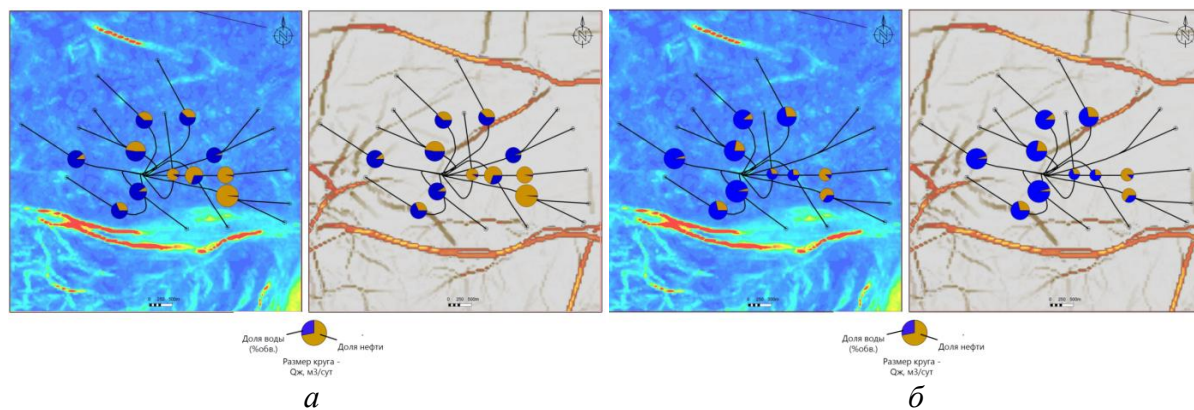


Рис. 5. Стартовые (а) и текущие (б) параметры работы куста скважин на картах аналитических и ML-атрибутов, характеризующих распределение зон разломов по площади

Таким образом, в работе предложен новый подход к получению тектонической модели месторождения на базе машинного обучения.

Представленный практический пример даёт наглядное представление об эффективности внедрения данного подхода в производственный цикл при работе с материалами, отличающимися сложным строением осадочного чехла. На примере бурения и работы конкретных ГС и ЗБС показана практическая ценность привлечения новых технологий как дополнительного инструмента, существенно улучшающего понимание тектонического строения месторождения.



► В 2024 г. по тематике «Сейсморазведка в нефтяной геологии» пройдёт целый ряд научных и научно-производственных конференций, участие в которых в качестве докладчика или слушателя может способствовать развитию ваших компетенций и знакомству со специалистами в интересующей области.

► В календаре указаны только конференции, планирующиеся к проведению на территории России.

Дата и место проведения	Название конференции, организатор	Официальный сайт
30 января – 3 февраля 2024 г., Москва	(55-е) Тектоническое совещание «Тектоника и геодинамика Земной коры и мантии: фундаментальные проблемы – 2024», (ГИН РАН)	ginras.ru (Геологический институт РАН)
11–13 марта 2024 г., Москва	VII Международная геолого-геофизическая конференция и выставка «ГеоЕвразия-2024. Геолого-разведочные технологии: наука и бизнес», ГеоЕвразия	gece.moscow/2024
8–11 апреля 2024 г., Санкт-Петербург	11-я международная геолого-геофизическая конференция «Санкт-Петербург – 2024. Геонауки: современные вызовы и пути решений», Геомодель	geomodel.ru (Санкт-Петербург 2024)
22–25 апреля 2024 г., Сочи	Научно-практическая конференция «ГеоСочи-2024. Новые идеи и технологии разведочной и промысловой геофизики», ГеоЕвразия	gece.moscow/geosochi
13–16 мая 2024 г., Казань	6-я научно-практическая конференция «Горизонтальные скважины – 2024», Геомодель	geomodel.ru (Горизонтальные скважины 2024)
23–27 сентября 2024 г., Тюмень	«Актуальные тренды научно-технологического и операционного развития нефтегазовой отрасли», Геомодель	geomodel.ru (Тюмень 2024)
16–19 или 23–26 сентября 2024 г., Петергоф	VIII Балтийская научно-практическая конференция «Петрофизическое моделирование осадочных пород» (BalticPetroModel-2024). ГеоЕвразия	gece.moscow (ГеоЕвразия)
ноябрь 2024 г., Красноярск	«Сейсморазведка в Сибири и за её пределами», СИ Сейсмика (РН-КрасноярскНИПИнефть)	seismic.knpk@knipi.rosneft.ru



► В данном разделе мы приводим список журналов, в которых вы можете публиковать свои статьи и новые разработки, а также знакомиться с работами специалистов нефтегазовой отрасли.

Название журнала	Официальный сайт	Входит в базы данных
Геология и геофизика	sibran.ru/journals/GiG	ВАК, РИНЦ, CrossRef, RSCI, WoS и SCOPUS (переводная версия)
Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири	jourgimss.ru/default.aspx	ВАК, РИНЦ, SCOPUS, GeoRef, CrossRef
Геология нефти и газа	oilandgasgeology.ru	ВАК, РИНЦ, SCOPUS (одобрен), CrossRef, RSCI
Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений	vnioeng.ru/inform/geolog	ВАК, РИНЦ, CrossRef, RSCI
Нефтегазовое дело	ngdelo.ru	ВАК, РИНЦ, RSCI
Нефтяное хозяйство	oil-industry.net	ВАК, РИНЦ, CrossRef, RSCI
Территория «Нефтегаз»	tng.elpub.ru	ВАК, РИНЦ
Актуальные проблемы нефти и газа	oilgasjournal.ru	ВАК, РИНЦ, CrossRef
Технологии нефти и газа	nit.ru/tng.htm	ВАК, РИНЦ, RSCI
Арктика: экология и экономика	arctica-ac.ru	ВАК, РИНЦ, SCOPUS, CrossRef, RSCI
Геофизические исследования	gr.ifz.ru	ВАК, РИНЦ, SCOPUS, CrossRef, RSCI
Научно-технический вестник «Каротажник»	karotazhnik.ru	ВАК, РИНЦ
Наука. Инновации. Технологии	ncfu.ru/science/nauchnye-izdaniya/nauka-innovacii-technologii	ВАК, РИНЦ
Литосфера	lithosphere.ru	ВАК, РИНЦ, SCOPUS, CrossRef, RSCI
Успехи современного естествознания	natural-sciences.ru	ВАК, РИНЦ
ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти	ntc.gazprom-neft.ru/proneft	ВАК, РИНЦ, CrossRef
Приборы и системы разведочной геофизики	psrgeo.ru	ВАК, РИНЦ
Научно-технический сборник «Вести газовой науки»	vesti-gas.ru	ВАК, РИНЦ
Вестник Российской академии естественных наук	raen.info/publisher/vestnik	ВАК, РИНЦ
Вестник Академии наук Республики Башкортостан	vestnikanrb.ru	ВАК, РИНЦ, CrossRef



Название журнала	Официальный сайт	Входит в базы данных
Вестник Владикавказского научного центра	vestnik-vnc.ru	ВАК, РИНЦ
Вестник Дальневосточного отделения РАН	vestnikdvo.ru/index.php/vestnikdvo	ВАК, РИНЦ, CrossRef
Известия Коми научного центра Уральского отделения РАН	izvestia.komisc.ru/index.php/ru	ВАК, РИНЦ, CrossRef
Геология и геофизика Юга России	geosouth.ru	ВАК, РИНЦ, CrossRef
Вестник Евразийской науки	esj.today	ВАК, РИНЦ, CrossRef
Вестник Камчатской региональной ассоциации «Учебно-научный центр». Серия: Науки о Земле	kscnet.ru/journal/kraesc	ВАК, РИНЦ, CrossRef
Известия высших учебных заведений. Нефть и газ	tumnig.tyuiu.ru	ВАК, РИНЦ, CrossRef
Известия высших учебных заведений. Горный журнал	mining-science.ru	ВАК, РИНЦ, CrossRef
Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов	izvestiya.tpu.ru/archive	ВАК, РИНЦ, SCOPUS, CrossRef, RSCI
Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина	journal.gubkin.ru	ВАК, РИНЦ, CrossRef
Учёные записки Крымского федерального университета им. В. И. Вернадского. География. Геология	sn-geography.cfuv.ru	ВАК, РИНЦ
Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле	geo.sgu.ru	ВАК, РИНЦ, CrossRef
Известия Уральского государственного горного университета	iuggu.ru	ВАК, РИНЦ
Недропользование	ered.pstu.ru/index.php/geo	ВАК, РИНЦ, CrossRef
Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Естественные науки	izvestiya.sfedu.ru/est-sci	ВАК, РИНЦ, CrossRef, RSCI