

Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ»

На правах рукописи



ВОЛКОВ ДМИТРИЙ СЕРГЕЕВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ
ОБЪЕКТОВ НА МАЛОИЗУЧЕННЫХ БУРЕНИЕМ ПЛОЩАДЯХ
НА ОСНОВЕ ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ**

1.6.11 – Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук
Крылов Дмитрий Николаевич

Москва, 2023

Оглавление

| | |
|---|-----|
| ВВЕДЕНИЕ | 3 |
| 1. ОБЗОР ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДИК ДИНАМИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПРИ КАРТИРОВАНИИ ЗОН РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРА И ПРОГНОЗЕ ФЕС В СЛУЧАЯХ ОГРАНИЧЕННОГО НАБОРА ДАННЫХ..... | 10 |
| 1.1 Атрибутный анализ..... | 11 |
| 1.2 Спектральная декомпозиция волнового поля | 15 |
| 1.3 AVO-анализ..... | 19 |
| 1.4 Инверсионные преобразования | 21 |
| 1.5 Выводы | 25 |
| 1.6 Актуальность и практическая значимость проблемы исследования малоизученных бурением площадей с использованием методик динамического анализа | 26 |
| 1.7 Выводы | 30 |
| 2. ИССЛЕДОВАНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ ДИНАМИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ВЫЯВЛЕНИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ И ИЗУЧЕНИИ ИХ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ НА МАЛОИЗУЧЕННЫХ БУРЕНИЕМ ПЛОЩАДЯХ ПЕЧОРСКОГО МОРЯ..... | 32 |
| 2.1 Геолого-геофизическая характеристика участка работ | 32 |
| 2.2 Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности | 33 |
| 2.3 Петрофизические и упругие свойства горных пород..... | 39 |
| 2.4 Атрибутный анализ..... | 45 |
| 2.5 Выводы | 69 |
| 3. ИЗУЧЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ НА ОСНОВЕ МЕТОДИКИ КОМПЛЕКСНОЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ СПЕКТРАЛЬНОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ ВОЛнового ПОЛЯ | 71 |
| 3.1 Площадь работ..... | 71 |
| 3.2 Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи | 72 |
| 3.3 Объект исследования | 77 |
| 3.4 Моделирование..... | 79 |
| 3.5 Количественная интерпретация результатов..... | 86 |
| 3.6 Выводы | 91 |
| 4. РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИЗУЧЕНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО КОЛЛЕКТОРА АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ МЕТОДАМИ ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ С ПОМОЩЬЮ ПЕТРОУПРУГОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ | 92 |
| 4.1 Петроупругое моделирование | 93 |
| 4.2 AVO-анализ..... | 99 |
| 4.3 Синхронная инверсия | 101 |
| 4.4 Выводы | 104 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 105 |
| Список сокращений и условных обозначений | 107 |
| Список литературы | 109 |

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Воспроизводство и развитие минерально-сырьевой базы углеводородов (УВ) является приоритетным направлением геологоразведочных работ. Особую актуальность данная проблема приобретает в связи с высокой степенью разведанности и выработанности эксплуатируемых месторождений нефти и газа, залежи которых в основном сосредоточены в антиклинальных ловушках. Возникает необходимость изучения и освоения новых объектов, обладающих высоким потенциалом открытия ловушек УВ неантиклинального и комбинированного типов, в том числе в зонах распространения геологических тел и сложнопостроенных коллекторов (малые толщины, сложная пространственная геометрия, незначительный контраст упругих свойств, высокая изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по латерали и вертикали, неоднородное пустотное пространство).

Большинство поисковых объектов со сложным строением сосредоточено на перспективных участках, расположенных в районах крупных месторождений с развитой инфраструктурой (Уренгойское НГКМ, Заполярное ГКМ), в труднодоступных транзитных зонах и в акватории Арктических морей (Печорское море, Баренцево море, Карское море и др.). Эти площади покрыты съемкой высокой плотности/кратности МОГТ-2D/3D, но недостаточно изучены бурением (в большинстве случаев единичным числом поисковых и разведочных скважин), что накладывает дополнительные ограничения на использование стандартных интерпретационных подходов при исследовании недр и ведет к снижению достоверности получаемых результатов.

С целью повышения качества прогноза зон развития коллектора со сложным строением и его фильтрационно-емкостных свойств в рамках детализации геологических моделей недостаточно исследованных бурением площадей, необходимо адаптировать и усовершенствовать методы динамического анализа сейсмических данных применительно к текущим геолого-геофизическим условиям изученности с привлечением данных по разрабатываемым месторождениям-аналогам.

В связи с недостаточной изученностью ряда вопросов в рамках данной тематики, разработка и совершенствование методик прогноза нефтегазоперспективных геологических объектов с применением динамического анализа сейсмических данных на малоизученных бурением площадях представляет собой актуальную научную и прикладную задачи.

Степень разработанности темы

Проведенное автором исследование малоизученных бурением площадей с использованием результатов динамической интерпретации сейсмических данных является

продолжением развития технологии анализа амплитудно-частотных характеристик волнового поля, доказавшей свою эффективность на ряде месторождений нефти и газа.

Первоначальный вклад в развитие методов динамической интерпретации сейсмических данных оценить затруднительно ввиду конфиденциальности ранних исследований. Работы М. Форреста, В.В. Черлина, А.А. Сергеева, Савита, Пана, де Бремакера, Коффода, Бортфельда, Шуэ, Острандера, Г.Н. Гогоненкова и многих других исследователей положили начало анализу амплитуд в сейсморазведке. Выявление залежей на первых этапах поисков не представляло сложностей ввиду относительной простоты геологического строения изучаемых участков недр, что позволило сформировать качественные критерии АЧХ волновой картины, соответствующих прямым признакам УВ в отсутствии скважинной информации, и использовать их для картирования ловушек.

Современные исследования, посвященные методам динамического анализа сейсмических данных, охватывают более широкий спектр решаемых задач. Развитию комплекса методик способствовало усложнение геологических условий и изучаемых физико-геологических моделей среды наряду с требованиями к повышению качества результатов прогноза. Значительный вклад в развитие динамических интерпретационных методик внесли G Partyka., J Castagna., M Widess., (изучение спектральных особенностей сейсмической трассы), K.J. Marfurt, S. Chopra, A. Barnes, B. Alaei, С.Н. Птецов (сейсмические атрибуты), F. Hilterman, W. Rutherford (AVO-анализ), D. Hampson, B. Russel, И.К. Кондратьев, Д.Н. Крылов, И.И. Приезжев, Ю.П. Ампилов (инверсионные преобразования) и другие известные ученые.

Однако данные подходы критичны к наличию скважинных данных. Опубликованный опыт их использования в рамках исследования малоизученных бурением площадей проанализирован в теоретическом обзоре диссертации.

Цель работы

Усовершенствование методики прогноза перспективных геологических объектов со сложным строением на малоизученных бурением площадях с помощью комплексирования современных интерпретационных подходов динамического анализа сейсмических данных и привлечения информации по разрабатываемым месторождениям-аналогам, а также разработка независимой методики количественного прогноза эффективных толщин на основе пропорционального смешивания частотных составляющих спектральной декомпозиции волнового поля.

Основные задачи работы

1. Обзор и анализ современных методик динамической интерпретации, потенциально применимых при исследовании неосвещенных бурением интервалов разреза и площадей;

2. Выбор объектов исследования, отличных по геологическому строению и набору фактических данных, включая материалы глубокого бурения, опробования, испытаний, отбора керна, анализа шлама, ГИС;

3. Поиск, обобщение и анализ априорной геолого-геофизической информации по объектам исследования и разрабатываемым месторождениям-аналогам с целью ее интеграции в процесс динамической интерпретации сейсмических данных;

4. Анализ информативности методик динамической интерпретации сейсмических данных при выделении нефтегазоперспективных объектов и прогнозе их ФЕС на участках акватории Печорского моря (на основе одной скважины на площади, охарактеризованной данными МОГТ-3D);

5. Изучение возможностей учета результатов качественной геолого-геофизической интерпретации в виде входных данных при выполнении количественного прогноза эффективных толщин на основе спектральной декомпозиции волнового поля;

6. Синтез данных ГИС с применением петроупругого моделирования при недостатке исследований, характеризующих упругие свойства пород, с целью расширения информации об упругих параметрах среды, используемых для повышения достоверности прогноза ФЕС.

Объект исследования

Сложнопостроенные природные резервуары на площадях Тимано-Печорской и Западно-Сибирской НГП, которые охарактеризованы данными МОГТ-3D в условиях недостаточности фактических материалов глубокого бурения.

Научная новизна работы:

1. Установлена ограниченность прогноза ФЕС в межскважинном пространстве на основе изучения изменений упругих характеристик среды по данным ГИС и выявлена высокая вероятность появления ошибок I и II рода при использовании стандартных методик количественной интерпретации на базе динамического анализа для малоизученных бурением площадей шельфа Печорского моря;

2. Выявлены УВ-перспективные геологические объекты на ряде площадей Печорского моря (СЛЛ: меандрирующие русла, дельта бокового прорыва, карбонатные постройки «пинакл», зоны приподнятых участков мелководного шельфа) с помощью комплексного анализа сейсмических атрибутов, послужившего основой, дополняемой данными по разрабатываемым месторождениям-аналогам, для количественного прогноза ФЕС;

3. Выявлены геологические объекты в нижнесилурийских отложениях акваториального продолжения Хорейверской НГО, интерпретируемые по амплитуде и типу волновой картины

как «карбонатные постройки», в одной из которых получен непромышленный приток нефти дебитом 0,275 м³/сут;

4. Разработана и научно обоснована независимая методика прогноза эффективных толщин с использованием анализа трех частотных диапазонов данных спектральной декомпозиции волнового поля при недостаточности данных глубокого бурения на примере конуса выноса ачимовской толщи;

5. Обоснована необходимость синтеза кривых интервального времени пробега поперечной волны посредством петроупругого моделирования с привлечением данных по месторождениям-аналогам, что позволило расширить возможности динамического анализа сейсмических данных при выполнении прогноза ФЕС малоизученных бурением поисковых объектов и выявлении зон глинизации;

6. Установлена применимость более полного количественного прогноза ФЕС для выявленных в интервале ачимовских отложений ЗС НГП продуктивного конуса выноса и питающих каналов на основе усовершенствованной методики динамического анализа с привлечением данных по разрабатываемым месторождениям-аналогам.

Теоретическая и практическая значимость исследований

На основании выполненных исследований разработан новый подход и усовершенствованы используемые методики динамического анализа сейсмических данных для поиска и прогноза потенциальных ловушек УВ на малоизученных бурением площадях применительно к объектам исследования. Рассмотрены возможности и ограничения методов динамической интерпретации при детальном изучении геологического строения площадей, охарактеризованных одной скважиной, на примере первого объекта исследования - участка недр в Печорском море.

На основе решения прямой задачи изучена возможность использования метода спектральной декомпозиции с целью количественной оценки эффективных толщин для второго исследуемого объекта - конуса выноса ачимовской толщи. Разработанный подход применим в качестве независимой методики прогноза эффективных толщин и/или альтернативы инверсионным преобразованиям с учетом ограниченности их выполнения (наличие входных данных) и неоднозначности/неустойчивости результатов.

Проанализирована возможность и необходимость расширения набора упругих свойств посредством моделирования интервального времени пробега поперечной волны для ачимовских отложений исследуемой площади, где четыре скважины (50% от общего числа) вскрыли коллектор. Увеличение получаемой в процессе интерпретации информации сократило неоднозначность количественного прогноза ФЕС и улучшило его достоверность.

Предложенные в диссертационной работе критерии позволят обеспечить надежность подготовки поисковых объектов к ГРП, тем самым, повысить качество и эффективность поискового бурения при выполнении ГРП за счет снижения числа скважин, не вскрывших коллектор.

Методы исследований

- обобщение отечественных и зарубежных публикаций по проблеме исследования малоизученных бурением площадей с помощью интерпретационных методик сейсморазведки;
- подготовка петрофизического обоснования для динамического анализа сейсмических данных;
- анализ технологии динамической интерпретации сейсмических данных при отсутствии кондиционных материалов каротажа и акустического контраста пород в поле упругих свойств;
- решение прямой и обратной задачи при изучении возможностей количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции;
- петроупругое моделирование с целью дополнительного синтеза кривой интервального времени пробега поперечной волны и расширения возможностей динамического анализа сейсмических данных.

Защищаемые научные положения:

1. Результаты атрибутивного анализа, дополняемые количественными оценками по разрабатываемым месторождениям-аналогам, являются устойчивым базисом прогноза ФЕС перспективных геологических объектов со сложным строением на малоизученных бурением площадях шельфа Печорского моря;

2. В нижнесилурийских отложениях акваториального продолжения Хорейверской НГО на основе интерпретации амплитудных аномалий волнового поля и подбора аналогов на временных разрезах по месторождениям ТП НГП выявлены УВ-перспективные карбонатные постройки;

3. При недостаточности данных глубокого бурения разработанная методика пропорционального смешивания карт трех частотных составляющих спектральной декомпозиции является предпочтительной альтернативой инверсионным преобразованиям, обеспечивающей высокую достоверность прогноза эффективных толщин (не превышающих 25% длины волны) изучаемого объекта в ачимовских отложениях Западно-Сибирской НГП;

4. Синтез кривых ГИС, характеризующих упругие свойства среды (плотности, интервальные времена пробега продольной и поперечной волны), с использованием данных по разрабатываемым месторождениям-аналогам является методом существенного повышения

достоверности прогноза ФЕС коллектора со сложным строением в ачимовской толще и выявления зоны глинизации.

Личный вклад автора

Диссертация базируется на результатах исследований, выполненных лично автором или с его непосредственным участием в области динамического анализа сейсмических данных. В период с 2017 по 2023 год с личным участием автора (70 %) выполнялись работы по оценке перспектив ГРП и прогнозу ФЕС на малоизученных бурением лицензионных участках Западно-Сибирской и Тимано-Печорской НГП, по итогам которых получены защищаемые научные положения и публикации (статьи в журналах ВАК РФ).

Степень достоверности

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций основана на общепринятых теоретических представлениях, обобщенных в ходе анализа зарубежных и отечественных публикаций. Достоверность исследования подтверждена формированием физико-геологической модели среды по фактическим данным, а также результатами применения предлагаемой методики на полевых материалах. Усовершенствованные методы динамической интерпретации сейсмических данных успешно опробованы на примере сложнопостроенных коллекторов ачимовских отложений ЗС НГП, терригенных и карбонатных продуктивных отложений акваториального продолжения ТП НГП.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы апробированы на международных научно-практических и межрегиональных конференциях, совещаниях, семинарах:

- Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (г. Москва, 2020);
- Международная конференция «Рассохинские чтения» (УГТУ, г. Ухта, 2022);
- V Всероссийская молодежная научная конференция «Актуальные проблемы нефти и газа» (ИПНГ РАН, г. Москва, 2022) – диплом III степени;
- XIV Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика) (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, 2022) – диплом I степени;
- Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжелых нефтей» (УГТУ, г. Ухта, 2022);
- Международная конференция «Рассохинские чтения» (УГТУ, г. Ухта, 2023);

– XI Молодежная международная научно-практическая конференция «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Москва, 2023).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 10 работ, в том числе 3 статьи, опубликованных в ведущих рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России. В данных работах отражены все защищаемые научные положения. 5 работ являются тезисами, опубликованными в сборниках трудов всероссийских и международных конференций, индексируемых в РИНЦ.

Структура работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения, содержит 113 страниц, в том числе 61 рисунок и 8 таблиц. Список литературы включает 69 наименований.

Благодарность

Автор благодарит своего научного руководителя – д.т.н. Д.Н. Крылова за конструктивную критику, руководство и помощь в подготовке диссертации на протяжении всего периода работы. Также автор благодарит сотрудников кафедры сейсмометрии и геоакустики МГУ имени М.В. Ломоносова, в особенности к.г.-м.н. Шалаеву Н.В - руководителя автора в процессе обучения в аспирантуре.

Автор выражает благодарность: к.г.-м.н. Колоколовой И.В (ФГБУ «ВНИГНИ»), к.г.-м.н. Ростовщикову В.Б. (ФГБОУ ВО «УГТУ»), Волкову Р.П. (ООО «Газпромнефть – Технологические Партнерства»), Зорькиной В.Я., Абарбанелю Е.Г., Швачко Е.В., Творогову М.А, к.г.-м.н. Галиевой А.Р., д.г.-м.н. Полякову Е.Е., д.г.-м.н. Скоробогатову В.А., (все - ООО «Газпром ВНИИГАЗ») за предоставленные материалы, советы, поддержку, ценные замечания и помощь в процессе работы над диссертацией.

1. ОБЗОР ПРИМЕНЯЕМЫХ МЕТОДИК ДИНАМИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ПРИ КАРТИРОВАНИИ ЗОН РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРА И ПРОГНОЗЕ ФЕС В СЛУЧАЯХ ОГРАНИЧЕННОГО НАБОРА ДАННЫХ

Сегодня прогноз зон распространения геологических тел и коллектора со сложным строением и их фильтрационно-емкостных свойств в рамках детализации геологических моделей малоизученных бурением площадей представляет собой актуальную научную и практическую задачи. Эти исследования основаны преимущественно на результатах комплексной обработки и интерпретации геолого-геофизических данных, в том числе анализа динамических характеристик волнового поля (материалы сейсморазведки МОГТ-2D/3D).

Методика динамической интерпретации во многих случаях позволяет обеспечить создание корректной физико-геологической модели среды, поскольку за формирование ее сейсмического отображения отвечает контраст упругих свойств. Следовательно, возникает необходимость решения обратной задачи геофизики с целью восстановления изучаемых свойств пород по данным анализа амплитудно-частотных характеристик регистрируемого сигнала. Как правило, полученные результаты могут быть представлены как на качественном, так и количественном уровне в зависимости от:

- полноты, качества и объема входных данных;
- исходных требований к решению обратной задачи;
- контраста геометрических и упругих свойств изучаемой среды.

Перечисленные факторы оказывают значительное влияние на выбор методики исследований, что определяет ее информативность при геолого-геофизической интерпретации данных. В рамках накопленного опыта, прогноз ФЕС и детализация геологического строения на месторождениях УВ, освещенных глубоким бурением, возможны с применением стандартных подходов анализа данных.

Однако, несмотря на кажущуюся тривиальность и высокую степень разработанности методик динамической интерпретации, качество решения обратной задачи снизилось, поскольку на разведываемых месторождениях УВ увеличился объем исследований, направленных на определение ФЕС геологических объектов со сложным строением, в том числе сложнопостроенных коллекторов.

Кроме того, отсутствие геологической информации и материалов глубокого бурения является критичным для полноценного использования существующих подходов динамического анализа. Возникает необходимость поиска и обобщения дополнительного массива геолого-геофизических данных по разрабатываемым месторождениям-аналогам с целью его интеграции в процесс динамической интерпретации. Выполним обзор основных подходов динамического анализа материалов сейсморазведки МОГТ-2D/3D, которые могли бы использоваться в

условиях недостаточной охарактеризованности бурением геологических объектов со сложным строением коллектора.

1.1 Атрибутный анализ

Атрибутный анализ стал неотъемлемой частью динамической интерпретации сейсмических данных – с того момента, как геофизики начали проследивать когерентные отражения на волновой картине. К настоящему времени разработано множество сейсмических атрибутов, применяемых для детализации геологического строения залежей УВ, поисков и прогноза зон с высоконеомкими коллекторами. [Chopra S., Marfurt K.J., 2005]

Непосредственно сейсмический атрибут представляет собой количественную или статистическую характеристику волнового поля. На данный момент существует множество вариантов классификации сейсмических атрибутов, среди которых не удастся выделить наиболее оптимальный по причине многообразия признаков [Taner M.T., 1994]. Ниже приведены упрощенные примеры классификации атрибутов (Таблица 1.1), преимущественно используемые в процессе интерпретации. В данной работе автором принята классификация по признаку интерпретируемой информации: физические (отклик физико-геологических свойств среды) и геометрические (отражающие структурно-тектонические особенности строения).

Таблица 1.1 – Классификация сейсмических атрибутов (по Barnes A., 1997; Taner M.T., 2001)

| Признак классификации | Классы атрибутов |
|--------------------------|---|
| Характер входных данных | Сейсмические изображения (после суммирования)/ Сейсмограммы |
| Размерность пространства | 1D/ 2D / 3D |
| Тип информации | Качественные атрибуты / Количественные атрибуты |
| Способ извлечения | Сейсмические изображения/ Инверсионные преобразования |
| Тип трасс для расчета | Исходные сейсмические трассы/ Комплексные сейсмические трассы |
| Число трасс для расчета | Однотрассные атрибуты /Многотрассные атрибуты |
| Цель использования | Кинематическая интерпретация / Динамическая интерпретации |

На первом этапе атрибутного анализа рассчитываются и интерпретируются такие параметры сейсмической записи, как распределения амплитуд (гистограммы), видимые периоды, подобие (коэффициенты корреляции) и относительные сдвиги участков трасс, а также оценка изменчивости формы записи по латерали. [Крылов Д.Н, 2007]

Также для выполнения атрибутного анализа сейсмическую трассу разделяют на составляющие с использованием преобразования Гильберта: мгновенные амплитуду, частоту, фазу. Вычисление этих атрибутов основано на комплексном представлении сейсмической

трассы (1.1), которую можно представить в виде [Taner M.T., 1979].:

$$s(t) = A(t) \cdot \cos\varphi(t), \quad (1.1)$$

где $A(t)$ и $\varphi(t)$ – амплитуда и фаза сейсмической трассы.

Огибающая $A(t)$ знакопеременной функции $s(t)$ является гладкой, положительной, медленно изменяющейся функцией, в то время как множитель $\cos\varphi(t)$ характеризует заполнение огибающей и представляет собой быстро изменяющийся во времени знакопеременный процесс. Тогда амплитудный спектр сопряженной по Гильберту трассы совпадает со спектром исходной трассы, а фазовый спектр – отличается на 90° . Знание обычной и сопряженной трасс позволяет определить входящие в сомножители этих выражений динамические характеристики волнового поля – амплитуду и фазу.

Следовательно, при наличии только сейсмической трассы невозможно разделить искомые параметры $A(t)$ и $\varphi(t)$ без применения преобразования Гильберта. Для решения задачи выделения основных динамических характеристик волнового поля используется прием объединения действительной и сопряженной по Гильберту трасс в форме единой комплексной функции (1.2), соответствующей комплексному представлению сейсмической трассы $z(t)$:

$$z(t) = A(t) \cdot \cos\varphi(t) + jA(t) \cdot \sin\varphi(t) = A(t) \cdot e^{j\varphi(t)} \quad (1.2)$$

Наглядное представление о взаимосвязи комплексной, реальной и сопряженной сейсмических трасс продемонстрировано схематично на Рисунке 1.1.

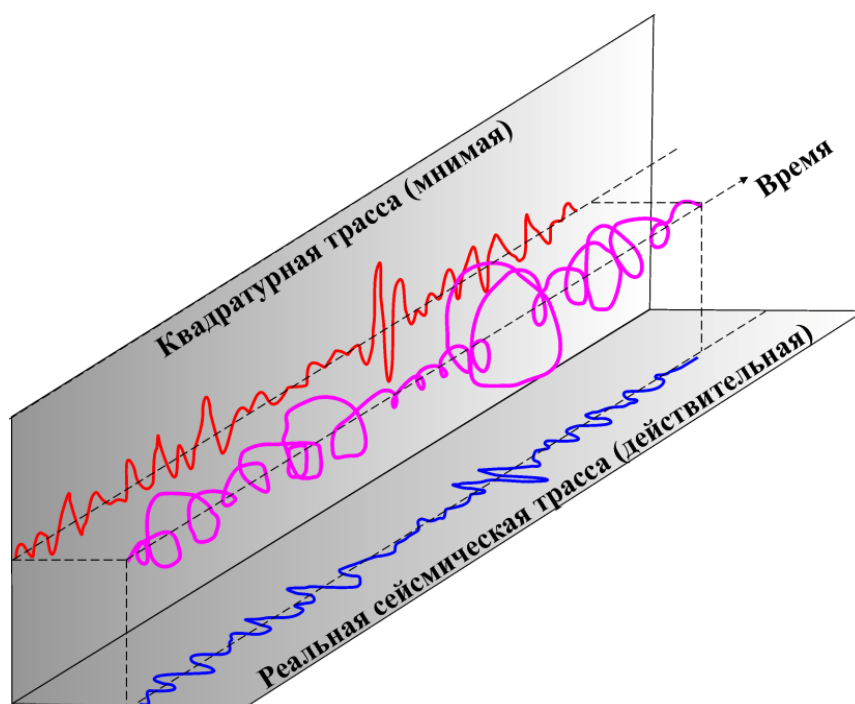


Рисунок 1.1 – Пространственная взаимосвязь между комплексной, реальной и сопряженной сейсмическими трассами (Волков Д.С. по материалам Taner M.T., 1979)

Модуль $A(t)$ является огибающей комплексной трассы и его величину принято называть мгновенной амплитудой волнового поля. Данный атрибут характеризует контраст упругих

свойств среды (акустического импеданса) и энергии сигнала, и отражает:

- аномалии типа «яркое пятно»;
- границы сиквенсов;
- зоны сокращения мощности изучаемого пласта (тюнинг-эффект);
- изменения литологического состава горных пород;
- изменения петрофизических свойств горных пород и характера их насыщения.

Мгновенная фаза сейсмической трассы определяется следующей функцией (1.3):

$$\varphi(t) = \operatorname{arctg} \frac{z(t)}{s(t)} \quad (1.3)$$

Этот атрибут предоставляет информацию о непрерывности отражающих поверхностей. Как правило, фаза вдоль интерпретируемого отражающего горизонта должна быть стабильна (что является одним из критериев контроля качества прослеживания ОГ), однако могут возникать латеральные изменения, связанные, например, с зонами русловых отложений или выклинивания пласта.

Как правило, причины искажений фазового и частотного состава записи идентичны, поскольку дифференцирование мгновенной фазы $\varphi(t)$ по времени (1.4) определяет дополнительный параметр сейсмической трассы – мгновенную частоту:

$$f_0 = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{d\varphi(t)}{dt} \quad (1.4)$$

Мгновенная частота является индикатором неотличимых на исходных данных участков сейсмической трассы с различным частотным составом. Информация, получаемая в процессе интерпретации атрибута, может отражать:

- изменение литологического состава горных пород;
- границы акустически контрастных «тонких» пластов;
- наличие УВ (низкочастотная аномалия);
- зоны повышенной трещиноватости (низкочастотные аномалии);
- зоны хаотической волновой картины;
- изменение мощности пласта.

Перечисленные динамические параметры являются базовыми независимыми физическими атрибутами, отражающими физико-геологические особенности изучаемых отложений. Преимущество такого подхода заключается в минимизации ошибок I («ложная аномалия») и II рода («пропуск цели») в процессе интерпретации, которые обусловлены неоднозначными результатами анализа исходных сейсмических трасс.

Рассмотренные атрибуты являются основой при вычислении существующего массива атрибутов. Это является актуальной проблемой анализа данных, поскольку значительно

повышает их размерность и вызывает сложности при выборе наиболее значимых параметров волнового поля. В статье А. Barnes «Too many seismic attributes» (2006) отмечены информативные критерии выбора сейсмических атрибутов:

– уникальность атрибута. Для этого достаточно отказаться от повторяющихся атрибутов. Если несколько атрибутов характеризуют единый параметр (например, амплитуду отраженной волны), то необходимо использовать для интерпретации атрибут с наиболее высоким разрешением. При неоднозначности выбора атрибута, критерий принятия решения осуществляется на экспертном уровне;

– четкий физический смысл атрибута для интерпретации. Не рекомендуется использовать атрибуты с исключительно математической природой анализируемого параметра или отсутствием достоверных знаний, формулы расчета. Необходимо выбирать атрибут, имеющий надежную основу для геолого-геофизической интерпретации;

– высокая чувствительность при малом изменении входных данных. При использовании атрибутов, значения которых варьируются в широком диапазоне при малом изменении входных данных, наблюдается неустойчивость решения обратной задачи, тем самым снижается достоверность сейсмогеологического прогноза.

– идентичность при отличии в наименовании. При этом различия могут наблюдаться только в разрешающей способности атрибута и статистическом распределении оцениваемого параметра.

Многие основные сейсмические атрибуты могут быть количественно определены с помощью различных алгоритмов. На Рисунке 1.2 приводится сравнение карт атрибутов, отражающих значение амплитуды. Отмечается сходство представленных карт, что наглядно продемонстрировано на кросс-плотах (Рисунок 1.3): выявлены линейные или квадратичные зависимости между рассчитанными атрибутами, что свидетельствует об отсутствии новой или дополнительной информации, которую можно извлечь из этих параметров. Относительно небольшой статистический разброс на некоторых кросс-плотах объясняется случайностью распределения и не является доказательством независимости рассчитанных атрибутов. Например, атрибут длины дуги (Рисунок 1.2) определяется пропорциональным соотношением амплитуды и частоты, при этом весовой коэффициент амплитуды имеет степень, в которой она напоминает атрибут огибающей сейсмического отражения [Barnes A., 2006].

Таким образом, атрибутный анализ наименее требователен к наличию скважинных данных, поскольку выполняет функцию оценки параметров и неоднородности волновой картины на качественном уровне. Количественный прогноз возможен с использованием геостатистического анализа (в том числе многомерного атрибутного анализа) при наличии достаточного объема скважинной информации.

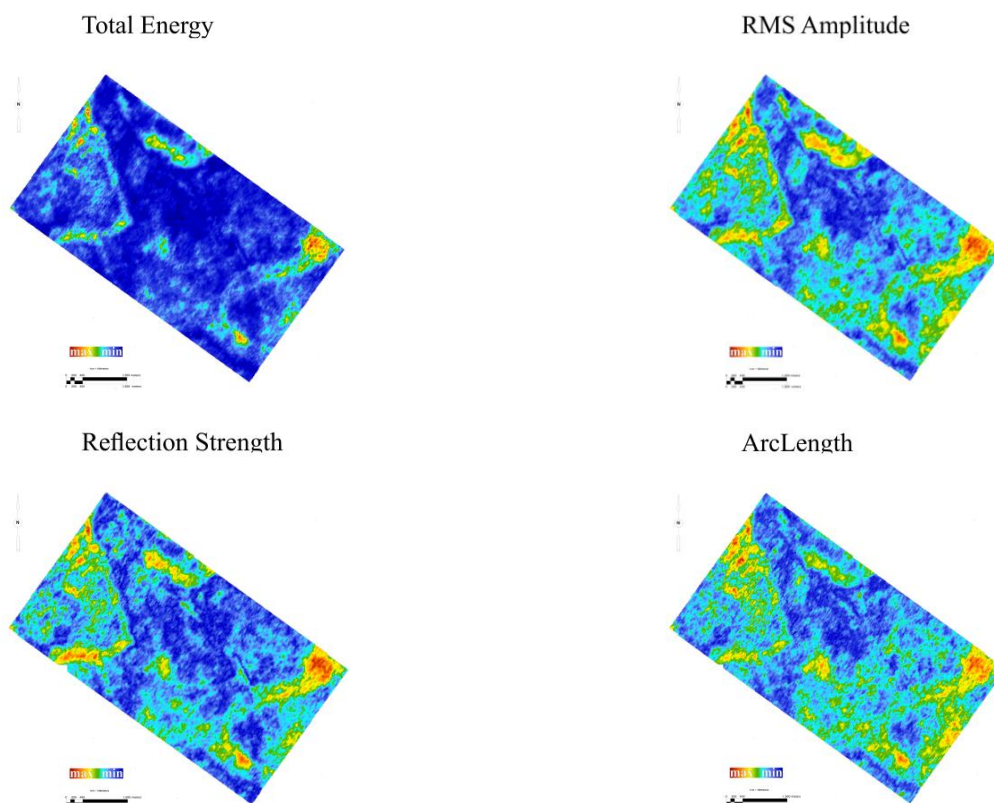


Рисунок 1.2 – Карты амплитудных атрибутов в интервале верхнепермских отложений Тимано-Печорского НГБ. Представленные карты демонстрируют высокую степень сходства [Волков Д.С., 2019]

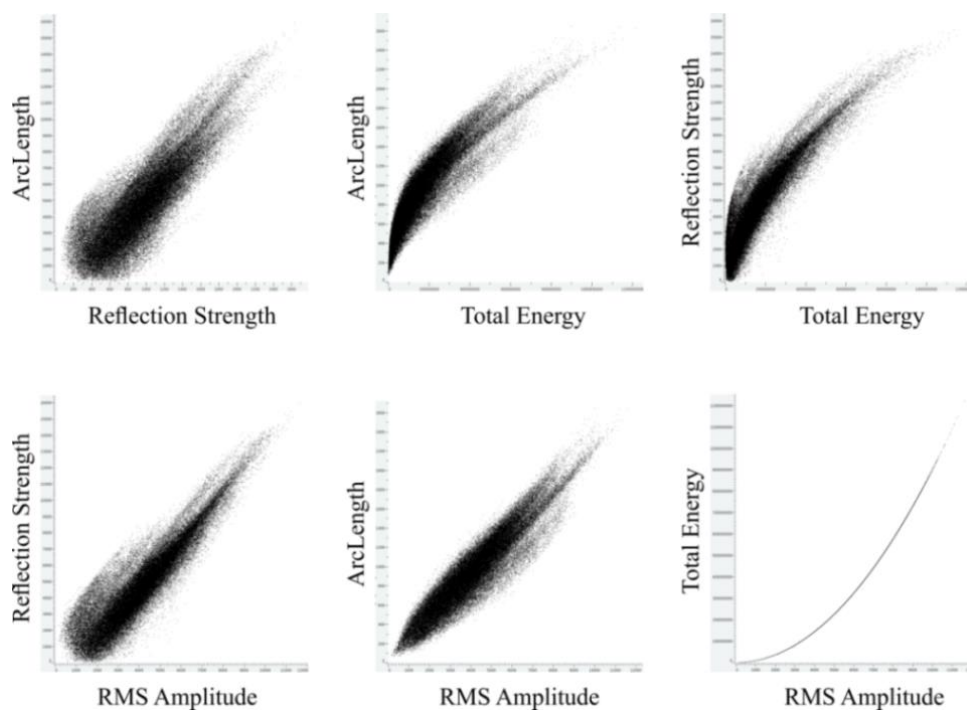


Рисунок 1.3 – Кросс-плоты парных корреляционных зависимостей карт атрибутов амплитуды (Рисунок 1.2). Простые линейные и квадратичные зависимости демонстрируют идентичность информации. [Волков Д.С., 2019]

1.2 Спектральная декомпозиция волнового поля

Цель выполнения частотно-временных преобразований (или спектральной декомпозиции) волнового поля – исследование отклика физико-геологических свойств

изучаемой среды в частотной характеристике сигнала, являющегося функцией времени.

Одна из первых работ по интерпретации результатов спектральной декомпозиции на качественном уровне была представлена в статье G.Partyka (1999). Определение относительной мощности русловых отложений является классическим примером использования данного атрибута. Установлено, что «тонкие» участки русла наилучшим образом фиксируются на картах амплитуд спектральной декомпозиции в интервале высоких частот, в то время как увеличенные мощности русловых отложений наиболее четко отражены в диапазоне низких частот. K. Laughlin (2002) представил наглядное схематическое изображение для данного примера (Рисунок 1.4). В краевых участках русла, где мощность отложений не велика, максимум конструктивной интерференции наблюдается на спектральной компоненте высоких частот. В центре русла, где мощности достигают максимальных значений, максимум конструктивной интерференции фиксируется на спектральной компоненте низких частот [Chopra S., Marfurt K.J., 2007].

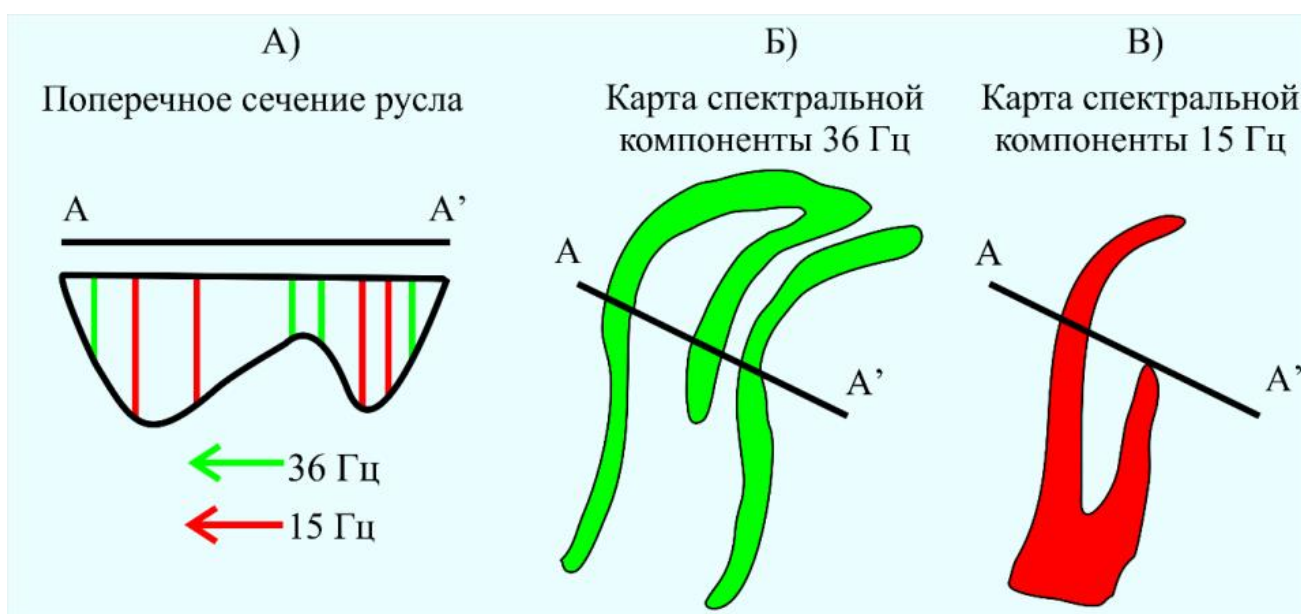


Рисунок 1.4 – Схема, демонстрирующая явление тюнинг эффекта на примере модели русла (А – поперечное сечение модели русла) для карт спектральных компонент: Б) высоких частот (36 Гц), В) низких частот (15 Гц) (Волков Д.С. по материалам Chopra S., Marfurt K.J., 2007)

Дальнейшее развитие метода связано с усовершенствованием математического аппарата, повышающего точность частотно-временных преобразований, и поиском новых подходов использования результатов спектральной декомпозиции в качестве входных данных при выполнении количественной интерпретации.

В связи применением новых алгоритмов расчета атрибута спектральной декомпозиции анализ карт амплитуд спектральных компонент стал демонстрировать отличия. Рассмотрим два наиболее используемых подхода – быстрое преобразование Фурье (БПФ) и непрерывное вейвлет-преобразование (CWT).

Быстрое преобразование Фурье

Преобразование Фурье $F(\omega)$ сигнала во временной области $f(t)$ имеет математическое представление (1.5):

$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(t)e^{-i\omega t} dt \quad (1.5)$$

Переход нестационарного сигнала в частотную область посредством преобразования Фурье демонстрирует его амплитудно-частотную характеристику (спектр). Однако такое преобразование не подходит для детального рассмотрения сейсмических данных, частотный состав которых изменяется во времени. Анализ считающихся стационарными в малом окне сейсмических данных и дальнейшее Фурье преобразование каждого сегмента, отображает частотный состав сигнала в данный период времени [Chakraborty A., Okaya D., 1995; Zabibi N.E., Siahkoobi H.R, 2006]. Если рассматриваемое временное окно смещено корректно, существует возможность оценить частотный состав сигнала и получить двухмерное представление зависимости частот от времени, известное как оконное преобразование Фурье.

Реализация быстрого преобразования Фурье (БПФ) основана на данном приеме. Оконное преобразование Фурье $S(\omega, \tau)$ выражается математически (1.6) внутренним произведением сигнала $f(t)$ со смещенной во времени оконной функцией $\varphi(t)$:

$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(t)\bar{\varphi}(t - \tau)e^{-i\omega t} dt, \quad (1.6)$$

где оконная функция $\varphi(t)$ с центром в момент времени $t = \tau$,

$\bar{\varphi}$ – комплексно-сопряженная функция φ ,

τ – параметр сдвига.

На Рисунке 1.5А представлен пример БПФ для ЛЧМ сигнала, состоящего из двух известных частот с постоянной амплитудой для каждой частоты. Спектрограмма сигнала демонстрирует надежное разрешение более низких частот, в то время как более высокие частоты интерферируют.

Непрерывное вейвлет-преобразование

Введенное J. Morlet (1982) непрерывное вейвлет-преобразование (Continuous Wavelet Transform) является еще одним методом, используемым для спектрального анализа. Его отличие от оконного преобразования Фурье заключается в использовании переменного размера окна. Если длина интервала, в котором оконная функция отлична от нуля, увеличивается, разрешение по времени уменьшается, в то время как разрешение по частоте увеличивается. При уменьшении длины интервала наблюдаются противоположные изменения. [Mallat S., 1999].

Вейвлет-преобразование состоит из вейвлетов, функции которых определены как $\psi(t) \in L_2(\mathbb{R})$ и имеют нулевое среднее значение [Sinha S., 2005], локализованное по времени и

частоте. Каждый базис вейвлета формируется с помощью расширения и перевода двухпараметрической функции, известной как материнский вейвлет $\psi(t)$. Учитывая базис вейвлета, возможно представить все функции в базисе (1.7) с помощью переводов и масштабирования материнского вейвлета:

$$\psi_{\sigma,\tau}(t) = \frac{1}{\sqrt{\sigma}} \psi\left(\frac{t-\tau}{\sigma}\right) \quad (1.7)$$

где $\tau \in \mathbb{R}$, $\sigma \neq 0$,

σ и τ – параметры масштаба и перевода.

При увеличении значения σ вейвлет сжимается, его спектр расширяется, максимальная частота сдвигается к более высокому значению [Chopra S., Marfurt K.J., 2015]. Непрерывное вейвлет-преобразование определяется как внутреннее произведение семейства вейвлетов $\psi_{\sigma,\tau}(t)$ с сигналом $f(t)$ (1.8) следующим образом:

$$F_W(\sigma, \tau) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(t) \frac{1}{\sqrt{\sigma}} \bar{\psi}\left(\frac{t-\tau}{\sigma}\right) dt, \quad (1.8)$$

где $\bar{\psi}$ является комплексно сопряженным ψ ,

$F_W(\sigma, \tau)$ – спектрограмма.

Для каждого значения σ ядро оператора вейвлета масштабируется с коэффициентом $1/\sigma$ и переводится с помощью параметра τ для получения вейвлет-коэффициентов $F_W(\sigma, \tau)$. На практике при выполнении спектральной декомпозиции с применением алгоритма непрерывного вейвлет-преобразования, как правило, используются импульсы Morlet (Рисунок 1.5 Б), Gaussian и Mexican-Hat.

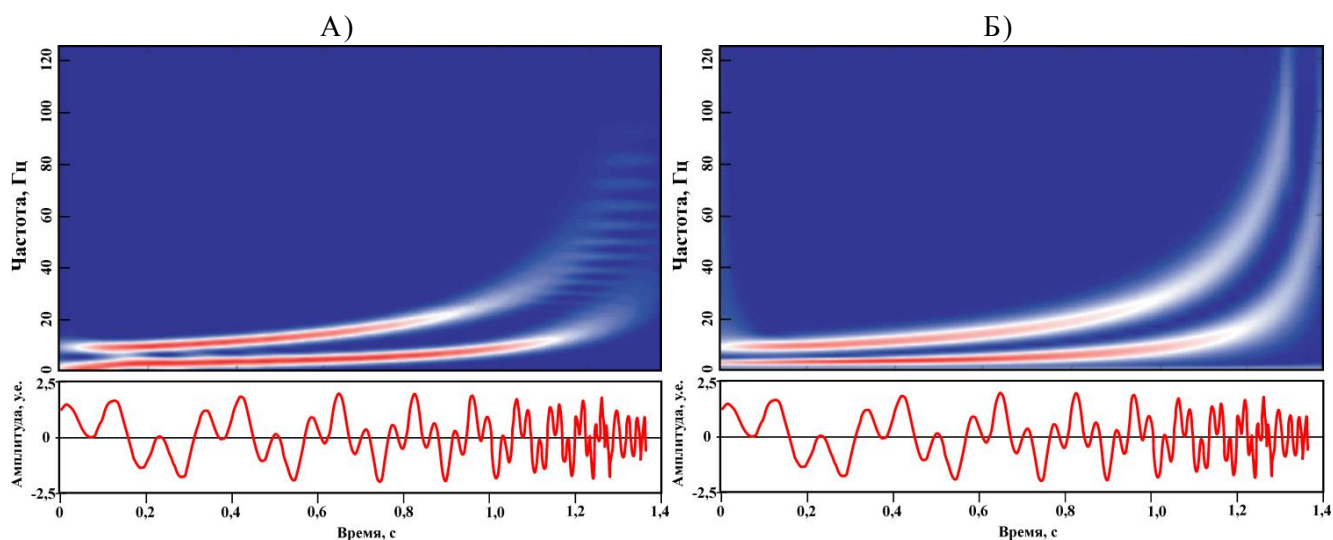


Рисунок 1.5 – ЛЧМ сигнал, состоящий из двух известных частот с постоянной амплитудой для каждой частоты и его спектрограмма А) БПФ с окном длиной 400 мс, Б) СWT с использованием вейвлета Morlet (Волков Д.С. по материалам Sinha S., 2005)

Следовательно, при интерпретации результатов спектральной декомпозиции волнового поля отсутствует необходимость в использовании скважинных данных, поскольку выполняется

оценка параметров неоднородности спектральных характеристик на качественном уровне. Количественный прогноз возможен на основе анализа интерференционных эффектов сигнала при наличии достаточного объема скважинной информации.

1.3 AVO-анализ

В конце 1960-х гг. было замечено, что в средах с молодыми терригенными отложениями резкое изменение амплитуд отраженных волн на сейсмических разрезах (в предположении нормального падения волны на границу покрывка–коллектор) может быть связано с проявлениями углеводородов и, в частности, газонасыщенных песчаников. Данный метод, связывающий отражающую способность с залежами УВ на разрезах МОГТ, получил название «метод яркого пятна» («bright spot»). Однако его дальнейшая реализация и практическое применение показали, что резкий контраст амплитуд на сейсмических разрезах не всегда ассоциируется с УВ-насыщенными коллекторами и может быть обусловлен изменениями других свойств среды (Рисунок 1.6).

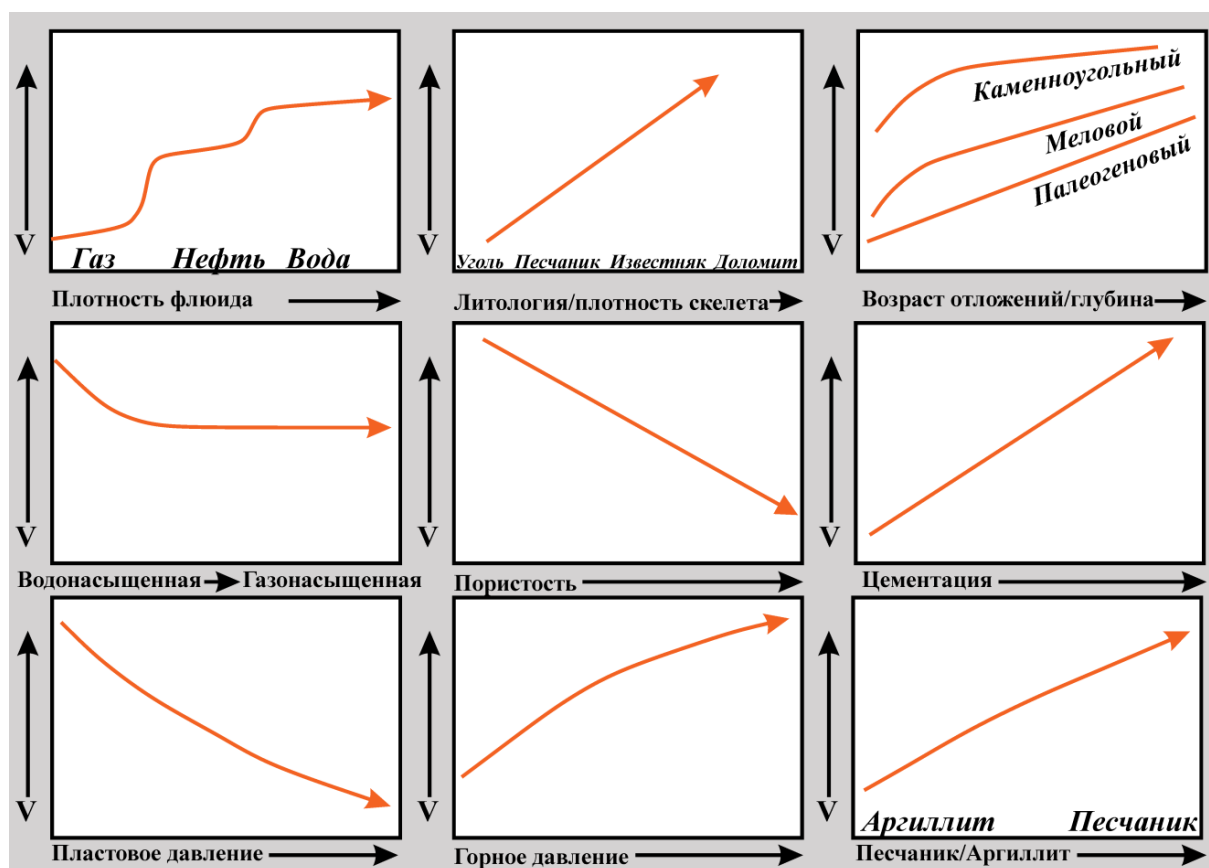


Рисунок 1.6 – Качественный анализ физико-геологических параметров среды, влияющих на скорости упругих волн (Волков Д.С. по материалам Хилтерман Ф. Дж., 2010)

В связи с неоднозначностью интерпретации метода «яркого пятна», его дальнейшее развитие (с середины 1980-х гг.), связано с разработкой нового подхода, основанного на количественном изучении амплитуд отраженной волны с использованием сейсмограмм –

AVO-анализ (Amplitude Variation with Offset – изучение изменений амплитуд с удалением) [Aki K., Richards P.G., 1980; Воскресенский Ю.Н., 2001]. В основу данного метода легли два положения:

– одни и те же породы, в зависимости от характера насыщения коллектора, имеют различное отношение скоростей распространения продольных и поперечных волн – V_p / V_s ;

– коэффициент отражения продольной волны (плоской гармонической во времени в случае плоской границы раздела двух упругих однородных и изотропных сред) является функцией четырех относительных величин: ρ_2 / ρ_1 , V_{p2} / V_{p1} , V_{p2} / V_{s2} , V_{p1} / V_{s1} , где ρ_1 , ρ_2 – плотность среды, из которой падает плоская волна, и среды, на которую падает волна, V_{p1} и V_{p2} – скорости продольных волн, V_{s1} и V_{s2} – скорости поперечных волн соответственно.

Коэффициенты отражения могут быть рассчитаны с использованием системы уравнений Цеппритца, нелинейных относительно входящих в них параметров – скоростей и плотности. Кроме того, при закритических углах падения их решения имеют комплексный вид, что приводит к вводу фазовой составляющей и значительно осложняет определение влияния отдельно взятых физических параметров на результат.

Поэтому уравнения Цёппритца были аппроксимированы формулами (К.Аки–Р.Г.Ричардс (1980 г.), R.T.Shuey (1985 г.), J.L.Fatti (1994 г.) и т. д.), линеаризованными по скоростным и плотностным параметрам при условии малости их изменения на отражающих границах.

На ранних стадиях применения AVO-анализа установилась тенденция, характеризующая газонасыщенный коллектор широким спектром зависимостей амплитуд от удалений. В 1989 г. S.R. Rutherford и R.H. Williams впервые дали качественную классификацию AVO-отклика, что позволило характеризовать амплитудные аномалии при анализе угловых сейсмограмм (Рисунок 1.7).

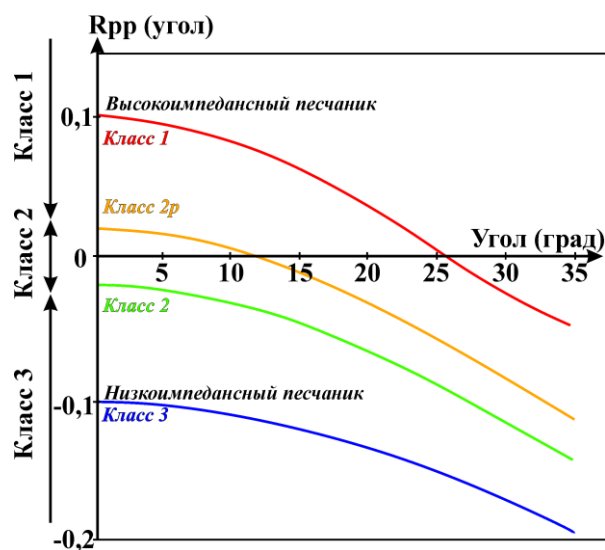


Рисунок 1.7– Качественная классификация AVO-отклика (Волков Д.С. по материалам Rutherford S.R., Williams R.H. (1989))

Коллектора, согласно AVO-отклику, могут принадлежать к одному из трех классов:

Класс 1 – Высокоимпедансный коллектор.

Акустическая жесткость коллектора превышает жесткость покрышки. Коэффициент отражения границы покрышка-коллектор положителен для ближних удалений и уменьшается с их увеличением, может изменять полярность, если существует соответствующий диапазон удалений. Если изменение полярности выражено резко, то амплитуда отражения на разрезе может быть близка к нулю, что обуславливает эффект тусклого пятна

Класс 2 – Коллектор со слабым контрастом.

Отражающая способность второго класса при малых удалениях близка к нулю и ее трудно оценить при наличии помех. Отражения могут проявляться только на больших удалениях, если их амплитуда превышает уровень помех. Синтетические разрезы для нормального падения в принципе некондиционны для описания поведения амплитуд на разрезах МОГТ. Расчет инверсии при наличии данного типа коллектора также может быть малоинформативен.

Класс 3 – Низкоимпедансный коллектор.

Этот класс проявляется отрицательными амплитудными аномалиями на разрезах МОГТ (яркие пятна), так как имеет большую отрицательную отражательную способность при любых удалениях. Отражения приемлемы для успешного выполнения AVO-анализа, поскольку данный тип коллектора уверенно фиксируется на разрезах МОГТ виде «ярких пятен», а высокое соотношение сигнал-помеха способствует высокой достоверности AVO-анализа в процессе интерпретации данных.

Как правило, по результатам теоретического моделирования с использованием скважинной информации и аппроксимации угловых сейсмограмм рассчитываются кубы AVO-атрибутов, позволяющие, в зависимости от класса AVO-аномалии, подобрать оптимальную интерпретационную методику с использованием данного подхода.

1.4 Инверсионные преобразования

Под сейсмической инверсией традиционно принято понимать решение обратной динамической задачи сейсморазведки: восстановление распределения упругих параметров геологической среды по зарегистрированному волновому полю, что в упрощённом виде может быть сформулировано следующим образом.

Пусть m – набор параметров модели, с помощью которых описывается изучаемая среда; этот набор может варьировать в зависимости от сложности постановки задачи. Пусть также $u = L(m)$ – волновое поле, соответствующее модели m и рассчитываемое путём применения

некоторого оператора L . Тогда инверсия наблюденного волнового поля u заключается в поиске модели среды m такой, что $u \approx L(m)$.

Очевидно, что строгое равенство недостижимо, поскольку модель приближенно описывает геологическую среду. Процессы, происходящие при распространении реального волнового поля, сложнее описываемых оператором L , а зарегистрированные данные осложнены присутствием различного рода помех. Кроме того, задача сейсмической инверсии является некорректной, так как её решение не единственно: один вариант волнового поля может быть отождествлен с бесконечным числом различных моделей среды. Поэтому при создании алгоритмов инверсии на решение накладываются ограничения, заключающиеся в соответствии некоторой опорной модели, построенной по скважинным данным. Также априорная модель используется для добавления в результат инверсии низкочастотной составляющей, отсутствующей в исходных сейсмических данных в силу ограниченности их частотного диапазона.

Явное решение обратной динамической задачи, состоящее в построении обратного оператора L^{-1} и его применении к наблюденному полю для вычисления искомого распределения параметров модели, получено только в одномерной постановке. [Ампиров Ю.П., 2009] Существует множество подходов к решению задачи сейсмической инверсии. Разнообразие алгоритмов инверсии сейсмических данных позволяет выбрать наиболее оптимальный алгоритм для конкретных сейсмогеологических условий.

Теоретической основой для расчета акустической инверсии является математическая модель сейсмической трассы, представляющая собой свертку сигнала с трассой коэффициентов отражения (1.13) для нормального падения плоской волны:

$$S(t) = W(t) * r(t) + n, \quad (1.13)$$

где t – время прохождения (TWT),

$S(t)$ – сейсмическая трасса,

$W(t)$ – сейсмический импульс,

$*$ – оператор свертки,

n – некоррелируемый шум,

$r(t)$ – отражательная способность нормального падения, определяемая как (1.14):

$$r_p^i = \frac{Z_p^{i+1} - Z_p^i}{Z_p^{i+1} + Z_p^i}, \quad (1.14)$$

где $Z_p = \rho \cdot V_p$ – акустический импеданс,

V_p и ρ – соответственно скорость продольных волн и плотность.

При расчете акустической инверсии, основанной на модели, создается низкочастотная модель P -импеданса с последующим ее преобразованием до оптимального соответствия между

сейсмическими данными и синтетической трассой, вычисленной с помощью уравнений (1.13–1.14) [Hampson D., Russell B., 1991]. Уравнение (1.13) можно переписать в виде следующего матричного выражения (1.15):

$$\begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ \dots \\ S_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} W_1 & 0 & 0 & \dots \\ W_2 & W_1 & 0 & \vdots \\ W_3 & W_2 & W_1 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} r_{P_1} \\ r_{P_2} \\ \dots \\ r_{P_N} \end{bmatrix}, \quad (1.15)$$

где S – вектор сейсмической трассы,

W – матрица сигнала,

r – вектор отражательной способности.

Когда коэффициент отражения мал (порядка 0,1 или меньше), уравнение (1.14) можно переписать как (1.16):

$$r_P^i = \frac{Z_P^{i+1} - Z_P^i}{Z_P^{i+1} + Z_P^i} \approx \frac{1}{2} [\ln Z_P^{i+1} - \ln Z_P^i] \quad (1.16)$$

Это может быть выражено как в матричной (1.17) так и в более короткой форме (1.18):

$$\begin{bmatrix} r_{P_1} \\ r_{P_2} \\ \dots \\ r_{P_N} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \dots \\ 0 & -1 & 1 & \vdots \\ 0 & 0 & -1 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{P_1} \\ L_{P_2} \\ \dots \\ L_{P_N} \end{bmatrix}, \quad (1.17)$$

$$r_p = \frac{1}{2} D L_p, \quad (1.18)$$

где r_p – вектор отражательной способности,

D – матрица производных,

$L_p = \ln(Z_p)$ – вектор логарифмического импеданса.

Объединение уравнений (1.15) и (1.18) – прямая модель (1.19), которая связывает сейсмическую трассу с логарифмом P -импеданса:

$$S = \frac{1}{2} W D L_p \quad (1.19)$$

Решив уравнение (1.19), возможно оценить L_p , зная исходную сейсмическую трассу и извлеченный импульс. Проблема сейсмической инверсии после суммирования заключается в том, что она не учитывает изменение амплитуды с удалением, что позволяет оценивать только акустический импеданс.

Синхронная инверсия предоставляет возможность восстановить плотность, продольный (Z_p) и сдвиговой (Z_s) импедансы. В то время как угол падения отличен от нуля, при падении плоской продольной волны на границу сред образуются отраженные и преломленные продольные и обменные поперечные волны. Амплитуды отраженных и преломленных волн могут быть вычислены с помощью уравнений Цеппритца [Zoeppritz K., 1919]. D. Hampson и B. Russell (2005) расширили существующее теоретическое представление о теории

акустической инверсии на сейсмическую инверсию до суммирования. В основе алгоритма использована модификация Фатти уравнения Аки–Ричардса, которая является линейризованной версией уравнений Цеппритца. Фатти (1994) переформулировано уравнение Аки–Ричардса как (1.20–1.26):

$$r_{pp}(\theta) = c_1 r_p + c_2 r_s + c_3 r_D \quad (1.20)$$

$$c_1 = 1 + \tan^2 \theta \quad (1.21)$$

$$c_2 = -8 \frac{V_s^2}{V_p^2} \tan^2 \theta \quad (1.22)$$

$$c_3 = \frac{1}{2} \tan^2 \theta - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \quad (1.23)$$

$$r_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (1.24)$$

$$r_s = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (1.25)$$

$$r_D = \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (1.26)$$

Когда коэффициент отражения очень мал, вектор отражательной способности Р-волны может быть записан как произведение производной матрицы D и логарифмического вектора Р-импеданса L_p . Аналогично вектор отражательной способности S-волны и вектор отражательной способности плотности могут быть записаны как в уравнениях (1.27) и (1.28)

$$r_s = \frac{1}{2} DL_s = \frac{1}{2} D \ln(Z_s) \quad (1.27)$$

$$r_D = DL_D = D \ln(\rho) \quad (1.28)$$

Подставив вышеуказанные параметры в уравнение Фатти (1.20), получим (1.29):

$$r_{pp}(\theta) = \frac{1}{2} c_1 DL_p + \frac{1}{2} c_2 DL_s + c_3 DL_D \quad (1.29)$$

Подобно расчету акустической инверсии, свертка сигнала с трассой коэффициентов отражения представляет сейсмическую трассу. Отличие состоит в том, что импульс, как и трасса коэффициентов отражения, теперь зависят от угла падения волны. Таким образом, для данной угловой трассы (1.30):

$$S_\theta = \frac{1}{2} c_1 W_\theta DL_p + \frac{1}{2} c_2 W_\theta DL_s + c_3 W_\theta DL_D \quad (1.30)$$

Уравнение (1.30) может быть использовано для расчета синхронной инверсии и восстановления параметров Z_p , Z_s и плотности с учетом их взаимосвязи между фоновыми трендами. Эти отношения задаются следующим образом (1.31–1.32):

$$L_s = kL_p + k_c + \Delta L_s, \quad (1.31)$$

$$L_D = mL_p + m_c + \Delta L_D, \quad (1.32)$$

где k , kc , m , m_c – константы, полученные из данных каротажа,
 ΔL_s и ΔL_D – отклонения от прямолинейной аппроксимации.

При появлении углеводородов соотношение Z_p - Z_s и отношение Z_p -плотность будут отличаться фоновых значений, поэтому необходимо оценить величину отклонения. Подставляя уравнения (1.31) и (1.32) в уравнение (1.30), мы получаем окончательное уравнение, используемое в основе алгоритма расчета синхронной инверсии (1.33–1.35):

$$S_\theta = \frac{1}{2} \tilde{c}_1 W_\theta DL_p + \frac{1}{2} \tilde{c}_2 W_\theta DL_s + c_3 W_\theta DL_D \quad (1.33)$$

$$\tilde{c}_1 = \frac{1}{2} c_1 + \frac{1}{2} kc_2 + mc_3 \quad (1.34)$$

$$\tilde{c}_2 = \frac{1}{2} c_2 \quad (1.35)$$

Таким образом, вместо восстановления истинных значений параметров Z_p , Z_s и плотности данный алгоритм инвертирует Z_p , ΔL_s и ΔL_D с целью сохранить их соотношения. Сдвиговой импеданс и плотность могут быть легко рассчитаны после инверсии посредством суммы начального значения и отклонения. Однако при этом могут возникнуть проблемы с вычислительной памятью и стабильностью работы алгоритма, если уравнение (1.33) будет решаться прямым обращением матрицы.

Синхронная инверсия, рассчитываемая на основе модели, позволяет избежать данной проблемы. Задается модель начального распределения параметров Z_p , Z_s и плотности, а затем выполняется решение обратной задачи итеративным методом с использованием алгоритма сопряженных градиентов.

1.5 Выводы

1. Успех интерпретации результатов атрибутивного анализа возможен при явном отображении геологических особенностей среды в параметрах волнового поля. В случаях сложного геологического строения изучаемых объектов с неочевидным отображением их особенностей на волновой картине для исследователя возникает «сверхзадача» по выявлению этого отображения и его корректной интерпретации.

2. Инверсионные преобразования не только математически неоднозначны (неединственность решения), но и неустойчивы (при изменении условий решения и параметров обратной задачи отмечается его нестабильность и значительная вариативность). Это влечет за собой необходимость корректного выбора условий (прежде всего учета качества исходного сейсмического материала) и максимально возможного усовершенствования априорной модели, что является одной из важнейших задач с учетом специфики условий исследования.

1.6 Актуальность и практическая значимость проблемы исследования малоизученных бурением площадей с использованием методик динамического анализа

Выполненный автором обзор методов динамической интерпретации позволил проанализировать потенциальные области применения и возможности усовершенствования представленных подходов при исследовании малоизученных бурением площадей. Актуальность и практическая значимость этой задачи подтверждена рядом научных работ, посвященных проблемам неоднозначности выявления перспективных геологических объектов, прогноза ФЕС сложнопостроенных коллекторов по результатам динамического анализа сейсмических данных при отсутствии материалов глубокого бурения и достаточного числа поисковых и разведочных скважин.

В диссертации И.В. Колоколовой (2021) исследованы критерии, ранее не учитываемые при выделении нефтегазоперспективных ловушек и прогнозе высокодебитных залежей УВ в доманиково-турнейских природных резервуарах Тимано-Печорского НГБ. Один из таких критериев – интенсивность амплитуды (контрастность аномалии) отраженной волны, позволяющая детализировать морфологию ловушки и корректно выполнить прогноз ФЕС. Этот критерий был успешно апробирован при геометризации прогнозируемых залежей УВ в карбонатных постройках. Анализ горизонтальных сечений кубов интенсивности амплитуды отраженной волны (выявление контрастных аномалий) в совокупности с оценкой надежности флюидоупоров и усовершенствованной методикой прогноза подсчетных параметров залежей УВ позволил определить оптимальную зону для бурения скважины на Хоседаю-Неруюском месторождении (Рисунок 1.8). При опробовании был получен продукт в ньюмылгско-зеленецких рифогенных отложениях верхнего девона [Колоколова И.В., 2014]. Аналогичные результаты удалось достичь на Северо-Мукеркамьльском месторождении Тимано-Печорской НГП (Рисунок 1.9).

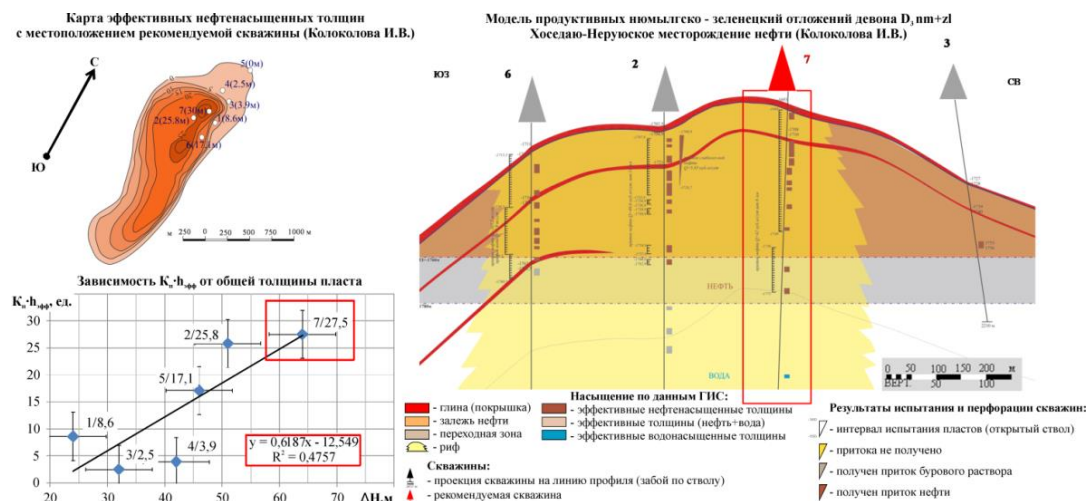


Рисунок 1.8 – Актуализированная модель ньюмылгско-зеленецких продуктивных отложений верхнего девона. Хоседаю-Неруюское месторождение нефти [Колоколова И.В., 2021]

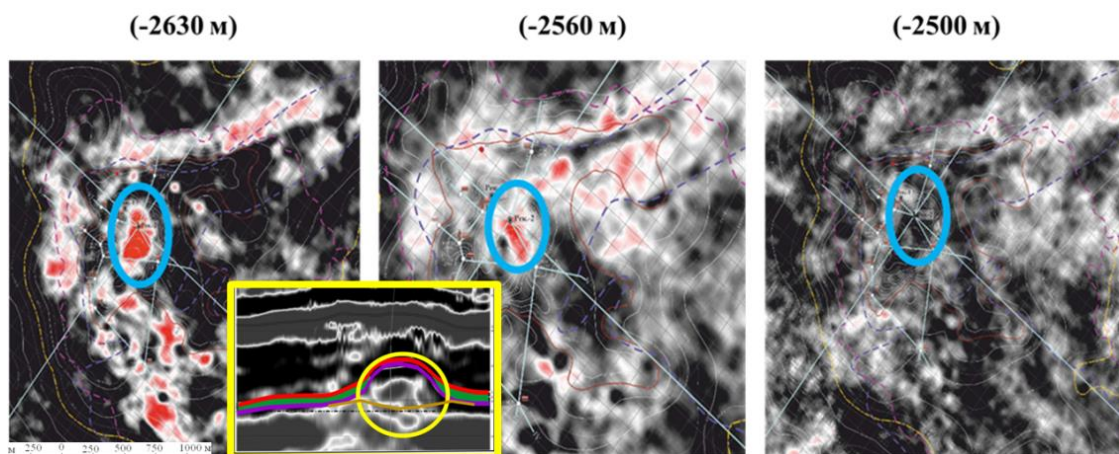


Рисунок 1.9 – Детализации морфологии ловушки и ее ФЭС по данным анализа горизонтальных срезов куба интенсивности амплитуды. Северо-Муркамышльское месторождение [Колоколова И.В., 2021]

Также проблема исследования малоизученных бурением площадей актуальна в работах зарубежных авторов. В статье N. Loizou и S. Chen (2012) для палеогеновых отложений на участке Северного моря представлены результаты прогноза ФЭС по данным комплексной интерпретации спектральной декомпозиции волнового поля и AVO-анализа. Накопленная с 2000-х гг. статистика ГРП свидетельствует о 80% скважин, которым не удалось вскрыть подготовленные к бурению ловушки УВ по причине некорректности интерпретации сейсмических данных (в том числе отсутствия этапа динамического анализа).

Цель представленного исследования – снижение рисков поискового бурения на участке работ площадью порядка 32000 км² на основе анализа причин отрицательных результатов ГРП и нового подхода к прогнозу зон распространения ловушек УВ для неохарактеризованных бурением палеогеновых отложений.

В ходе динамической интерпретации сейсмических данных МОГТ-2D/3D было установлено, что для повышения достоверности прогноза требуются сейсмические данные высокого качества. Результаты AVO-анализа в районе пробуренных «сухих» скважин свидетельствуют о наличии AVO-аномалий I класса со слабым УВ-насыщением, или его отсутствием. И наоборот, в районе продуктивных скважин отмечается наличие AVO-аномалий III класса (Рисунок 1.10). В сочетании с данными спектральной декомпозиции волнового поля скорректирована комплексная оценка ФЭС выявленных аномалий с учетом наблюдаемых частотных зависимостей.

Следовательно, несовершенство ранее выбранной методики интерпретации стало основной причиной неуспешности ГРП. Результаты динамического анализа позволили снизить риск бурения «сухих» скважин с малыми эффективными толщинами на неразбуренных участках акватории. Данная работа продемонстрировала необходимость углубленного использования динамических характеристик волнового поля при картировании зон распространения коллектора со сложным строением на малоизученных бурением площадях.

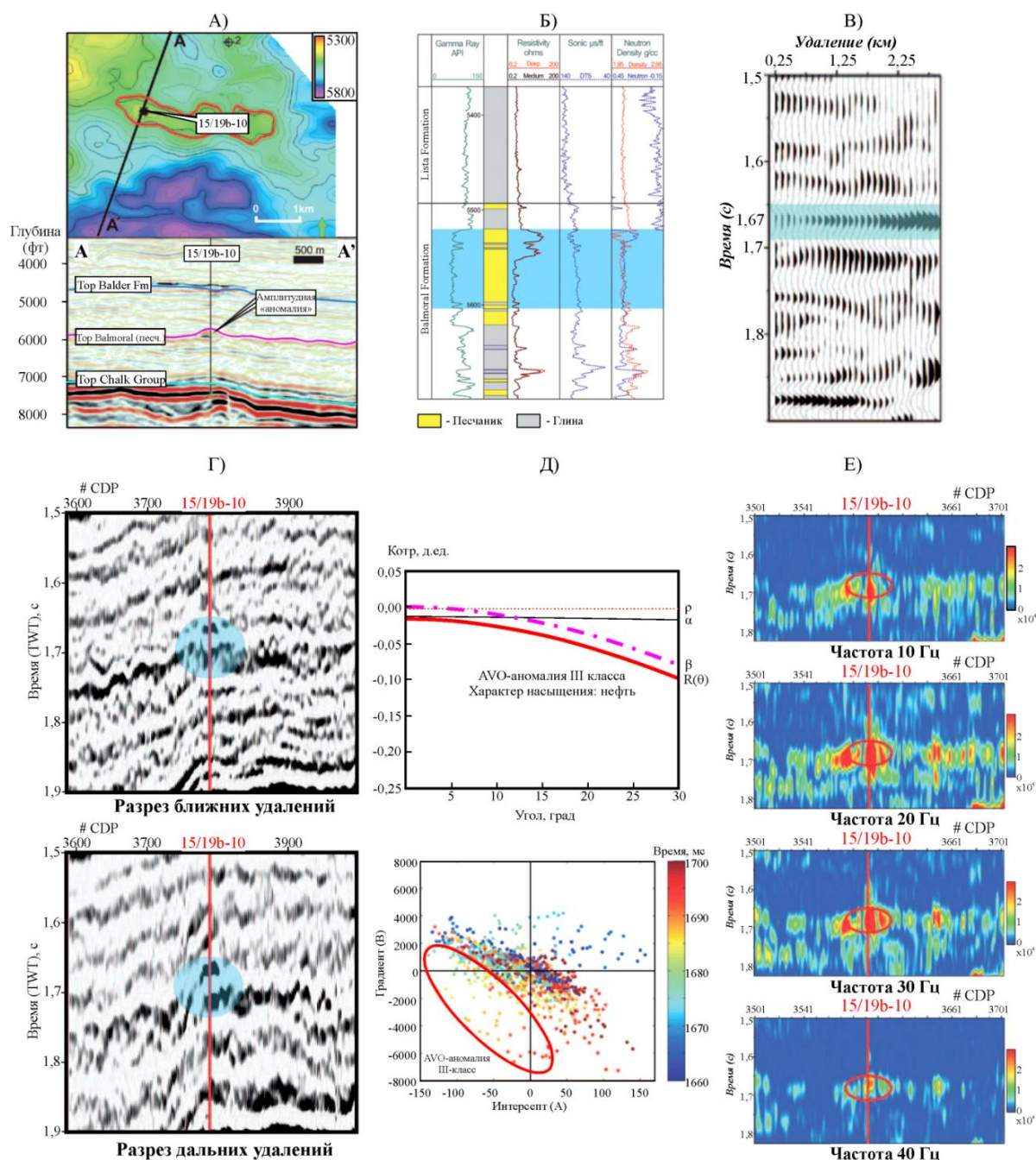


Рисунок 1.10 – Комплексная интерпретация результатов AVO-анализа и спектральной декомпозиции волнового поля на примере малоизученного бурением участка акватории Северного моря. А) структурная карта, Б) РИГИС, В) Анализ кубов угловых сумм, Г) изучение AVO-отклика, Д) характер распределения AVO-аномалий на кросс-плоте атрибутов, Е) спектральные характеристики изучаемой AVO-аномалии (Волков Д.С. по материалам Loizou N., 2012)

В статье Л.Ф. Гаревой (2019) представлена основная на результатах синхронной инверсии методика прогноза зон наиболее вероятного распределения сланцеподобных коллекторов на месторождении Линкс шельфа Гвинейского залива. На участке пробурена одна скважина с необходимым набором методов ГИС – интервальное время пробега продольной и поперечной волн, плотность. В ходе испытаний были получены пробы нефти и газоконденсата, выделены два циклита с различным характером насыщения (верхний насыщен конденсатом, нижний – нефтью). Главной особенностью пород коллектора являются высокие значения

пористости (16–18%) при низких значениях проницаемости (0,08–3,15 мД), что характерно для сланцеподобных коллекторов.

При этом отмечается низкий контраст упругих свойств между двумя литологическими типами (пачки неколлекторов и пачки переслаивающихся песчаников-коллекторов и глин). Без анализа результатов синхронной детерминистической инверсии проблематично выделить УВ-насыщенные пласты, проследить их пространственную протяженность, оценить ФЕС и изучить внутреннее строение с помощью стандартных методик атрибутивного анализа.

Для решения поставленной задачи были определены упругие свойства среды, наиболее чувствительные к изменениям характера насыщения и литологии. По результатам анализа скважинных данных в поле $\lambda\rho$ удалось разделить «литотипы» с большой степенью достоверности (Рисунок 1.11). Коллектор и вмещающие породы в верхнем интервале разделены более уверенно, по нижнему – с некоторым перекрытием.

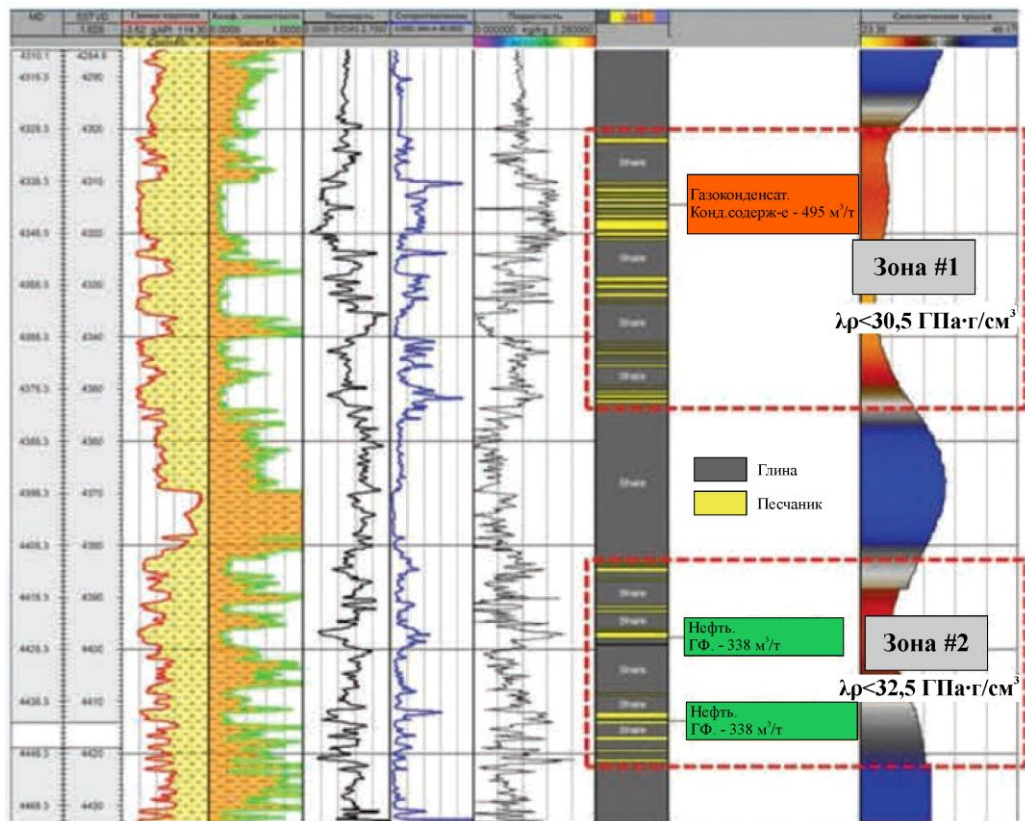


Рисунок 1.11 – Определение граничных значений параметра $\lambda\rho$ для зон наиболее вероятного распространения коллекторов [Л.Ф. Гареева., 2019]

Анализ результатов инверсионных преобразований продемонстрировал вскрытие скважиной коллектора с неоптимальными характеристиками и высокую вероятность наличия зон коллектора с улучшенными ФЕС. Прогнозный куб согласован с соответствующими значениями в скважине и отражает все основные особенности продуктивной толщи, в том числе ухудшенные коллекторские свойства нижнего циклита.

Результаты инверсионных преобразований, использованные при исследовании месторождения, позволили с высокой степенью достоверности выполнить прогноз зон наиболее вероятного распространения коллекторов и оптимизировать технологическую схему размещения эксплуатационного фонда скважин. Полученные результаты предоставили возможность создания корректной геологической модели, несмотря на слабую освещенность продуктивных отложений скважинными данными.

1.7 Выводы

По результатам обзора, выполненного в первой главе, продемонстрирована необходимость выполнения динамического анализа сейсмических данных при изучении неосвещенных бурением площадей и интервалов разреза. Амплитудно-частотные характеристики волнового поля (качественная интерпретация) и упругие свойства пород (количественная интерпретация) являются одними из существенных критериев выделения нефтегазоперспективных объектов и прогноза ФЕС. Их не учет, как правило, приводит к снижению качества результатов интерпретации и высоким рискам «неуспеха» при поисковом бурении и дальнейших ГРП.

В данной работе усовершенствованы и разработаны интерпретационные подходы прогноза и поиска перспективных геологических объектов для малоизученных бурением площадей и интервалов разреза на основе динамического анализа сейсмических данных. При этом использованы существующие представления о геологическом строении изучаемых отложений и дополнительная геологическая информация с разрабатываемых месторождений – аналогов, привлечены методы решения прямой задачи.

Одним из перспективных направлений поиска и прогноза залежей УВ является изучение сложнопостроенных природных резервуаров на лицензионных участках акватории Печорского моря, где предлагается рассмотреть возможности и ограничения методов динамической интерпретации сейсмических данных при детализации геологического строения двух площадей, каждая из которых охарактеризована одной скважиной и покрыта съемкой МОГТ-3D. При исследовании этих объектов будет учтена априорная геологическая информация о строении изучаемых отложений с частичным использованием доступных данных по разрабатываемым месторождениям – аналогам.

При исследовании возможностей динамической интерпретации необходимо оценить отклик на увеличение числа априорной геолого-геофизической информации и данных бурения. Для этого предлагается выбрать объект, удовлетворяющий условию отличия по параметрам геологического строения (нефтегазоносный бассейн, возраст и состав отложений, условия седиментации) и упругих свойств среды (степень контраста коллектора относительно

вмещающих пород). Одним из таких перспективных объектов исследования является продуктивный интервал ачимовской толщи на одной из площадей в Пур-Газовской НГО Западно-Сибирской НПП.

С учетом сложности геологического строения ачимовской толщи в рамках геолого-геофизической интерпретации данных предлагается оценить возможность использования результатов качественного анализа как входных данных при независимом количественном прогнозе эффективных толщин на основе решения прямой задачи.

Кроме того, предлагается расширить анализируемый набор упругих свойств на основе петроупругого моделирования с привлечением данных близрасположенных месторождений-аналогов, находящихся в разработке. Увеличение числа упругих свойств по данным ГИС позволит надежно подготовить петрофизическое обоснование динамической интерпретации, тем самым улучшить достоверность количественного прогноза ФЕС на площади, где четыре скважины (50% от общего числа) вскрыли коллектор.

2. ИССЛЕДОВАНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ ДИНАМИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПРИ ВЫЯВЛЕНИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ И ИЗУЧЕНИИ ИХ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ НА МАЛОИЗУЧЕННЫХ БУРЕНИЕМ ПЛОЩАДЯХ ПЕЧОРСКОГО МОРЯ¹

Геологоразведочные работы в акватории Печорского моря ведутся с 1930-х гг. В период с 1963 года по настоящее время на шельфе Печорского моря выполнено сейсмопрофилирование объемом более 100 тысяч погонных километров и бурение 22 скважин общим метражом порядка 70 000 м [Скоробогатов В.А., 2019]. Геолого-геофизические работы сопровождались научно-тематическими исследованиями по разработке стратиграфических схем, формированию представлений об истории геологического развития исследуемого района, определению возможностей аккумуляции и сохранения залежей УВ (Павленкин и др., 1981 г.; Алехин и др., 1981 г.; Верба и др., 1983 г.; Прокудин и др., 1987 г.; Диденко и др., 1989 г.).

В результате этих исследований в период 1980–1990х годов открыты четыре нефтяных (Медынское-море, Варандей-море, Приразломное, Долгинское), одно нефтегазоконденсатное (Северо-Гуляевское) и одно газоконденсатное (Поморское) месторождения [Назаров В.И., 2021; Скоробогатов В.А., 2019]

Однако данных МОГТ-2D при наличии единичного числа скважин недостаточно для уточнения сейсмогеологической и геологической моделей открытых залежей УВ. В рамках детализации геологического строения месторождений Приразломное и Варандей-море в 1996–1997 годах трестом «Севморнефтегеофизика» впервые на шельфе Печорского моря проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3D суммарной площадью 437 км² [Журавлев В.А., 2014]. Активное внедрение этой технологии на шельфе Печорского моря привело к его относительно высокой изученности геофизическими методами среди акваторий Арктических морей РФ. При этом изученность бурением продолжает оставаться на низком уровне.

2.1 Геолого-геофизическая характеристика участка работ

Исследуемый участок расположен (Рисунок 2.1) в юго-восточной части шельфа Печорского моря с глубинами от 30 до 50 м, в 50 км от береговой линии. Ближайшие порты – г. Нарьян-Мар (180 км), п. Варандей (70 км).

¹ При подготовке данного раздела диссертации использованы следующие материалы и публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

1. Демченко Н.П., Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В., Маракова И.А., **Волков Д.С.** Новые технологии прогноза и поисков залежей углеводородов с целью повышения эффективности геологоразведочных работ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. // Горные науки и технологии. 2022. Т. 7. № 4. С. 274-286. (Scopus)
2. Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В., Сбитнева Я.С., **Волков Д.С.** Перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти в арктической зоне Тимано-Печорской провинции // Инженер-нефтяник. 2022. № 2. С. 7-14.
3. **Волков Д.С.** Применение сейсмических атрибутов для выделения различных типов коллекторов на одном из участков шельфа Печорского моря. // Выпускная квалификационная магистерская работа. МГУ имени М.В. Ломоносова, 2019. 124 с.

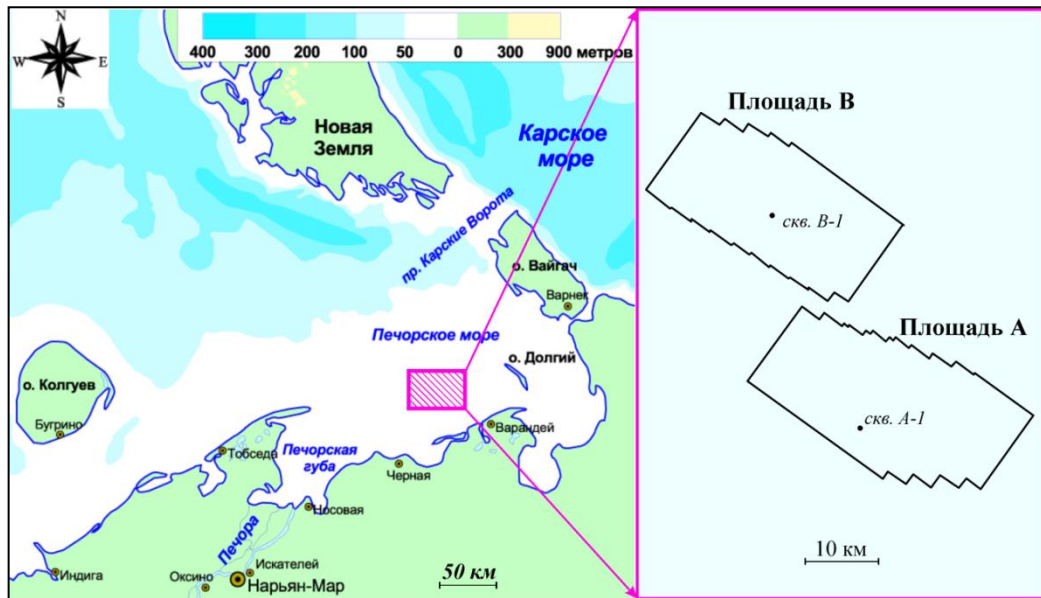


Рисунок 2.1 – Обзорная карта расположения исследуемой площади А и В (разработан автором)

В периметре исследуемой акватории в разные годы выполнено порядка 9000 пог.км. съемки МОГТ-2D и 1200 км² – МОГТ-3D. Рассматриваемые в работе объекты – площади (А и В), в пределах которых проведена съёмка МОГТ-3D в объеме 600 км² и пробурены 2 скважины А-1 (4420 м) и В-1 (3080 м), вскрывшие отложения нижнего силура и карбона соответственно.

2.2 Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности

Согласно тектоническому и нефтегазогеологическому районированию Тимано-Печорской НГП площадь А расположена в пределах акваториального продолжения Хорейверской впадины, соответствующей по кровле фундамента Большеземельскому своду, площадь В – в пределах Варандей – Адзьвинской (Алексеевско-Гуляевской) структурной зоны, где по нижнепалеозойскому комплексу отложений выделен авлакоген, вытянутый вдоль северо-восточной окраины ТП НГП на расстояние 240 км при ширине 60–100 км [Ступакова А.В., 2017].

Нефтегазоносность в ТП НГП установлена почти повсеместно и по всему разрезу осадочного чехла – от ордовикских до триасовых отложений включительно. Осадочный чехол шельфа Печорского моря представлен отложениями ордовикско-юрского возраста, в разрезе которых выделяются семь разнообъемных нефтегазоносных комплексов [Теплов Е.Л., 2011]:

1. ордовикско-нижнедевонский преимущественно карбонатный;
2. среднедевонско-нижнефранский терригенно-карбонатный;
3. доманиково-турнейский преимущественно карбонатный;
4. верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный;
5. нижнепермский терригенный;
6. верхнепермский терригенный;
7. триасовый терригенный.

Объектом исследования являются продуктивные пласты верхнепермского терригенного НГК, верхнекаменноугольно-нижнепермского карбонатного НГК, ордовикско-нижнедевонского карбонатного НГК. Нефтегазоносность изучаемых отложений доказана на суше и акваториальном продолжении ТП НГП результатами бурения и последующими открытиями крупных месторождений УВ.

Верхнепермский терригенный НГК, сформированный на заключительной регрессивной стадии пермского этапа эволюции бассейна, представляет верхнюю часть соответствующей этому этапу секвенции и выделяется в объеме уфимского, казанского и татарского ярусов.

Наибольшее число залежей связано с коллекторами верхнеуфимского и нижнеказанского подъярусов. Залежи, как правило, приурочены к крупным локальным структурам субмеридионального простирания и контролируются зонами выклинивания прибрежно-морских (дельтовых и баровых) отложений и зонами распространения русловых песчаников. Ключевые риски при поисках залежей УВ в данном комплексе связаны с наличием коллектора и локальной покрышки. [Теплов Е.Л., 2011]

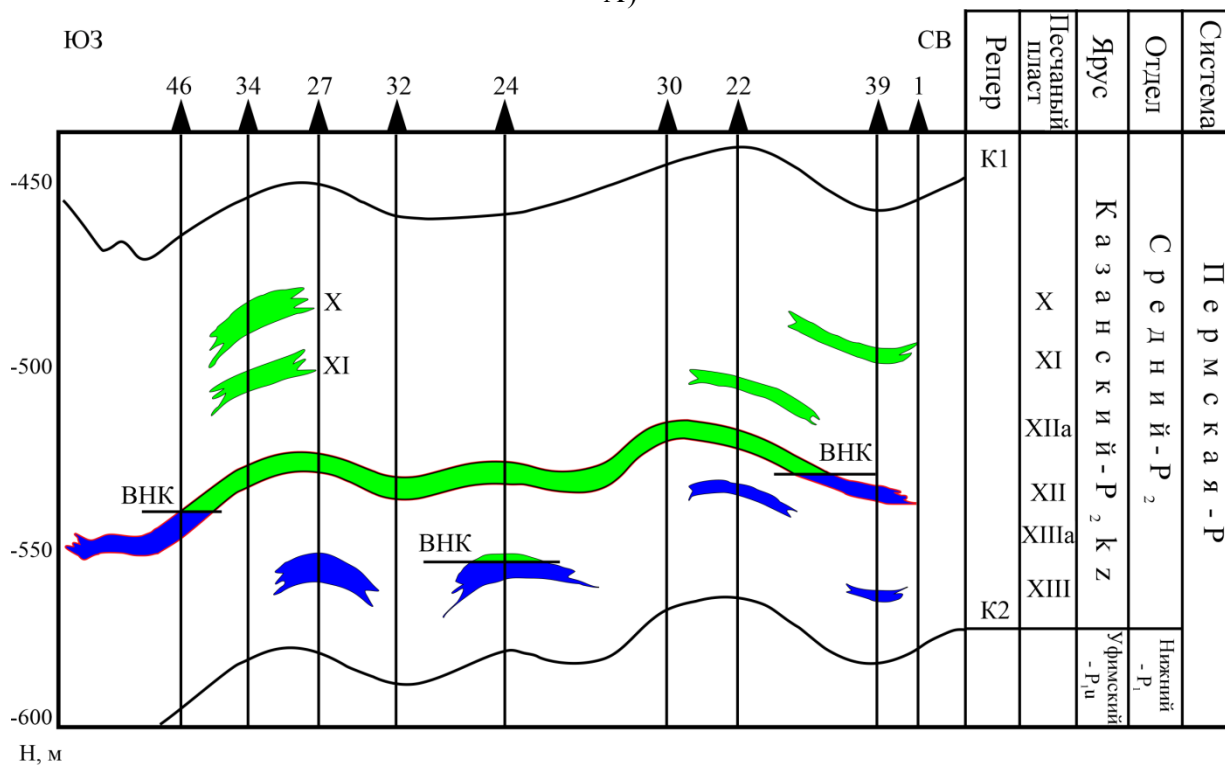
Продуктивность верхнепермского терригенного НГК доказана на Северо-Гуляевском и Долгинском, Харьягинском, Лемъюском (Рисунок 2.2) и Варандей-море месторождениях. По результатам опробования скважин А-1 и В-1 получены притоки нефти с фильтратом бурового раствора (1,31 м³/сут) и тяжелой сернистой нефти дебитом 48 м³/сут соответственно.

Тип коллектора в резервуаре поровый. Емкостное пространство пород образовано либо первичными порами, либо сочетанием первичных и вторичных. Среди последних преобладают поры растворения карбонатного цемента. В высокоёмких коллекторах на долю пористости растворения приходится от 40 до 100% общей пористости.

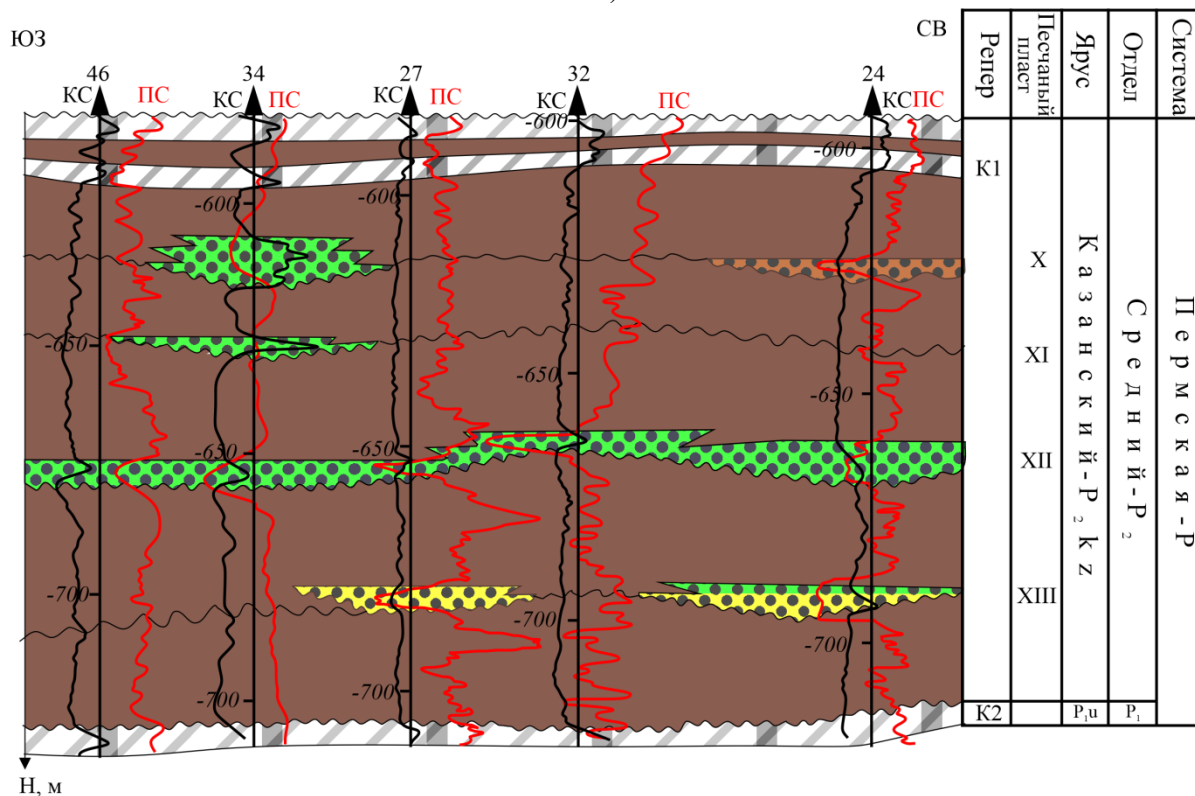
В зависимости от седиментационных особенностей коллекторов и степени катагенеза значения открытой пористости и газопроницаемости изменяются в широких пределах. В песчаниках, характеризующихся рыхлой упаковкой зерен и низким (менее 5%) содержанием цемента, открытая пористость превышает 20%, а их проницаемость часто достигает 600 мД. При содержании цемента 10–15% пористость снижается до 10–20% при проницаемости 0,1–600 мД, и в уплотненных, сильно сцементированных породах ФЕС резко снижаются: пористость не превышает 10%, проницаемость – 1 мД. Доля коллекторов в разрезе зависит от условий седиментации и меняется от первых единиц до 25% – в континентальной толще и до 40–45% – в прибрежно-морской и дельтовой.

Таким образом, по ФЕС и доле коллекторов в разрезе, верхнепермский природный резервуар относится к неоднородным высоко-, средне- и низкоёмким с преобладанием средне- и высокоёмких коллекторов. [Теплов Е.Л., 2011]

А)



Б)



Условные обозначения:

- | | |
|---|------------------|
| - нефтенасыщенный коллектор | залегание пород: |
| - водонасыщенный коллектор, | - согласное |
| - пойменные алеволиты и аргиллиты – породы покрывки | - несогласное |
| - глинисто-карбонатные пласты, | - репер |
| - русловые песчаники, | |
| - нефтенасыщенные русловые песчаники | |

Рисунок 2.2 – Пример аллювиального типа ПР. Верхняя пермь. Лембюское месторождение. А) геологический профиль, Б) палеофациальный профиль (Волков Д.С. по материалам Теплов Е.Л., 2011)

Отложения *верхнекаменноугольно-нижнепермского НКК* представлены преимущественно органогенными известняками, реже доломитами и доломитизированными известняками. Породы с наиболее высокими коллекторскими свойствами отмечены в областях, где они подверглись интенсивной доломитизации и выщелачиванию, и залегают на относительно небольших глубинах (до 2–2,5 км).

В Варандей-Адзвинской НГО пористость среднекаменноугольных отложений достигает 30% и более, проницаемость – 670,6 мД, в Хорейверской – средняя открытая пористость доходит до 32,2%, проницаемость – до 485 мД.

Исследователи в ТП НГП выделяют три основных генетических типа отложений верхнего карбона, содержащих коллекторы:

1. рифовые (биогермные и биоморфно-детритовые);
2. мелководно-шельфовые;
3. прибрежные (биогермные, детритовые и иловые).

Биогермные породы верхнего карбона образуют пласты незначительной толщины (до 0,5–10,0 м), чередующиеся в разрезе со сгустково-детритовыми разностями и вторичными доломитами мелководно-шельфового генезиса. Проницаемые пласты характеризуются высокими значениями открытой пористости до 27–35% и проницаемости свыше 100 мД.

В составе карбонатной толщи ассельско-сакмарского возраста развиты карбонатные породы открытого мелководного шельфа, представленные слоистыми образованиями с различными ФЕС. Преобладающими литотипами являются биоморфно-детритовые и детритовые, в меньшей степени органогенно-обломочные и зернистые разности известняков. Детритовые и обломочные известняки образуют пласты-коллекторы высокой проницаемости, с общей эффективной мощностью до 20 м и открытой пористостью 15–18%. [Теплов Е.Л., 2011]

Нефтегазоносность верхнекаменноугольно-нижнепермского карбонатного НКК доказана на месторождениях: Поморское, Северо-Гуляевское, Долгинское, Приразломное, Медыньское-море, Варандей-море, Варандейское (Рисунок 2.3).

По результатам испытаний скважины А-1 получен очень слабый приток газа, скважины В-1 – получены притоки газа и газоконденсата в режим опробования (677,5 тыс. м³/сут) с содержанием сероводорода 13%. Прогнозируются залежи УВ в органогенных постройках, ожидается наличие одиночных органогенных построек, с массивными, сводовыми, литологически-ограниченными залежами. Ключевые риски при поисках залежей УВ в данном комплексе связаны с наличием и качеством коллектора, покрышки, размерами структур. [Теплов Е.Л., 2011]

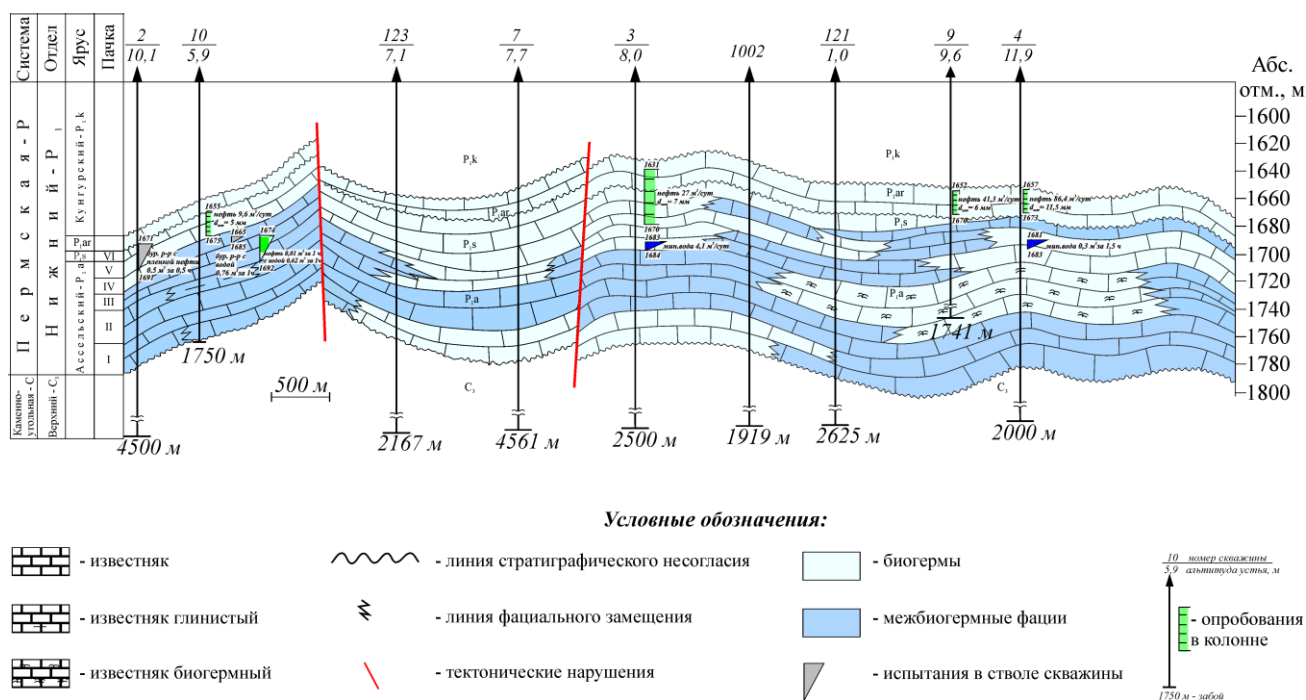


Рисунок 2.3 – Пример полифациального карбонатного нижнепермского ПР. Варандейское нефтяное месторождение (Волков Д.С. по материалам Теплов Е.Л., 2011)

Геологическое строение *среднеордовикско-нижнедевонского НКК* имеет циклический трансгрессивно-регрессивный характер. Разрез представлен преимущественно карбонатными пластами, в подчиненном количестве присутствуют галогенно-сульфатно-карбонатные и терригенные обломочно-глинисто-карбонатные образования. ФЕС обусловлены в первую очередь фациальными особенностями бассейна седиментации. Они определили типы осадков, способность их к сохранению первичной пористости и характер эпигенетических преобразований. Карбонатные осадки представлены в основном вторичными доломитами, реже известняками и отличаются большим разнообразием – от иловых до зернисто-полидетритовых, биоморфных, водорослевых и биогермных. [Теплов Е.Л., 2011]

Коллекторы приурочены к детритово-водорослевым пачкам и прослоям известняков и доломитов. Пространственно они размещены на сводовых и склоновых участках крупных палеоподнятий, в том числе Большеземельского, Адзвинского, и интенсивно подверглись во время литогенеза процессам выщелачивания и доломитизации.

Пустотное пространство доломитов и доломитизированных известняков определяется главным образом пустотами вторичного происхождения. К ним относятся поры диагенетической доломитизации и каверны диагенетического и эпигенетического выщелачивания. Известно, что при погружении карбонатных пород происходит их уплотнение и перекристаллизация, приводящая к уменьшению как седиментационной, так и вторичной пористости. Меньше этому процессу подвержены породы органогенного генезиса с преобладанием форменных элементов (40–50%) осадки. Разброс значений ФЕС, в зависимости

от седиментационных особенностей и постседиментационной преобразованности коллекторов, колеблется в широких пределах: открытая пористость изменяется от 1–7% до 22–24%, проницаемость – от долей единиц мД до 200 мД. Типы коллекторов резервуаре порово-трещинные, реже каверново-поровые; для глубоководно-шельфовых горизонтов (свыше 4–5 км) характерны трещинные коллекторы. [Теплов Е.Л., 2011]

Ордовикско-нижнедевонский карбонатный НГК к настоящему времени практически не изучен бурением на шельфе Печорского моря. Самой глубокой является скважина А-1, пробуренная в пределах акваториального продолжения Хорейверской впадины и вскрывшая нижнесилурийские отложения, в кровле которых получен непромышленный приток нефти ($Q_n=0,275 \text{ м}^3/\text{сут}$). Рассматривая опыт изучения нижнесилурийских отложений на суше Тимано-Печорской НГП, следует отметить, что открытие залежей происходили в результате применения стандартной антиклинальной методики (Восточно-Рогозинское (Рисунок 2.4), Средне-Макарихинское, Верхне-Возейское, Баганское, Западно-Сандивейское, Колвинское, им. Р. Требса, им. А. Титова) и иногда были случайными. Например: Западно-Сандивейское месторождение открыто только после нескольких «пустых» скважин – скважиной №3, которая случайно попала в эрозионно-стратиграфическую ловушку, неконтролируемую структурным фактором. [Е.Б. Грунис, 2019]

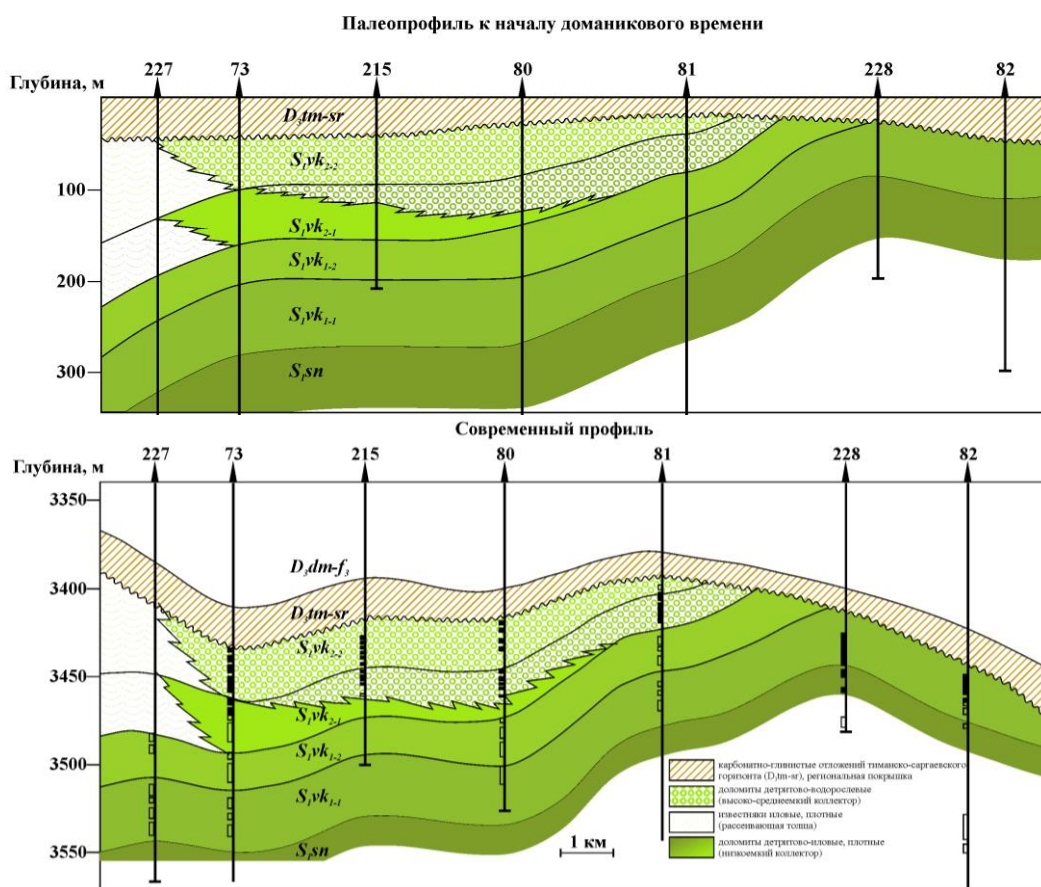


Рисунок 2.4 – Пример строения нижнесилурийского мелководно-шельфового ПР. Восточно-Рогозинское месторождение (Волков Д.С. по материалам Теплов Е.Л., 2011)

2.3 Петрофизические и упругие свойства горных пород

Верхнепермский интервал разреза

На площадях А и В потенциальными резервуарами нефти и газа являются песчаные тела, сформированные в прибрежно-морской зоне осадконакопления.

В скважине В-1 в отложениях казанского яруса, напоминающих палеорусло по электрометрическим характеристикам, открыта залежь нефти. В продуктивных песчаниках керн не отобран. По описанию шлама коллектор представлен слаболитифицированными, низкоглинистыми песчаниками. В охарактеризованных керном отложениях уфимского яруса коллектором являются полимиктовые песчаники и алевролиты, по составу обломков относящиеся к кварц-полевошпатовым грауваккам с вторичным хлоритовым или карбонатным цементом. Структура песчаников от мелко- до среднезернистой, сортировка, как правило, хорошая. По результатам аналитических исследований керна их коллекторские свойства оцениваются как низкие. Коэффициент пористости исследованных пород в среднем составляет 16%, проницаемость – 0,4 мД. [Митькина В.А., 2012]

Низкая проницаемость песчаников обусловлена как особенностями состава и структуры обломочной части, так и вторичными изменениями, выраженными в типе и составе цемента. Полимиктовый состав с большим содержанием обломков пород, а также мелкозернистая структура, большой процент алевритовой фракции в песчаниках и глинистой фракции в алевролитах определяют высокие адсорбционные свойства и остаточную водонасыщенность и, как следствие, низкую проницаемость. Вторичный карбонатный и хлоритовый цемент порово-пленочного типа уменьшает сечение поровых каналов и также ухудшает коллекторские свойства. Скважина В-1 имеет удовлетворительное качество каротажа. По результатам интерпретации ГИС коэффициент пористости (Кп) песчаников составляет, в среднем, 16%, нефтенасыщенность (Кн) – 45%, эффективная толщина – 21,4 м. В скважине В-1 испытаны два пласта, выделенные по комплексу ГИС. Получен приток тяжелой нефти дебитом 48 м³/сут.

На площади А песчаники нерасчлененного казанско-татарского яруса залегают на аналогичных площади В глубинах, схожи по структуре и составу обломочной части, но содержат большее количество глинистого цемента. [Митькина В.А., 2012]

По качеству данные каротажа, характеризующие упругие свойства пород, в скважине А-1 нельзя отнести к кондиционному материалу, что продемонстрировано на примере кросс-плота одного из упругих параметров – акустического импеданса (Рисунок 2.5). При проведении испытаний в скважине А-1, пласты оказались низкопроницаемыми. Был получен непромышленный приток тяжелой нефти с фильтратом бурового раствора дебитом 1,31 м³/сут. По результатам интерпретации ГИС коллектор обладают средней пористостью 21% и нефтенасыщенностью 63%. Эффективная толщина составляет 25,4 м.

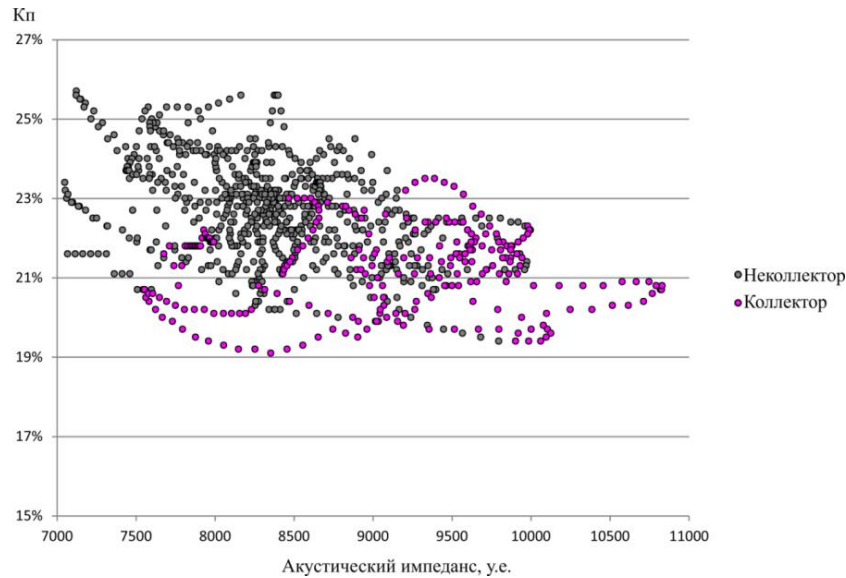


Рисунок 2.5 – Некондиционные данные каротажа скв. А-1 в продуктивном интервале разреза (верхнепермские отложения). [Волков Д.С., 2019]

Изучение ФЕС и анализ закономерностей их изменения в поле упругих свойств возможны при наличии кривых интервального времени пробега продольной и поперечной волны, плотности. Запись интервального времени пробега поперечной волны в скважинах А-1 и В-1 отсутствует. Существующие простые эмпирические зависимости (например, модель Гринберга–Кастаньи) при удовлетворительном качестве каротажа не способны корректно восстановить значения скорости поперечной волны в продуктивной части разреза, так как наблюдается высокая степень корреляции с исходными кривыми скорости продольной волны (Рисунок 2.6).

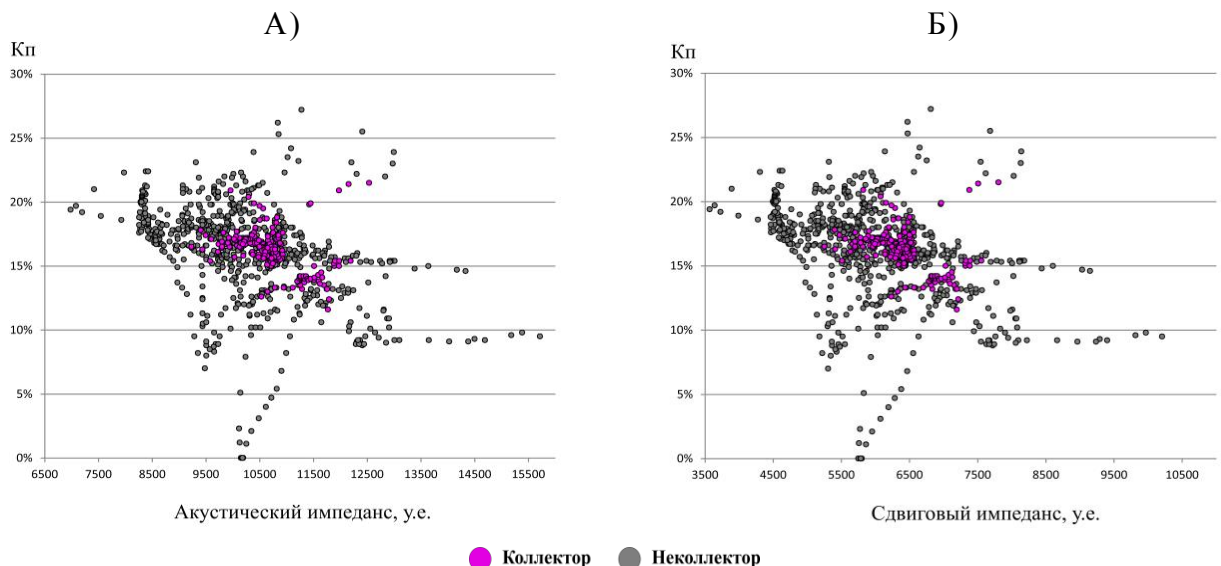


Рисунок 2.6 – Пример высокой степени корреляции между значениями А) акустического и Б) сдвигового импеданса, демонстрирующий неинформативность последнего (скв. В-1, казанский и татарский ярусы верхней перми) [Волков Д.С., 2019]

Ввиду неинформативности восстановленных значений сдвигового импеданса автором рекомендуется использовать для дальнейшего анализа только акустический импеданс, что

обуславливает дополнительные ограничения при выборе интерпретационной методики.

На кросс-плоте (скважина В-1) зона коллектора локализована в узком диапазоне значений акустической жесткости, и предполагает отсутствие коллектора вне данного диапазона на начальной стадии анализа.

По результатам петроупругого моделирования на основе уравнений Гассмана дополнительно рассмотрены вероятные значения коэффициента пористости для пород-коллекторов на площади. В качестве априорных значений использованы средние величины K_p для Харьягинского ($K_p=26\%$) и Лемъюского месторождений ($K_p=21\%$) – аналогов, разрабатываемых на суше (Рисунок 2.7).

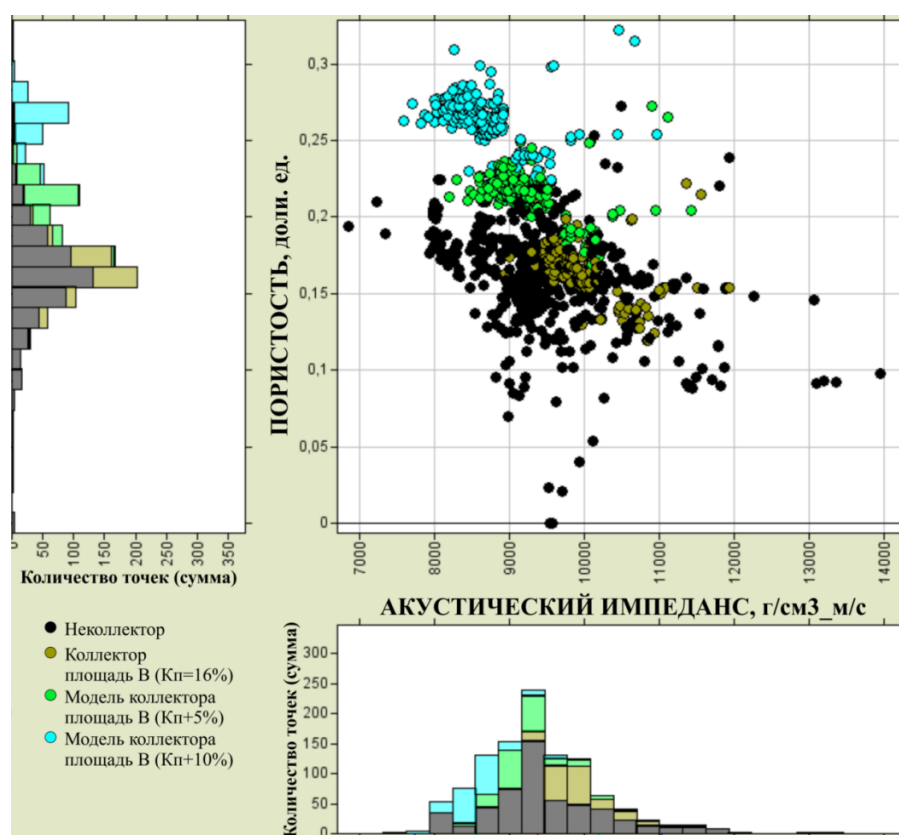


Рисунок 2.7 – Результаты петроупругого моделирования. Промоделированы случаи возможных значений пористости в коллекторе, полученных по априорной информации с месторождений-аналогов: Лемъюского (21%) и Харьягинского (26%) [Волков Д.С., 2019; Демченко Н.П., 2022]

Автором установлено, что при потенциальном наличии коллекторов с пористостью 21% отсутствует контраст с неколлектором в поле акустического импеданса. При значениях пористости порядка 26% отмечается минимальное отличие между коллектором и неколлектором в рамках данного параметра. По мнению автора, в верхнепермских отложениях ожидаются зоны распространения коллекторов с предполагаемыми значениями пористости, которые не будут контрастно проявлены в поле упругих параметров (ошибка I рода).

Используя информацию о результатах интерпретации данных ГИС скважины В-1, не удастся уверенно классифицировать коллектор по характеру насыщения (Рисунок 2.8), но при

этом наблюдается общий тренд смещения класса УВ-насыщенных песчаников в область повышенных значений акустического импеданса. В процессе анализа распределения литологических разностей на примере второго пласта-коллектора на кросс-плоте (Рисунок 2.9) автором также выявлена незначительная тенденция к повышению значений акустического импеданса для насыщенных и плотных песчаных разностей, что может быть использовано при интерпретации как дополнительный критерий на качественном уровне.

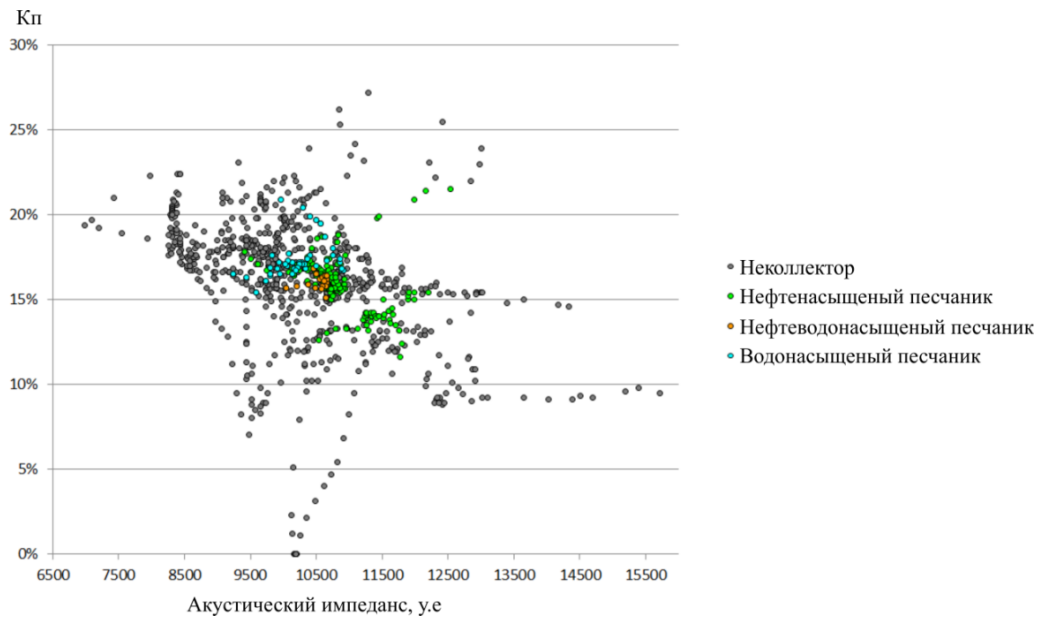


Рисунок 2.8 – Кросс-плот зависимости коэффициента пористости от акустического импеданса. Коллектор не классифицируется по характеру насыщения [Волков Д.С., 2019]

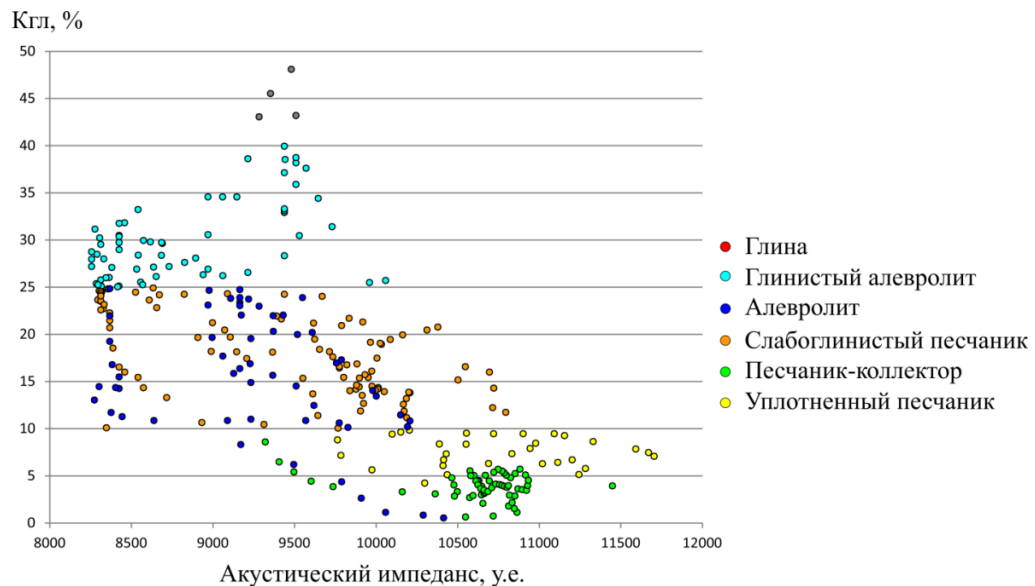


Рисунок 2.9 – Кросс-плот зависимости коэффициента глинистости от акустического импеданса. Породы не различимы по литологическому составу в поле импеданса [Волков Д.С., 2019]

Таким образом, корректная количественная интерпретация данных в верхнепермском терригенном интервале разреза невозможна по причине отсутствия разделения пород по

литологическому составу (породы с различным содержанием глинистой и кварцевой составляющей практически идентичны в поле акустического импеданса) и невозможности корректного выделения зон распространения коллектора из-за недостатка скважинных данных по площади. По мнению автора, использование акустического импеданса на качественном уровне на этапе сейсмофациального анализа является приемлемым для выделения акустически жестких зон. Исходя из имеющихся входных данных, оптимальным решением является расчет детерминистической акустической инверсии.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский интервал разреза

На площади работ коллекторы по керну практически не изучены. В скважине В-1 линейный вынос керна из нижнепермско-каменноугольной толщи по данным трех долблений суммарно составил 4,6 м. Охарактеризованы плотные участки разреза, поэтому керн не является представительным. При этом на образцах наблюдались выпоты и следы нефти, запах углеводородов и сероводорода. В скважине А-1 в шламе редко отмечалось присутствие прожилок и примазок черного битуминозного вещества в виде пропитки микрита и заполнения стилолитовых швов в известняке. [Митькина В.А., 2012]

По ранее проведенному анализу, в скважинах А-1 и В-1 качество каротажа различается, отсутствуют данные об интервальном времени пробега поперечной волны. Эти условия, с учетом ограничений использования упругих свойств, сохраняются для изучаемого интервала разреза. [Волков Д.С., 2019]

По результатам интерпретации данных ГИС в скв. В-1 эффективная толщина составляет 20,2 м, средняя пористость порядка 11%, нефтегазонасыщенность – 81%. При проведении испытаний дебит высокосернистого газа составил 680 тыс. м³/сут.

По результатам интерпретации данных ГИС в скв. А-1 средняя пористость составила 13%, нефтегазонасыщенность – 69%, эффективная толщина – 38,5 м. При опробовании был получен слабый приток газа, неподдающийся замеру. Пласты газонасыщены, но низкопроницаемы.

Для карбонатных верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений был рассмотрен аналогичный подход при подготовке петрофизического обоснования динамической интерпретации сейсмических данных.

В скважине А-1 каротаж имеет неудовлетворительное качество. При восстановлении кривой АК значения скорости завышены, что свидетельствует о некорректности анализа упругих свойств по данным ГИС (Рисунок 2.10).

По мнению автора, в скважине В-1 отсутствует критерий выделения единой зоны коллектора (Рисунок 2.10): в поле акустического импеданса точки коллектора хаотично

распределены по кросс-плоту и перекрываются с точками неколлектора. Автор считает неинформативным восстановление значений акустического импеданса в межскважинном пространстве для изучаемых отложений

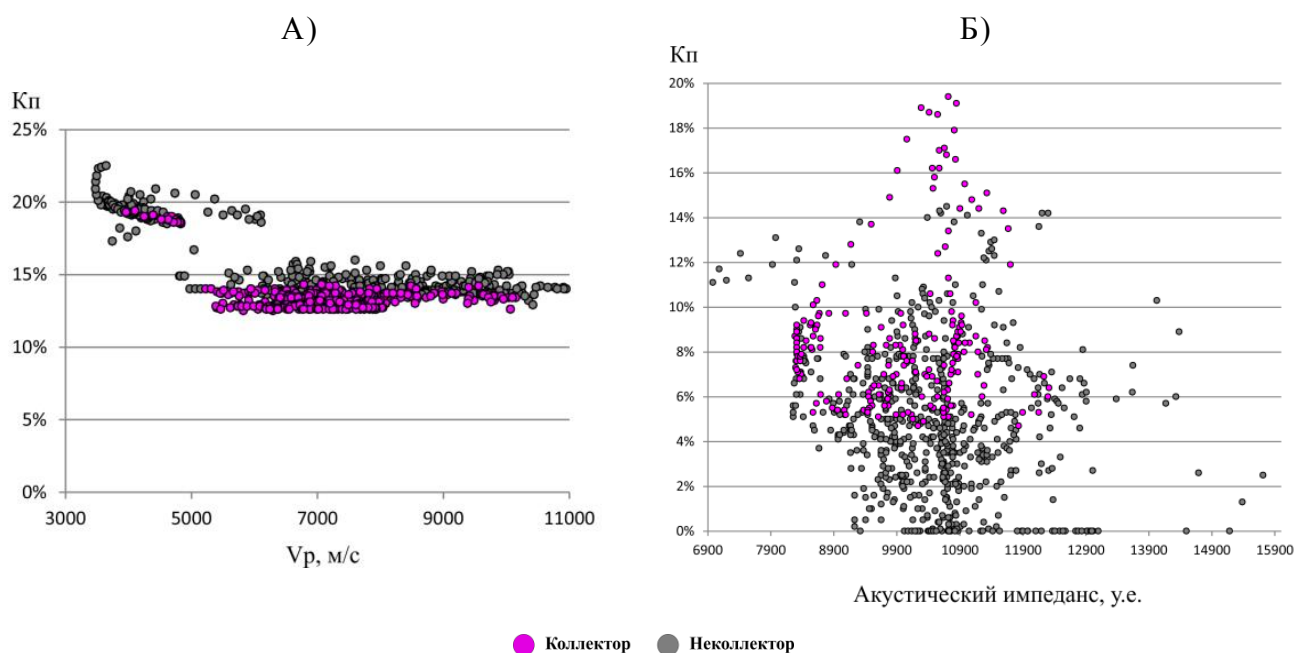


Рисунок 2.10 – А) Некорректные значения скоростей продольных волн, восстановленных из методов сопротивлений (скв. А-1); Б) Отсутствие критериев разделения коллектора и неколлектора в поле акустического импеданса (скв. В-1) [Волков Д.С., 2019]

Нижнесилурийский интервал разреза

На исследуемой площади нижнесилурийские отложения вскрыты скважиной А-1, где согласно литологическому описанию пород представлены доломитом серым, скрытокристаллическим, массивным, с линзами и пропластками доломита темного. Также в разрезе отмечаются известняки глинистые, слабодоломитистые зеленовато-серые, прослой мелкообломочных седиментационных брекчий, прослой аргиллита темно-серого, переслаивания известняка параллельно-слоистого, брекчиевидного, органогенно-детритового с содержанием обломков раковин, криноидей, брахиопод, фауны иглокожих.

Результаты исследований керна скважины А-1, несмотря на наличие в ней признаков УВ, показали низкие ФЕС пород силурийского интервала, коэффициент пористости варьирует от 5 до 8%, что характеризует данные пласты как низкопроницаемые. В нижнесилурийском интервале разреза отсутствует акустический и плотностной каротаж. Качество каротажа не является удовлетворительным для восстановления кривых упругих методов. Это не позволяет проанализировать характер изменения ФЕС в поле упругих свойств.

Таким образом, автор предполагает, что выполненное петрофизическое обоснование динамической интерпретации сейсмических данных позволило оценить целесообразность восстановления акустического импеданса и его анализа на качественном уровне только для

верхнепермского интервала разреза. Корректная количественная интерпретация невозможна с использованием текущего набора входных данных при наличии одной скважины для представленных физико-геологических условий среды. По мнению автора, отсутствие материалов каротажа либо их низкое качество не позволили в полной мере исследовать упругие свойства нижнесилурийских и верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений. Следовательно, петрофизическое обоснование динамической интерпретации сейсмических данных свидетельствует о возможности использования получаемых результатов исключительно на качественном уровне. Одним из наименее требовательных подходов к наличию скважинной информации является анализ сейсмических атрибутов волнового поля.

2.4 Атрибутный анализ

С учетом текущих физико-геологических условий среды, качества входных данных и изученности площади работ наиболее информативной методикой является атрибутный анализ волнового поля. Задача сводится к поиску комплекса атрибутов, позволяющих выделить перспективные поисковые объекты.

Автор убежден в том, что корректная интерпретация получаемых результатов возможна благодаря применению метода геологического актуализма, который основан на действии тех же сил с такой же интенсивностью в геологическом прошлом, как в настоящее время. Это позволяет распространять на геологическое прошлое любой давности знания о современных геологических процессах с некоторыми поправками.

Для дополнительного повышения качества результатов геолого-геофизической интерпретации при выполнении атрибутного анализа автором использованы технические подходы, улучшающие наглядность интерпретируемого материала.

Так, в процессе исследования на картах сейсмических атрибутов в пределах площади В изначально не удастся уверенно выделить геологические тела (Рисунок 2.11). Представленная карта RMS-амплитуд демонстрирует не локальные особенности геологического строения изучаемых отложений, а блоковое строение площади: выделяется две структурно-тектонические и фациальные зоны.

При отдельном анализе карты RMS-амплитуд в пределах северного блока площади В, рассчитанной аналогичным образом, автору удалось выделить среднеамплитудные аномалии типа «палеорусло», не проявляемые на общей карте атрибута по площади. Следовательно, северный блок площади В, подлежит индивидуальному рассмотрению.

Автором дополнительно использован прием анализа композитных карт атрибутов [Chopra S., 2007], позволяющий выполнить интерпретацию на более представительных результатах и уверенно выделить перспективные геологические объекты. В качестве фоновых

использованы подчеркивающие структурно-тектонический план отражающего горизонта геометрические атрибуты (когерентность, наклон, кривизна и т. д.), поверх которых изображены физические атрибуты, соответствующие динамическим характеристикам волнового поля (Рисунок 2.12).

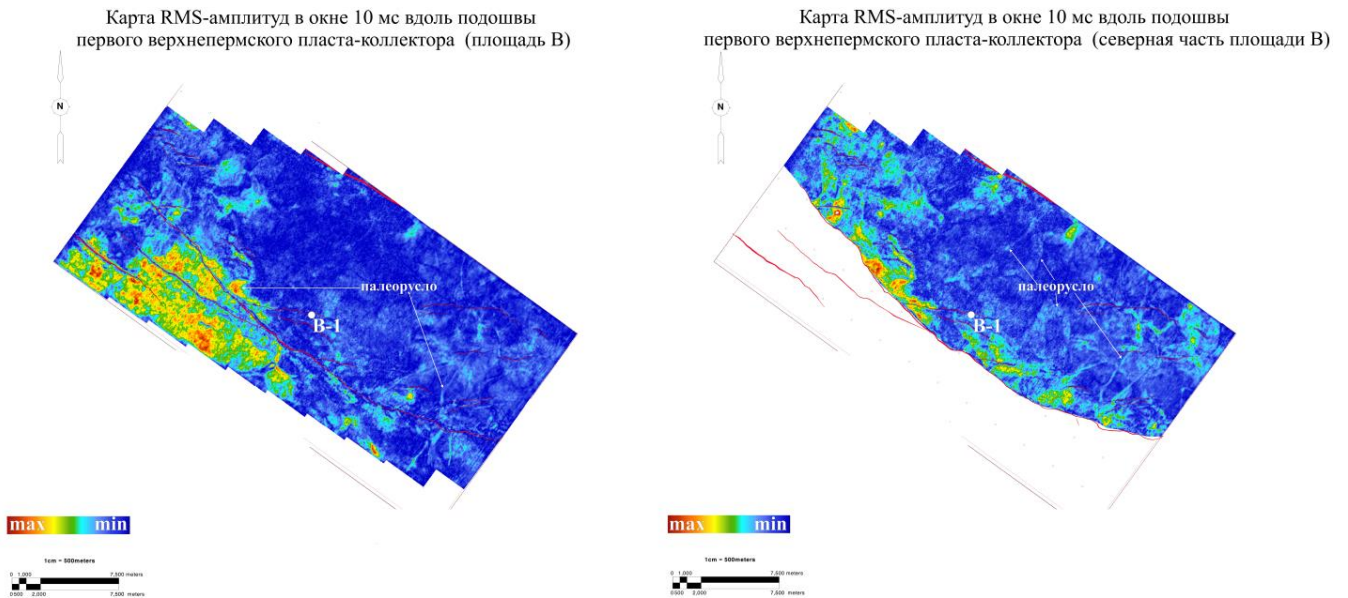


Рисунок 2.11 – Площадь В. Карты RMS-амплитуд для верхнепермских продуктивных отложений. Отдельное изучение северного блока повышает качество интерпретируемых карт [Волков Д.С., 2019]

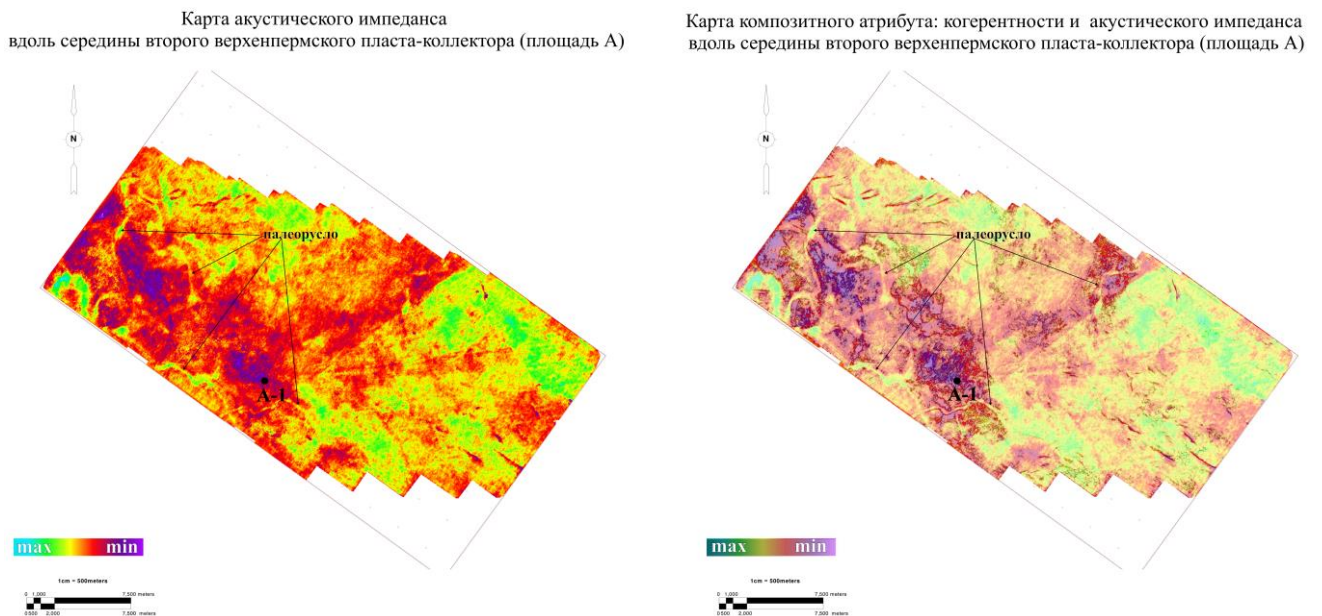


Рисунок 2.12 – Сравнение карт атрибута акустического импеданса и композитного атрибута акустического импеданса и когерентности. Карта композитного атрибута более представительна для интерпретации [Волков Д.С., 2019]

В процессе анализа сейсмических атрибутов с учетом представленных методик автором были выделены геологические объекты и зоны, представляющие интерес для дальнейшей интерпретации.

На примере первого верхнепермского пласта-коллектора площади В наиболее подробно рассмотрен комплекс геометрических атрибутов с целью демонстрации их значимости в представлении пространственного положения отражающей границы. Среди физических атрибутов использованы наиболее информативные для последующей интерпретации.

Анализ карты изохрон (Рисунок 2.13А) по подошве первого верхнепермского пласта-коллектора (кровля пласта срезана на большей части площади вследствие размыва на рубеже перми–триаса) демонстрирует контрастное проявление двух структур, разделенных региональным дизъюнктивным нарушением.

Атрибуты азимута (Рисунок 2.13Б) и наклона поверхности (Рисунок 2.13В) указывают на субмеридиональное простирание и субгоризонтальное залегание отражающей границы (угол наклона не превышает 10 градусов). Этот вывод подтвержден на карте атрибута кривизны (Рисунок 2.13Г), который контролируется структурным фактором. Поверхность отражающей границы характеризуется низкими значениями атрибута кривизны за исключением зон дизъюнктивных нарушений и выделенной структуры. Такие объекты, как палеоруслы, не проявляются в поле данного атрибута, так как предположительно имеют незначительные размеры и слабо выражены в рельефе поверхности

Контроль качества трассирования дизъюнктивных нарушений по площади выполнен с использованием карты атрибута когерентности (Рисунок 2.13Д). Кроме тектонического фактора, атрибут когерентности, так же, как и наклон подчеркивает наличие геологических тел в разрезе по характерным признакам прерывания когерентности волнового поля и изменения угла наклона исследуемого отражения в пределах окна расчета.

По карте RMS-амплитуд (Рисунок 2.14А) удастся выделить среднеамплитудные низкоконтрастные аномалии типа «меандрирующее русло». Однако отчетливо проследить выявленные аномалии на разрезах сейсмического куба не всегда возможно, что объясняется малыми размерами многих палеорусел и относительно низкочастотным составом записи.

По атрибутам RMS-частоты (Рисунок 2.14Б) и мгновенной фазы (Рисунок 2.14В) более уверенно прослеживаются малоконтрастные по амплитуде аномалии типа «врез», отождествляемые с сетью палеорусел (Рисунок 2.14 Г). [Волков Д.С., 2019]

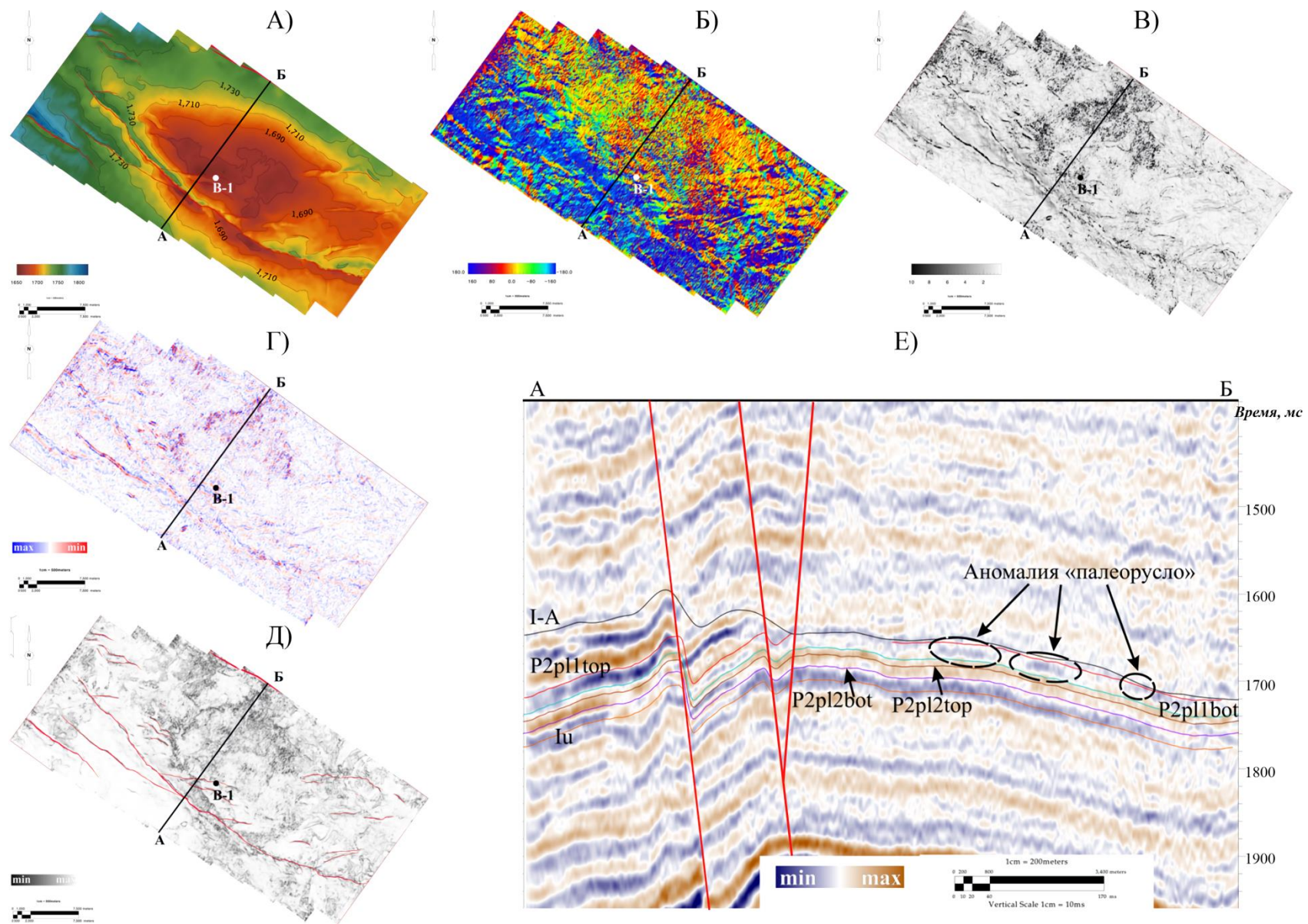


Рисунок 2.13 – Карты геометрических атрибутов вдоль подошвы первого верхнепермского пласта коллектора (кровля срезана на большей части участка) площади В: А) изохрон; Б) азимута простирания; В) наклона поверхности; Г) кривизны поверхности; Д) когерентности; Е) сейсмический разрез вдоль линии А–Б [Волков Д.С., 2019]

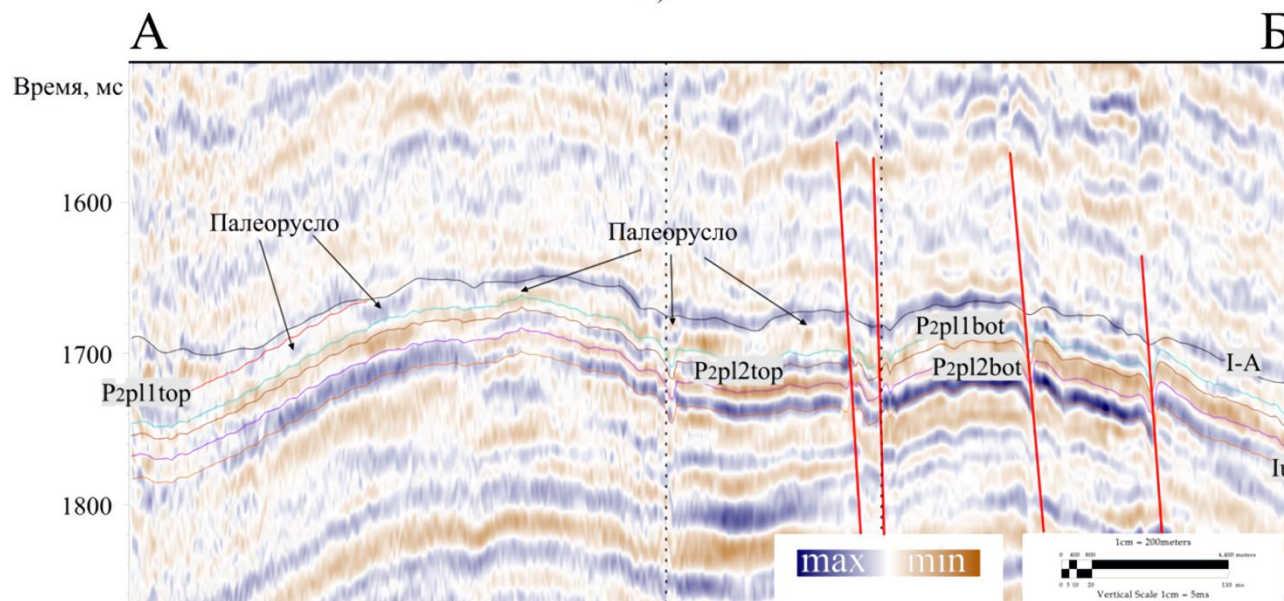
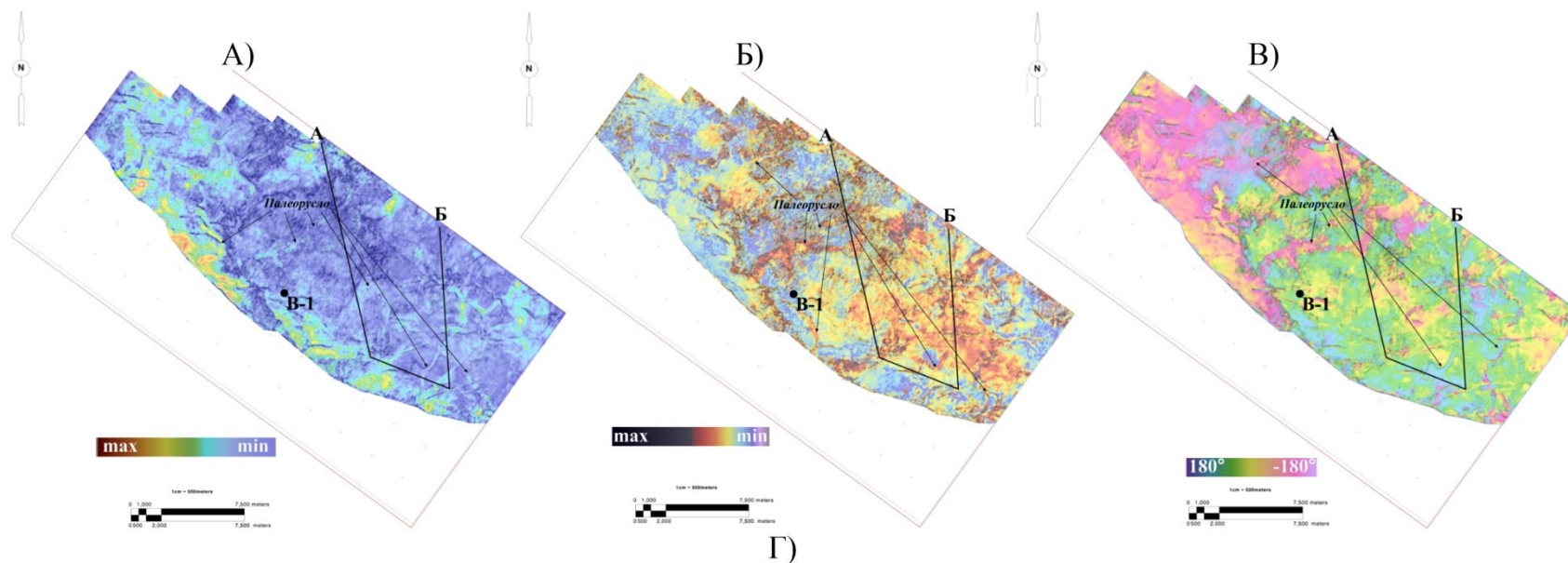


Рисунок 2.14 – Карты (площадь В) композитного атрибута когерентности и А) RMS-амплитуд, Б) RMS-частоты, В) мгновенной фазы в окне 13 мс над подошвой первого пласта-коллектора P2pl1bot; Г) Сейсмический разрез вдоль линии А–Б с элементами интерпретации для первого верхнепермского пласта-коллектора [Волков Д.С., 2019]

Во втором верхнепермском пласте-коллекторе на площади В отчетливо проявляются меандрирующие палеоруслу, одно из которых осложнено «дельтой бокового прорыва».

Русловые и дельтовые фациальные зоны характеризуются средними и высокими значениями RMS-амплитуд (Рисунок 2.15А), являются акустически жесткими в поле импеданса (Рисунок 2.15В), что может косвенно свидетельствовать о большем содержании песчаной фракции в породах, заполняющих дельту и русла. На картах RMS-частот (Рисунок 2.15Б) русловые фации выделяются по повышенным значениям атрибута, что предположительно связано с относительно малой мощностью изучаемых тел, дельта бокового прорыва проявляется в пониженных значениях рассматриваемого параметра, что может быть связано с такими параметрами как мощность заполняющих отложений, насыщение и контраст литологического состава с вмещающими породами. Атрибут мгновенной фазы (Рисунок 2.15Г) также подчеркивает выделяемые объекты.

На площади А в первом верхнепермском пласте-коллекторе также проявляются аномалии типа «палеорусло». Они фиксируются в поле геометрических атрибутов (когерентность, наклон), по данным физических атрибутов в виде среднеамплитудной (Рисунок 2.16А), акустически малоконтрастной (Рисунок 2.16Г), среднечастотной аномалии (Рисунок 2.16Б); а также на карте мгновенной фазы (Рисунок 2.16В). [Волков Д.С., 2019]

Выделяемые русла в данном пласте на площади А, вероятно, являются аналогами интерпретируемых объектов на площади В и для их обнаружения подходят аналогичные атрибуты: уверенное прослеживание в поле RMS-частот и мгновенной фазы; нечеткое распознавание на картах RMS-амплитуд и акустического импеданса. При изучении второго верхнепермского пласта коллектора на площади А, можно сделать вывод о том, что русла имеют схожие характеристики с аналогами площади В. (Рисунок 2.17).

Таким образом, автор считает, что структурный фактор при интерпретации физических атрибутов оказывает значительное влияние. Рассматриваемая структура на площади А более пологая в отличие от структуры площади В, что позволяет выполнить анализ площади в целом. На участке В выделяются две структурно-тектонические и фациальные зоны, что проявляется в резком контрасте атрибутов, тем самым делая невозможным выделение поисковых объектов на всей площади. В таком случае приходится применять методику рассмотрения вышеуказанных блоков по отдельности. По мнению автора, «контраст» поисковых объектов в поле упругих параметров играет немаловажную роль, что наглядно подтверждается при сравнении их степени выраженности на картах сейсмических атрибутов для первого и второго пласта-коллектора. При этом «контраст» контролирует такие факторы, как различие литологического состава, характера насыщения, ФЕС. Кроме того, одним из важных моментов является геометрические размеры поисковых тел и возможность их выделения по сейсмическим данным. Это объясняется различием частотного состава записи, и как следствие разрешающей способностью метода.

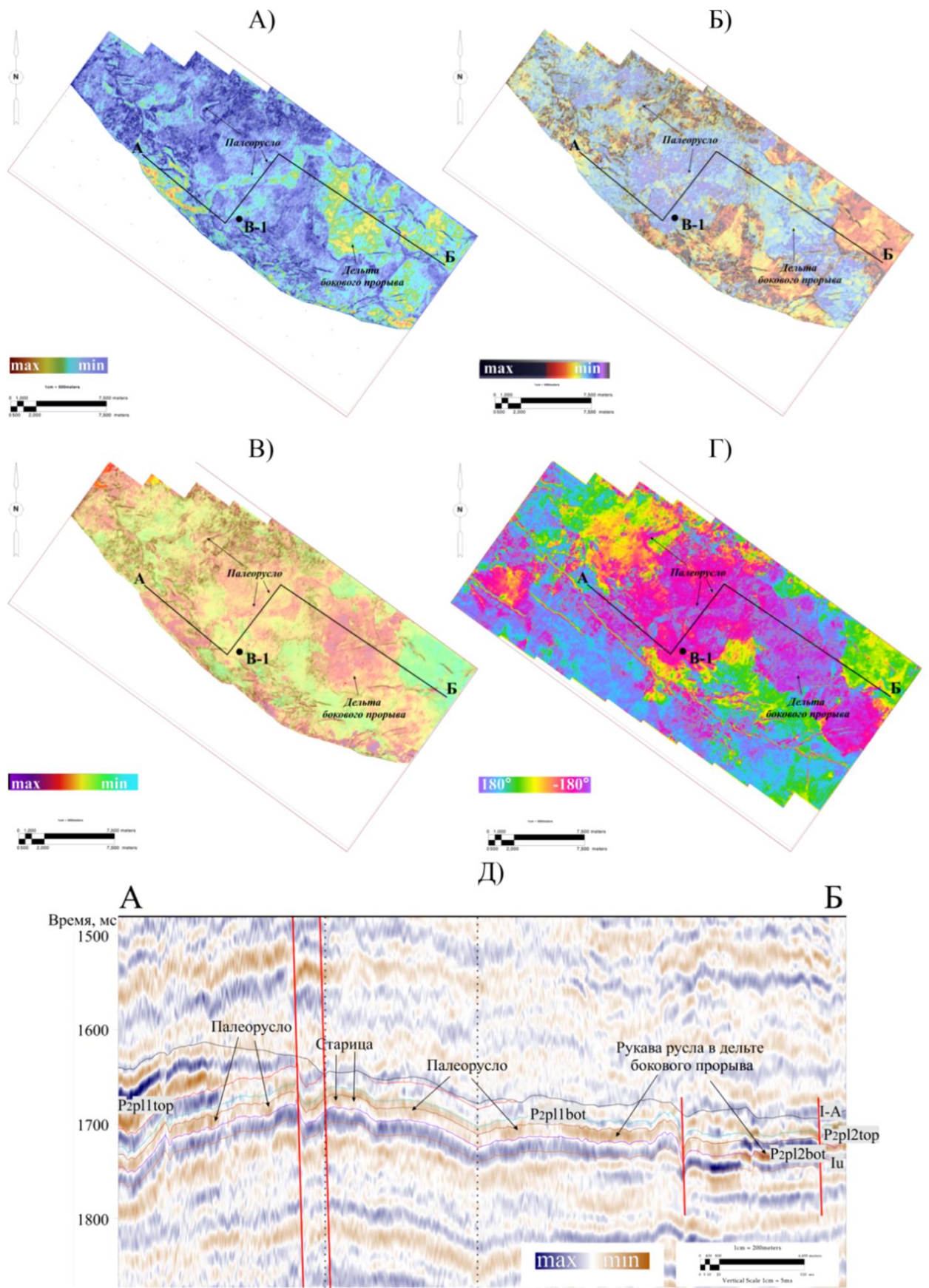


Рисунок 2.15 – Карты (площадь В) композитного атрибута когерентности и А) RMS-амплитуд в окне 10 мс под кровлей второго верхнепермского пласта-коллектора P2p12top; Б) RMS-частоты, В) акустического импеданса, Г) мгновенной фазы вдоль горизонта P2p12top+6мс; Д) Сейсмический разрез вдоль линии А–Б с элементами интерпретации для второго верхнепермского пласта-коллектора [Волков Д.С., 2019; Ростовщиков В.Б., 2022]

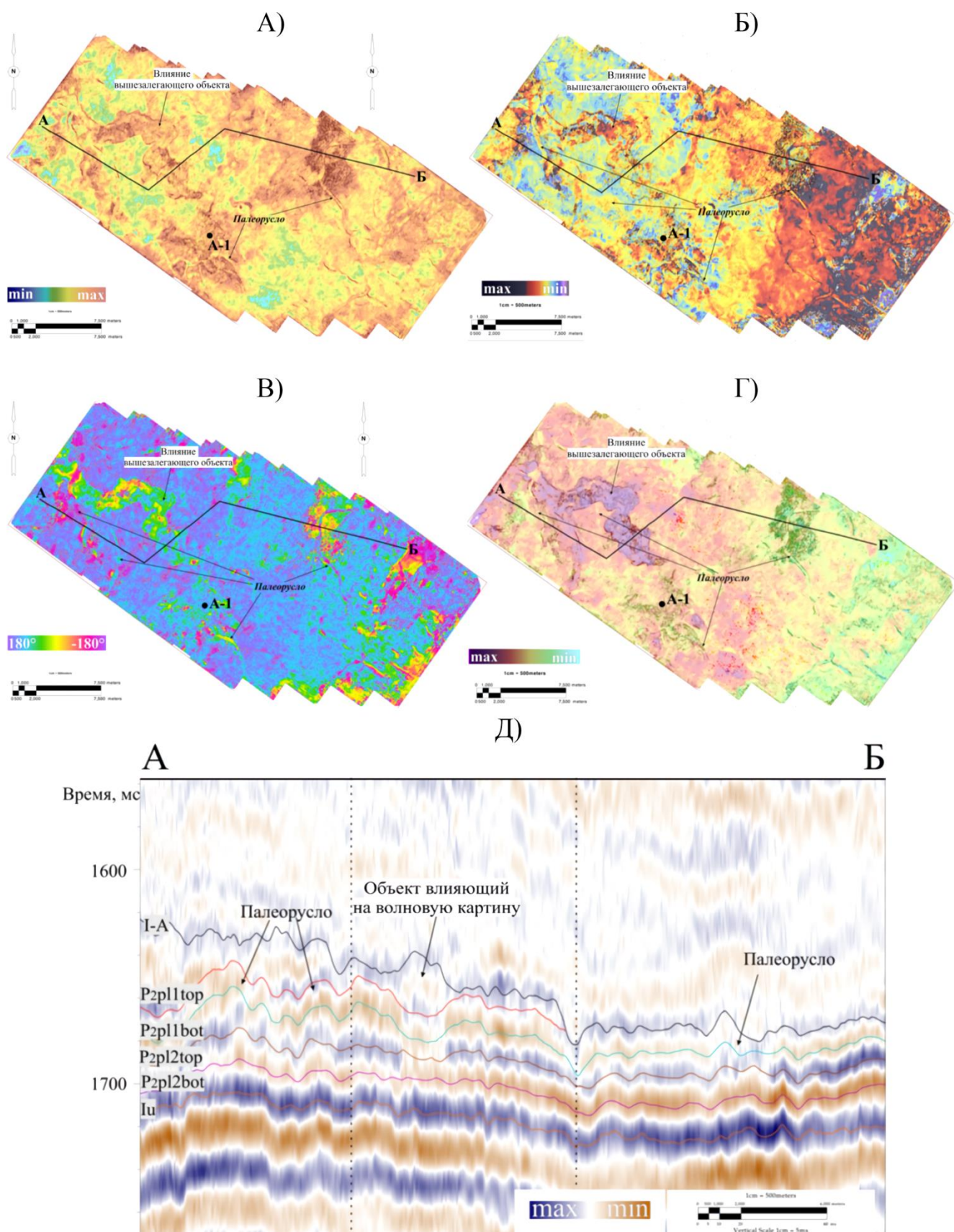


Рисунок 2.16 – Карты (площадь А) композитного атрибута когерентности и А) RMS-амплитуд в окне 10 мс над подошвой первого верхнепермского пласта коллектора P2p1bot; Б) RMS-частоты, В) мгновенной фазы, Г) акустического импеданса по стратиграфическому срезу P2p1bot-0,25*(P2p1bot-P2p1top); Д) Сейсмический разрез вдоль линии А-Б с элементами интерпретации [Волков Д.С., 2019]

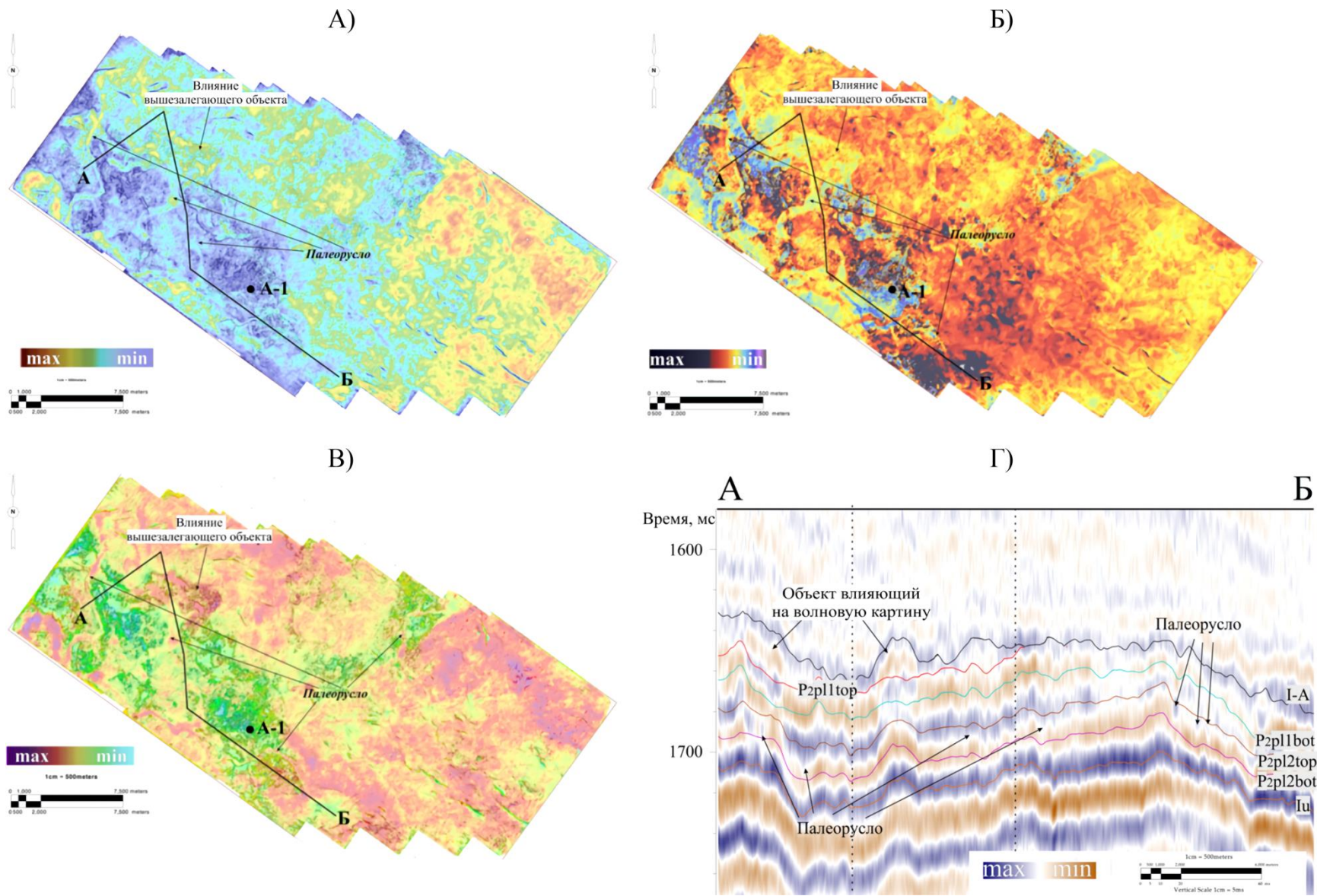


Рисунок 2.17 – Карты (площадь А) композитного атрибута когерентности и А) RMS-амплитуды в окне 12 мс под горизонтом P2pl2top; Б) RMS-частоты, В) акустического импеданса по стратиграфическому срезу $P2pl2top + 0,5 * (P2pl1bot - P2pl1top)$; Г) Сейсмический разрез вдоль линии А-Б с элементами интерпретации [Волков Д.С., 2019]

Анализ и обобщение априорной информации по разрабатываемым залежам в верхнепермских отложениях на месторождениях НАО ТП НГП

Для оценки ФЕС пород коллекторов по результатам бурения, опробования и интерпретации ГИС данных по одной скважине недостаточно, поскольку она характеризует только одну точку на исследуемой площади. С целью количественного прогноза ФЕС пород-коллекторов выполнены обобщение и анализ априорной геологической информации [Большаков Р.Г., 2004] по месторождениям Ненецкого Автономного Округа, которые могут являться аналогами ловушек УВ акваториального продолжения Тимано-Печорской НГП.

В Таблице 2.1 представлены ФЕС пород-коллекторов уфимского и казанско-татарского ярусов, приуроченных к верхнепермским отложениям, месторождений Печоро-Колвинской и Варандей Адзвинской НГО, запасы которых числятся на государственном балансе [Большаков Р.Г., 2004].

Ловушки месторождений Печоро-Колвинской НГО и Варандей-Адзвинской НГО характеризуются незначительными эффективными нефте – и газонасыщенными толщинами. В Варандей-Адзвинской НГО открыты преимущественно нефтяные залежи. При опробовании в скважине А-1, расположенной в Хорейверской НГО, в интервале отложений нерасчлененного казанско-татарского яруса получен непромышленный приток нефти с фильтратом бурового раствора дебитом 1,31 м³/сут, что подтверждает их продуктивность. При испытании в скважине В-1 (Варандей-Адзвинская НГО) в интервале отложений нерасчлененного казанско-татарского яруса получен приток нефти дебитом 48 м³/сут, что обусловлено оптимальным заложением скважины по структурному плану и вскрытием русловых отложений, имеющих предположительно высокие ФЕС пород-коллекторов.

Коллекторы на исследуемых месторождениях согласно классификации атласа ТП НИЦ [Никонов Н.И., 2000] характеризуются как среднеёмкие со средними значениями пористости порядка 20%, проницаемости – 200 мД, нефтегазонасыщенности – 60%. Данные величины близки к оцениваемым по результатам РИГИС в скважине В-1, что, в целом, может являться характеристикой выделенных объектов, интерпретируемых как заполненные преимущественно песчаным материалом палеорула и обладающих повышенными ФЕС пород коллекторов.

Доля коллекторов в разрезе верхнепермского ПР зависит главным образом от условий седиментации. Согласно литофациальной карте верхнепермских отложений изучаемые площади расположены в зоне низменных и надприливных палеоравнин, с ожиданием доли коллекторов в разрезе до 45% [Теплов Е.Л., 2011], что подтверждено на представленных картах сейсмических атрибутов. В качестве месторождений аналогов для выявленных геологических объектов можно привести Хыльчуйское НГКМ, а также группу месторождений в центральной части Колвинского мегавала (Харьягинское НМ, Возейское НГМ).

Таблица 2.1 – Анализ ФЕС пород-коллекторов верхнепермского возраста на месторождениях Ненецкого АО Тимано-Печорской НГП [Большаков Р.Г., 2004]

| НГО | Месторождение | Возраст | Характер насыщения | Глубина, м | Площадь, тыс. м ² | Насыщенная толщина, м | Кп. откр., % | Кнг, д.ед. | КИН | Кпр, мкм ² |
|--|----------------------|--------------------------------------|--------------------|--------------------|------------------------------|-----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|
| Печоро-Колвинская | Василковское ГКМ | P ₂ kz+t | газ | 1649 | 8500 | 5,9 | 16,3 | 0,47 | – | – |
| | | P ₂ u | газ | 1730 | 1169 | 3,6 | 20 | 0,65 | – | – |
| | Коровинское ГКМ | P ₂ t | газ | 1562 | 53600 | 10,1 | 20 | 0,54 | – | – |
| | Кумжинское ГКМ | P ₂ u-P ₂ kz+t | газ | 1530 | 6600 | 4,9 | 17 | 0,56 | – | – |
| | Сарутаюское НМ | P ₂ u | нефть | 2000 | 15800 | 4 | 21 | 0,54 | 0,48 | 0,021 |
| | Харьягинское НМ | P ₂ u | нефть | 1556 | 85550 | 3,15 | 22 | 0,54 | 0,568 | 0,984 |
| | Хыльчюуское НГКМ | P ₂ | нефть | 1800 | 13700 | 5,9 | 17 | 0,56 | 0,37 | 0,04 |
| | | P ₂ | нефть | 1760 | 16475 | 3,3 | 18 | 0,61 | 0,27 | 0,04 |
| | Южно-Хыльчюуское ГНМ | P ₂ u | газ | 1790 | 10025 | 3,8 | 16 | 0,47 | – | – |
| | | P ₂ u | газ | 1700 | 3800 | 2,9 | 16 | 0,59 | – | – |
| | Южно-Шапкинское НГКМ | P ₂ u | нефть | 1350 | 4646 | 10,8 | 16 | 0,9 | 0,41 | 0,03 |
| Ярейюское НГКМ | P ₂ u | газ | 1941 | - | 5,8 | 13 | 0,6 | – | – | |
| <i>Среднее значение по Печоро-Колвинской НГО:</i> | | | | <i>1697</i> | <i>19988</i> | <i>5,4</i> | <i>17,7</i> | <i>0,59</i> | <i>0,42</i> | <i>0,22</i> |
| ВАНГО | Лабаганское НМ | P ₂ u | нефть | 1120 | 12350 | 8,6 | 29 | 0,63 | 0,2 | 0,24 |
| | Наульское НМ | P ₂ +T ₁ | нефть | 1180 | 27575 | 11 | 26 | 0,6 | 0,2 | – |
| | Торавейское НМ | P ₂ | нефть | 1345 | 10500 | 4,4 | 23 | 0,65 | 0,2 | – |
| | Южно-Торавейское НМ | P ₂ u | нефть | 1300 | 7194 | 9,5 | 25 | 0,64 | 0,1 | 0,231 |
| <i>Среднее значение по Варандей-Адзьвинской НГО:</i> | | | | <i>1236</i> | <i>14405</i> | <i>8,4</i> | <i>25,8</i> | <i>0,63</i> | <i>0,18</i> | <i>0,24</i> |
| <i>Среднее значение по НАО:</i> | | | | <i>1582</i> | <i>18499</i> | <i>6,1</i> | <i>19,7</i> | <i>0,60</i> | <i>0,31</i> | <i>0,23</i> |

На месторождениях Колвинского мегавала верхнепермские отложения представлены тремя толщами: нижняя (50–100 м) – сероцветная, сложенная песчаниками с прослоями глин и алевролитов, отнесенных по фаунистическим остаткам к уфимскому ярусу; средняя (110–120 м) – пестроцветная, сложенная преимущественно зеленовато-серыми и коричневыми глинами и алевролитами, приуроченная предположительно к отложениям казанского яруса; верхняя (20–190 м) – углистая, сложенная переслаиванием сероцветных глин, алевролитов и песчаников, содержащих углистые включения и прослойки, отнесенная к татарскому ярусу.

Данных по пробуренным поисковым и разведочным скважинами между Возейским и

Харьгинским месторождениями недостаточно для уверенного прослеживания русловых отложений. Они прослежены на значительное расстояние вдоль осевых зон Возейского и Харьгинского валов. В частности, русловые отложения пласта РIII имеют протяженность порядка 140 км и выделяются как единое геологическое тело (Рисунок 2.18).

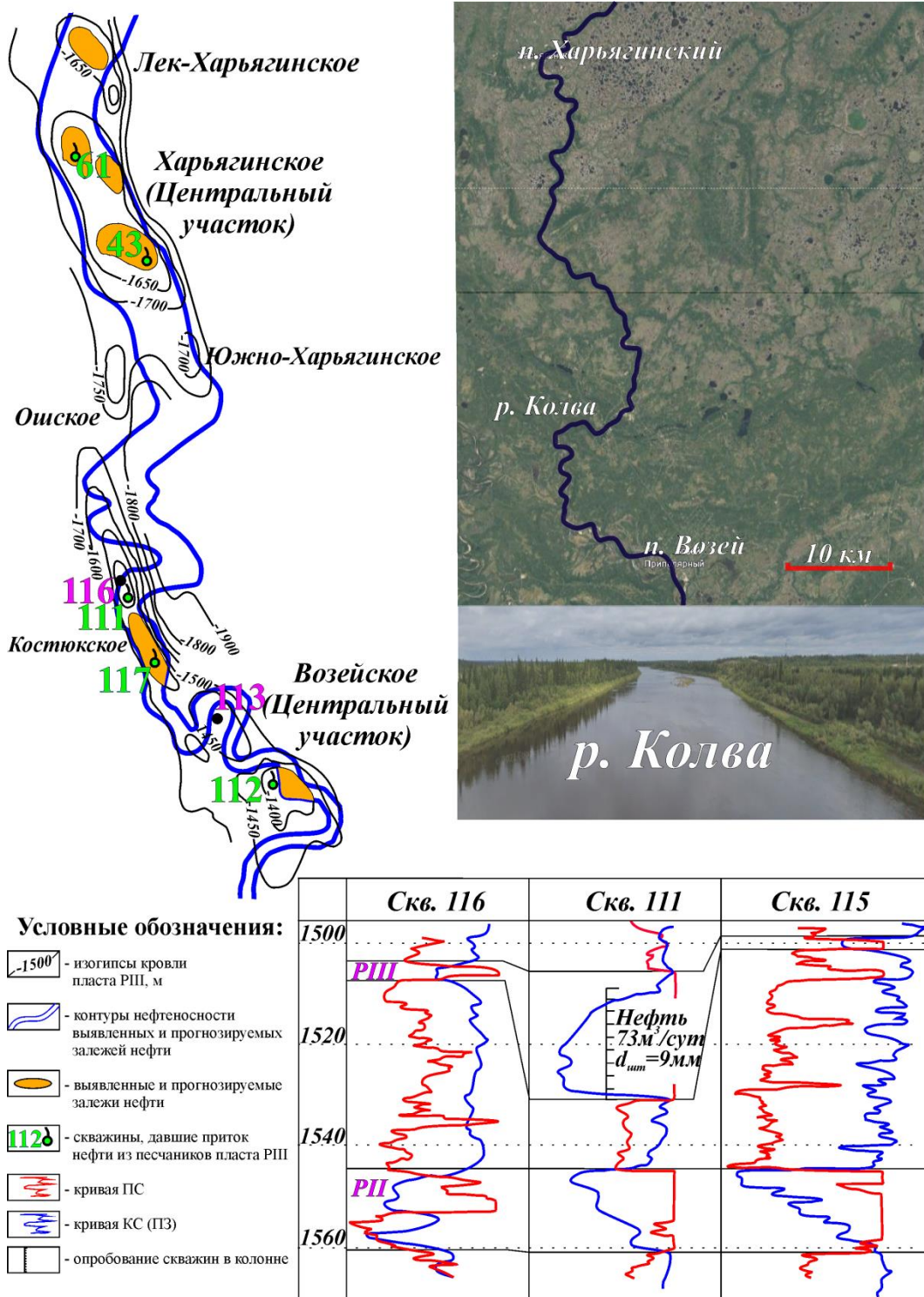


Рисунок 2.18 – Структурная карта кровли пласта РIII (уфимский ярус) в центральной части Колвинского мегавала, с предполагаемыми контурами р. Праколва и современным положением р. Колва (принцип геологического актуализма). Дополнительно представлено сопоставление разрезов скважин Возейского месторождения вкрест простирания пласта РIII (Волков Д.С. по материалам Никонов Н.И., 1983)

При реконструкции геологических условий осадконакопления выявлены врезы песчаников в нижележащие глины и алевролиты, что свидетельствует о наличии аллювиальных долин. Из вышеизложенного следует, что по территории Возейского вала в уфимское время протекала крупная древняя река (Праколва) со спокойным равнинным течением, что обусловило плохую сортировку песчаников русловой долины, представленных преимущественно мелко- и среднезернистыми разностями, с редкими включениями гальки и прослоями гравелита. [Никонов Н.И., 1983]

К настоящему времени на Харьягинском и Возейском месторождениях выявлен ряд залежей нефти, приуроченных к русловым отложениям уфимского и казанского ярусов.

В центральной части Возейского месторождения притоки нефти получены из пластов РІ, РІІ, РІІІ уфимского яруса. В скважине 112 максимальный дебит составил $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ переливом. Нефть тяжелая – $0,9117 \text{ г/см}^3$, вязкая – $193 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, с весьма низким газовым фактором – $3,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Залежи нефти, выявленные скважине 112, приурочены к русловым (пласт РІІІ) и дельтовым (пласт РІ и РІІ) песчаникам. [Никонов Н.И., 1983]

В северной части Возейского месторождения в пределах Костюкского поднятия притоки нефти получены из пластов РІІ и РІІІ уфимского яруса и из РІV казанского. В скважине 111 нефть получена из интервала 1508–1530 м (пласт РІІІ) дебитом $160 \text{ м}^3/\text{сут}$ на штуцере 12 мм. Нефть утяжеленная – $0,8507 \text{ г/см}^3$, вязкостью $12,75 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, с низким газовым фактором – $8,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Выявленные залежи нефти приурочены к дельтовым (РІІ и РІІІ) и русловым (РІV) песчаникам. [Никонов Н.И., 1983]

На центральном участке Харьягинского месторождения залежи нефти выявлены в пластах РІІ и РІІІ уфимского яруса (песчаники устьевых баров) и в пластах РІV и РV казанского (русловые песчаники). Из песчаников устьевых баров (РІІ и РІІІ) получены притоки нефти дебитом $11\text{--}19 \text{ м}^3/\text{сут}$. Однако в скважине 61 из интервала 1694–1710 м (РІІІ) дебит нефти составил $166,8 \text{ м}^3/\text{сут}$ на штуцере 13 мм. Нефть, полученная из скважины 43, легкая – $0,835 \text{ г/см}^3$, с повышенным газовым фактором – $76,1 \text{ м}^3/\text{м}^3$. [Никонов Н.И., 1983]

Коллекторские свойства песчаников, приуроченные к дельтовым отложениям на Возейской площади, отличаются наилучшими характеристиками: в скв. 111 в пласте РІІІ пористость 27,5% (74 образца), проницаемость $1,5 \text{ мкм}^2$ (38 образцов); в скв. 112 в пласте РІІ соответственно 25,9% (67 образцов), $1,16 \text{ мкм}^2$ (52 образца). В русловых отложениях коллекторские свойства песчаников незначительно ухудшаются: в скв. 112 в пласте РІІІ пористость 24,6% (6 образцов), проницаемость $0,6 \text{ мкм}^2$ (5 образцов). Более низкие коллекторские свойства песчаников области устьевого бара; в скв. 111 в пласте РІ пористость 23,5% (15 образцов), проницаемость $0,09 \text{ мкм}^2$ (13 образцов). [Никонов Н.И., 1983]

Анализ сейсмических атрибутов в верхнекаменноугольно-нижнепермском интервале разреза

Следующим анализируемым интервалом разреза является верхнекаменноугольно-нижнепермский. При рассмотрении карты изохрон по кровле карбонатных отложений площади В контрастно выделяются две структуры, которые отделены друг от друга региональным дизъюнктивным нарушением. При выполнении атрибутного анализа тестировался расчет как по отдельным структурно-тектоническим областям площади В, так и по всему участку в целом. По результатам данной работы автором сделан вывод, что в пределах участка физические атрибуты преимущественно неинформативны, так как не позволяют выделить какие-либо структурно-тектонические и фациальные особенности зоны. Геометрические атрибуты подчеркивают структурно-тектонический план и позволяют выделить аномалии, предположительно связанные с карстовыми образованиями. (Рисунок 2.19)

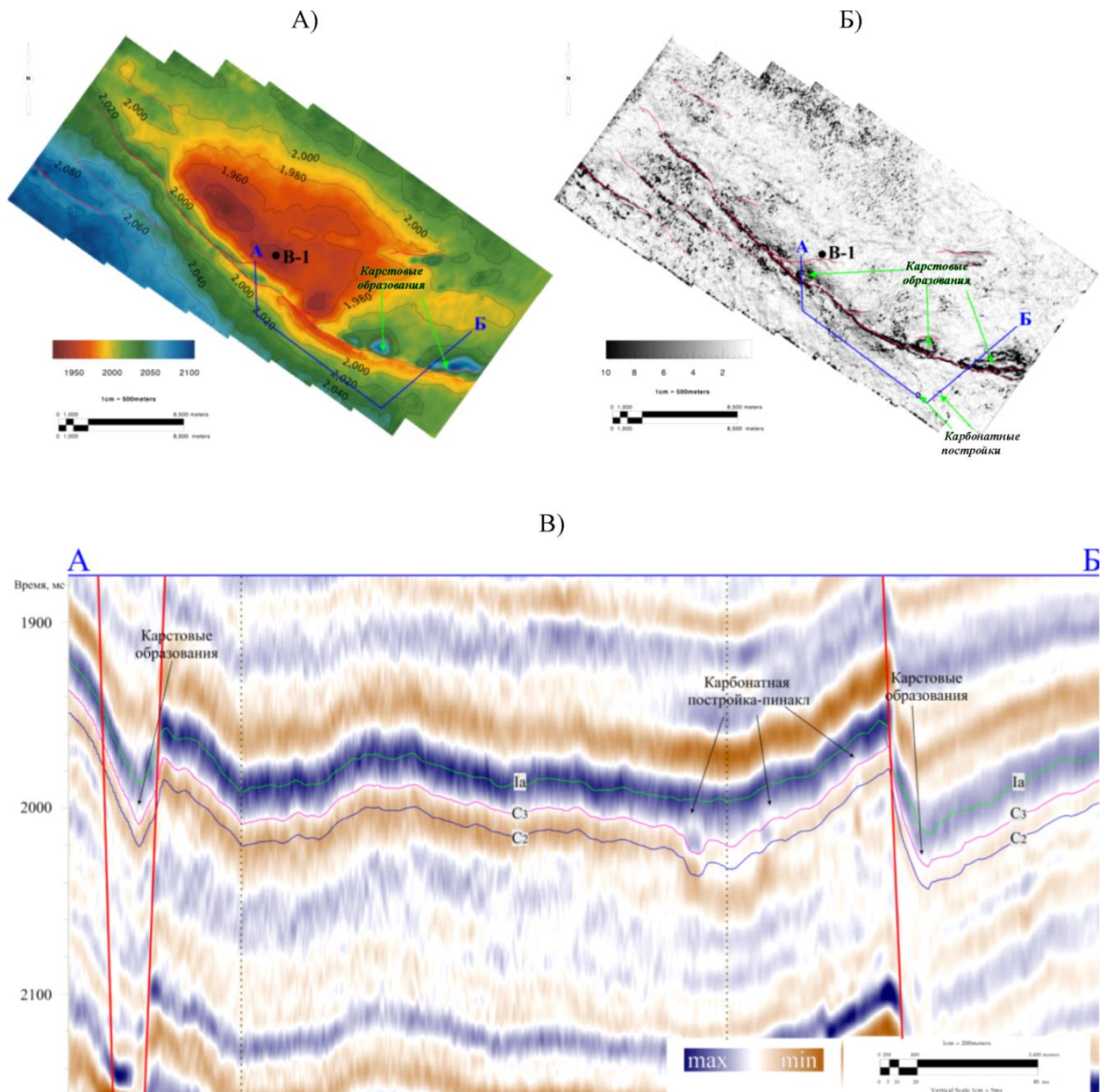


Рисунок 2.19 – Карта (Площадь В) А) изохрон, Б) наклона вдоль отражающего горизонта C2; В) сейсмический разрез вдоль линии А–Б [Волков Д.С., 2019]

Наиболее отчетливо данные объекты проявляются в поле атрибута наклона, так как на временных разрезах наблюдается скоростная аномалия в виде ложных локальных синформ (прогибание осей синфазности за счет пониженных скоростей в закарстованных известняках). Данная аномалия проявляется на относительно приподнятом северном тектоническом блоке, что может охарактеризовать данную область как зону предположительного поднятия, характеризующуюся карстообразованием (зона с интенсивным водообменом и протекающими в ней процессами выщелачивания). [Волков Д.С., 2019]

На южном, относительно погруженном блоке, автором выделены по атрибуту наклона отдельные небольшие карбонатные постройки типа «пинакл», неявно проявляющиеся на временных разрезах из-за низкочастотного состава сейсмической записи. Вероятно, данные постройки формировались в относительно погруженных участках мелководного шельфа.

На площади А помимо геометрических атрибутов, информативной также является RMS-амплитуда. На композитном атрибуте наклона и RMS-амплитуды минимальными значениями амплитуды среди максимальных значений и отличными углами наклона выделяются предположительно карстовые воронки, которые проявляются на временных разрезах, аналогично описанным объектам площади В. (Рисунок 2.20)

Максимальные амплитуды сосредоточены в пределах приподнятых частей разреза, что, скорее всего, свидетельствует о зонах относительного поднятия мелководного шельфа. Между указанными зонами расположен район минимальных значений RMS-амплитуд, характеризующийся узкими протяженными зонами северо-западного простирания, имеющих достаточно низкие значения амплитуд и другие значения наклона. На временных разрезах автором прослежены цепочки карбонатных построек – пинаклов.

На восточной части куба, автором прослежена зона относительного погружения шельфа с пониженными значениями RMS-амплитуд, на которой проявляются отдельные изометричные тела другого наклона и несколько больших значений амплитуд. На временных разрезах наблюдаются отдельные карбонатные постройки типа пинакл, но не все постройки разрешены за счет низкочастотного состава записи. Под постройками наблюдается амплитудно-частотная аномалия, что может свидетельствовать о насыщении этих тел углеводородами.

Подводя итоги по анализу верхнекаменноугольно-нижнепермского карбонатного интервала разреза, автором сделаны следующие выводы.

Структурный фактор при расчете физических атрибутов оказывает большее влияние, чем в терригенном интервале разреза. Так, на площади В информативны только геометрические атрибуты, а на участке А. помимо вышеуказанных, RMS-амплитуда. Однако этот параметр также коррелирует с палеорельефом изучаемой поверхности.

Отсутствие кластеризации пород по литологическому составу, насыщению,

петрофизическим свойствам в поле упругих обуславливает неинформативность физических атрибутов. Также одним из важных моментов является геометрические размеры поисковых тел и разрешающая способность метода, что обуславливает степень выраженности объектов на сейсмических разрезах и картах атрибутов. [Волков Д.С., 2019]

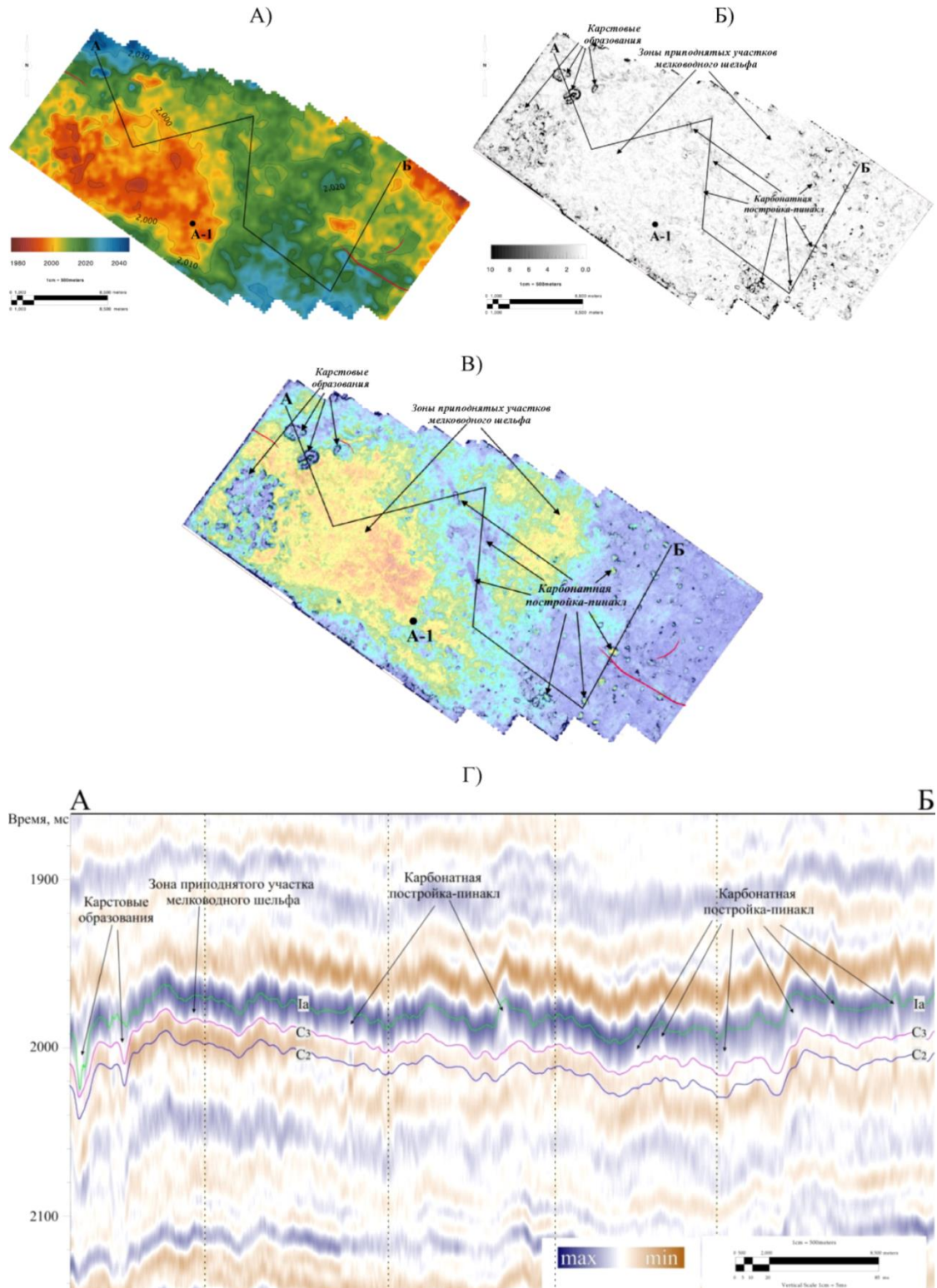


Рисунок 2.20 – Площадь А. Карта А) изохрон, Б) наклона вдоль ОГ C2; В) композитного атрибута когерентности и RMS-амплитуды в окне 20 мс над ОГ C2; Г) сейсмический разрез вдоль линии А–Б [Волков Д.С., 2019]

Анализ и обобщение априорной информации по разрабатываемым залежам верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений на месторождениях НАО ТП НГП

Для оценки ФЕС пород коллекторов выполнен анализ априорной геологической информации по месторождениям Ненецкого Автономного Округа, которые могут являться аналогами ловушек УВ акваториального продолжения ТП НГП [Большаков Р.Г., 2004].

В Таблице 2.2 представлены ФЕС пород-коллекторов для средне- и верхнекаменноугольных, а также нижнепермских отложений ассельского и сакмарского ярусов, месторождений Печоро-Колвинской, Варандей Адзвинской и Хорейверской НГО, запасы которых числятся на государственном балансе [Большаков Р.Г., 2004].

Ловушки месторождений Варандей-Адзвинской НГО характеризуются наибольшими средними значениями эффективных нефте – и газонасыщенных толщин (18 м). В Варандей-Адзвинской НГО и Хорейверской НГО открыты преимущественно нефтяные залежи.

При опробовании в скважине А-1, расположенной в Хорейверской НГО, в интервале верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений получен слабый приток газа, что подтверждает их продуктивность. При опробовании скважины В-1 (Варандей-Адзвинская НГО), расположенной в куполе структуры, в изучаемом интервале отложений получен высокосернистый газ (12,95% объемных) дебитом 680 тыс. м³/сут и газоконденсат. Было открыто нефтегазоконденсатное месторождение в акватории Печорского моря, где впервые (1986 г.) на континентальном Арктическом шельфе получены промышленные притоки УВ.

Коллекторы на исследуемых месторождениях согласно классификации атласа ТП НИЦ [Никонов Н.И., 2000] характеризуются как средне- и высокочемкие со средними значениями пористости порядка 15% и проницаемости порядка 180 мД. Среднее значение коэффициента нефтегазонасыщенности составляет 75%.

Средние значения ФЕС пород-коллекторов по рассматриваемым НГО близки к оцениваемым по результатам РИГИС в скважинах А-1 (Хорейверская НГО) и В-1 (Варандей-Адзвинская НГО), что, в целом, может являться характеристикой выделенных объектов, представленных преимущественно органогенными и органогенно-детритовыми известняками, местами окремнелыми, плотными, доломитизированными.

По мнению автора, месторождениями-аналогами для выявленных перспективных объектов в результате динамического анализа сейсмических могут являться Сандивейское и Варандейское нефтяные месторождения.

Таблица 2.2 – Анализ ФЕС пород-коллекторов верхнекаменноугольного и нижнепермского (ассель-сакмарского) возраста на месторождениях НАО Тимано-Печорской НГП [Большаков Р.Г., 2004]

| НГО | Месторождение | Возраст | Характер насыщения | Глубина, м | Площадь, тыс. м ² | Насыщенная толщина, м | Кп. откр, % | Кнг, д.ед. | КИН | Кпр, мкм ² |
|--|----------------------|--------------------------------------|--------------------|------------|------------------------------|-----------------------|-------------|------------|------|-----------------------|
| ВАНГО | Варандейское НМ | P _{1a+s} - P _{1ar} | нефть | 1641 | 20750 | 12,6 | 15 | 0,8 | 0,33 | 0,12 |
| | Междуреченское НМ | P _{1a+s} | нефть | 1413 | 3000 | 23 | 9 | 0,73 | 0,25 | 0,05 |
| | Торавейское НМ | P _{1a+s} | нефть | 1515 | 24500 | 24,5 | 16 | 0,8 | 0,31 | 0,05 |
| | Лабаганское НМ | P _{1a+s} | нефть | 1550 | 2825 | 13,1 | 9 | 0,68 | 0,32 | 0,09 |
| <i>Среднее значение по ВА НГО:</i> | | | | 1530 | 12769 | 18,3 | 12,3 | 0,75 | 0,30 | 0,08 |
| Хорейверская | Сандивейское НМ | C ₃ | нефть | 2240 | 27212 | 11 | 13 | 0,82 | 0,38 | 0,08 |
| | | P _{1a+s} | нефть | 2210 | 9120 | 6,4 | 17 | 0,79 | 0,37 | 0,1 |
| | Мусюршорское НМ | P _{1a+s} - C ₃ | нефть | 2480 | 4970 | 9,65 | 11 | 0,89 | 0,37 | 0,037 |
| | Северо-Хаяхинское НМ | P _{1a+s} | нефть | 2150 | 2225 | 4,5 | 11 | 0,77 | 0,37 | 0,216 |
| | | C ₃ | нефть | 2208 | 3900 | 1,4 | 13 | 0,82 | 0,38 | – |
| <i>Среднее значение по Хорейверской НГО:</i> | | | | 2258 | 9485 | 6,6 | 13 | 0,82 | 0,37 | 0,11 |
| Печоро-Колвинская | Василковское ГКМ | P ₁ -C ₂ | газ | 2248 | 58110 | 26,3 | 18,5 | 0,9 | – | – |
| | Ванейвисское НГКМ | C ₂ -C ₃ | нефть | 2660 | 48520 | 6,6 | 16 | 0,5 | 0,2 | – |
| | | C ₂ -C ₃ | газ | 2660 | 63360 | 34 | 19 | 0,3 | – | – |
| | Коровинское ГКМ | P _{1a+s} - C ₃ | газ | 2217 | 42850 | 11,8 | 16 | 0,73 | – | – |
| | Кумжинское ГКМ | C ₂ -C ₃ | газ | 2260 | 98850 | 26,5 | 17 | 0,85 | – | – |
| | Лаявожское НГКМ | P _{1s} | газ | 2340 | 80800 | 5 | 18 | 0,86 | – | – |
| | | P _{1a} -C ₃ | нефть | 2405 | 119925 | 4,1 | 15 | 0,88 | 0,2 | – |
| | Лекхарьягинское НМ | P _{1a+s} | нефть | 1862 | 67,25 | 3,4 | 16 | 0,88 | 0,48 | 0,03 |
| | Сарутаюсское НМ | P _{1a+s} | нефть | 2250 | 2500 | 8,3 | 12 | 0,67 | 0,37 | – |
| | С.-Харьягинское НМ | P _{1a+s} | нефть | 2170 | 28800 | 2,3 | 11 | 0,79 | 0,41 | 0,015 |
| | Южно-Шапкинское НГКМ | P _{1a+s} | нефть | 1770 | 9300 | 7,7 | 17 | 0,78 | 0,5 | 0,72 |
| | | P _{1a+s} | нефть | 1840 | 31264 | 20 | 17 | 0,78 | 0,37 | 0,18 |
| C ₂ -C ₃ | | нефть | 1890 | 17545 | 29,7 | 17 | 0,78 | 0,37 | 0,56 | |
| P _{1a+s} | | газ | 1770 | – | – | 14 | – | – | – | |
| C ₂ -C ₃ | | газ | 1890 | – | – | 14 | – | – | – | |

Продолжение Таблицы 2.2

| НГО | Месторождение | Возраст | Характер насыщения | Глубина, м | Площадь, тыс. м ² | Насыщенная толщина, м | Кп. откр, % | Кнг, д.ед. | КИН | Кпр, мкм ² |
|---|--------------------|-------------------|--------------------|-------------|------------------------------|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-----------------------|
| ПКНГО | Ю.-Хыльчуйское ГНМ | P _{1a+s} | нефть | 2220 | 55315 | 25,1 | 18 | 0,87 | 0,43 | 0,41 |
| | Ярейюское НГКМ | P _{1a+s} | газ | 1539 | – | 6 | 24 | 0,4 | – | – |
| | | P _{1a+s} | нефть | 2031 | 40425 | 5,3 | 12 | 0,81 | 0,3 | 0,002 |
| <i>Среднее значение по Печоро-Колвинской НГО:</i> | | | | <i>2112</i> | <i>46509</i> | <i>13,9</i> | <i>16,2</i> | <i>0,74</i> | <i>0,36</i> | <i>0,27</i> |
| <i>Среднее значение по НАО:</i> | | | | <i>2053</i> | <i>33172</i> | <i>13,1</i> | <i>15</i> | <i>0,76</i> | <i>0,35</i> | <i>0,18</i> |

Сандивейское НМ (Рисунок 2.21) расположено в пределах Коллависовского НГР Хорейверской НГО. В переходной Сандивейской зоне ловушек с глинисто-мергелистым составом отложений иловых впадин шельфа, замещающихся к востоку фациями мелководных палеоподнятий, коллекторы приурочены к карбонатным отложениям верхнего карбона – нижней перми и представлены детритовыми известняками, пористость которых достигает 11–17%. Толщины продуктивных пластов изменяются в диапазоне от первых метров до 10–15 м (Сандивейское, Западно-Хаяхинское и Хаяхинское месторождения). [Теплов Е.Л., 2011]

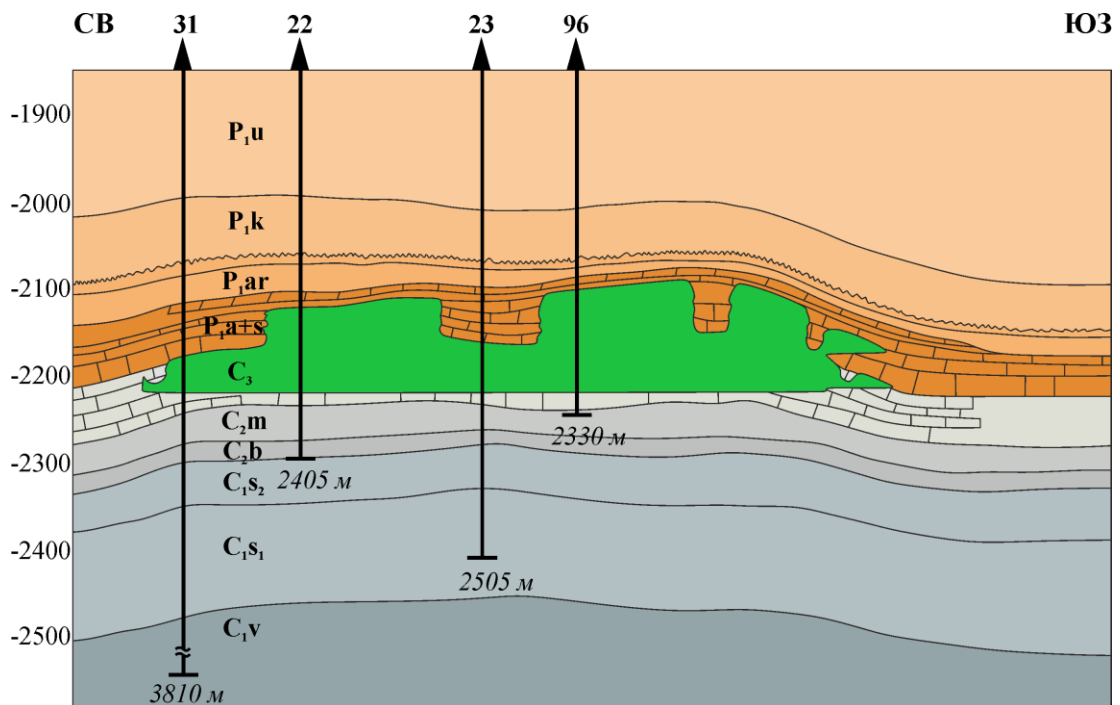


Рисунок 2.21 – Схематичный геологический разрез Сандивейского месторождения (Волков Д.С. по материалам Большакова Р.Г., 2004)

В отложениях, отнесенных к ассельскому и сакмарскому ярусу нижней перми, выявлена пластовая, сводовая, литологически ограниченная залежь, покрывшей для которой являются

глинистые отложения артинского и кунгурского возраста. Породы-коллекторы представлены светлыми органогенно-детритовыми известняками.

При комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки на Сандивейской площади выявлены карбонатные постройки (биогермы) нижнепермского возраста, которые являются промышленно нефтеносными. (Рисунок 2.22).

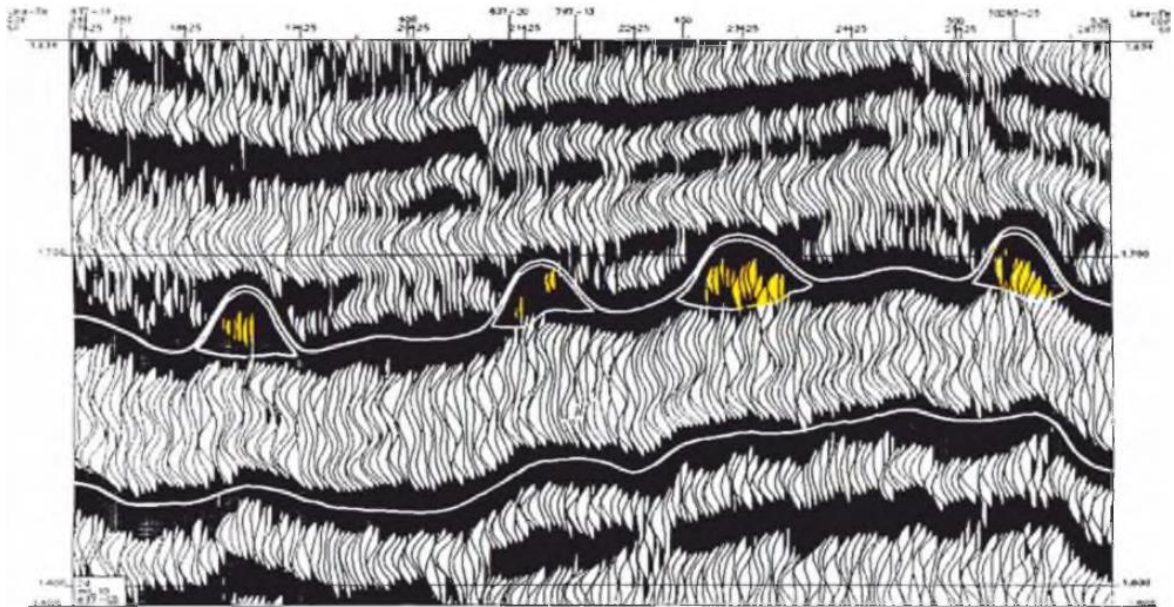


Рисунок 2.22 – Аномалия волновой картины типа «риф». Нижнепермские отложения, Сандивейское нефтяное месторождение. [Богданов Б.П., 2014]

Дебиты нефти при опробовании нижнепермских отложений составили от 0,3 до 164,3 м³/сут. Полученная нефть характеризуется как нормальная по плотности, низковязкая, слабopарafинистая, слабосмолистая, сернистая.

В верхнекаменноугольных отложениях Сандивейского месторождения выявлена массивная, сводовая, литологически ограниченная залежь, покрывкой для которой являются глинистые отложения с пропластками глинистых известняков ассель-сакмарского возраста. Породы-коллекторы представлены детритовыми и водорослевыми известняками. При опробовании фонтанные дебиты нефти изменялись от 1,3 до 140,5 м³/сут. Нефть имеет аналогичные физико-химические свойства. [Большаков Р.Г., 2004]

Примером сложнопостроенного природного резервуара со сложным сочетанием разнофациальных отложений является коллектор северной части вала Сорокина, На Варандейской площади (Рисунок 2.3) органогенная постройка ассельско-сакмарского возраста имеет сложное строение и представляют собой чередование образований различных генетических типов: мелководных отмелей, биогермов и межбиогермных образований с мелкой цикличностью, характерной для разрезов рифовых комплексов.

Распределение пород коллекторов по площади и разрезу неравномерное. Наилучшими

ФЕС характеризуются отложения ассельско-сакмарского возраста юга Варандейской площади, в том числе содержащие биогермные постройки. Отмечается возрастание ФЕС вверх по разрезу, что связано, вероятно, с повышенной трещиноватостью пород, сопряженной с активизирующими процессы перекристаллизации и выщелачивания дизъюнктивными деформациями. Резервуар изолирован региональной межкомплексной нижнепермской (кунгурской) покрывкой с высокой экранирующей способностью. Нижнепермская залежь характеризуется как массивная, сводовая. При опробовании получены дебиты тяжелой, сернистой нефти объемом от 9,6 до 86,4 м³/сут. [Теплов Е.Л., 2011]

Анализ сейсмических атрибутов в нижнесилурийском интервале разреза

Автор считает, что посвященная процессам образования карбонатных построек в силурийских отложениях ТП НГП проблема является в настоящее время наименее изученной. Карбонатные постройки в данном интервале разреза установлены на Западно-Возейшорской, Баганской, Сандивейской и других площадях, достоверно рифы известны в Приуралье. По мнению Б.П. Богданова на сегодняшний день отсутствует единая корректная геологическая модель седиментации этого комплекса, что предположительно связано с деятельностью глубокого предверхнедевонского размыва силурийских отложений в пределах Большеземельского свода и нарушает целостность картины осадконакопления в это время.

При исследовании нижнесилурийских карбонатных отложений на временном разрезе по хаотичной записи волновой картины выделяется аномалия, интерпретируемая, как органогенная постройка. Объект расположен в приподнятом блоке, что достаточно характерно с геологической точки зрения для развития карбонатных построек в подобных условиях.

Динамический анализ также успешно позволил идентифицировать интерпретируемый объект. На срезе куба амплитуд выделяются зоны интенсивных отражений, соответствующих на разрезе предположительно зоне развития карбонатных построек. (Рисунок 2.23).

Следует отметить, что промышленные залежи в подобных объектах, в основном, являются сводовыми (например, «ребень» рифа). На временном разрезе представлено, что скважина А-1 расположена не в самых оптимальных структурных условиях и попадает в «межрифовый прогиб», что объясняет получение непромышленного притока нефти ($Q_n=0,275$ м³/сут) и «неоткрытие» залежи УВ (Рисунок 2.23).

Предположительно наиболее перспективная область может быть связана с аномалией типа «карбонатная постройка», где она характеризуется повышенными значениями среднеквадратичных амплитуд на картах сейсмических атрибутов вдоль кровли отражающего горизонта и имеет признаки в волновом поле на разрезе в виде хаотичной записи со слабой динамикой отражений. (Рисунок 2.23).

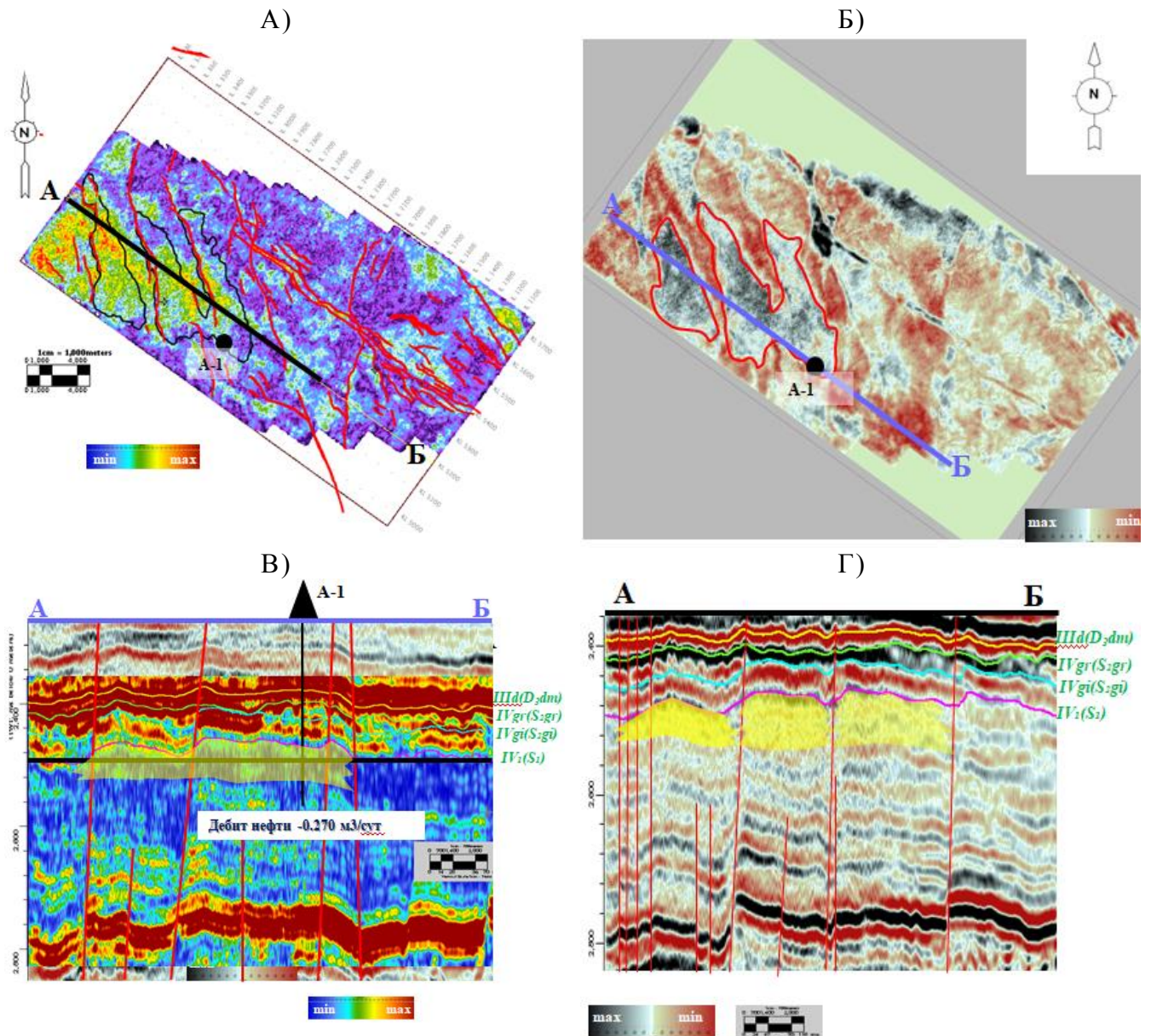


Рисунок 2.23 – А) карта RMS-амплитуд вдоль отражающего горизонта $IV_1 (S_1)$; Б) горизонтальный срез куба амплитуд (2466 мс); В) разрез куба RMS-амплитуды с элементами интерпретации; Г) сейсмический разрез через карбонатную постройку с элементами интерпретации (разработан автором)

Анализ априорной информации по разрабатываемым залежам нижнесилурийских отложений на месторождениях НАО Тимано-Печорской НГП

Для оценки ФЕС пород коллекторов выполнен анализ априорной геологической информации [Большаков Р.Г., 2004] по месторождениям НАО, которые могут являться аналогами ловушек УВ акваториального продолжения Тимано-Печорской НГП.

В Таблице 2.3 представлены ФЕС пород-коллекторов нижнесилурийских отложений по месторождениям Печоро-Колвинской, Варандей Адзвинской и Хорейверской НГО, запасы которых числятся на государственном балансе [Большаков Р.Г., 2004].

Таблица 2.3 – Анализ ФЕС пород-коллекторов нижнесилурийского возраста на месторождениях Ненецкого АО Тимано-Печорской НГП [Большаков Р.Г., 2004]

| НГО | Месторождение | Возраст | Характер насыщения | Глубина, м | Площадь, тыс. м ² | Насыщенная толщина, м | Кп. откр., % | Кнг, д.ед. | КИН | Кпр, мкм ² |
|--|--------------------------------|----------------|--------------------|-------------|------------------------------|-----------------------|--------------|-------------|-------------|-----------------------|
| Хорейверская | Восточно-Колвинское НМ | S ₁ | нефть | 4030 | 18700 | 8 | 11 | 0,83 | 0,36 | – |
| | Западно-Сандивейское НМ | S ₁ | нефть | 3300 | 3825 | 7 | 16 | 0,898 | 0,36 | 0,45 |
| | Шорсандивейское НМ | S ₁ | нефть | 3606 | 2775 | 5,25 | 12 | 0,89 | 0,3 | 0,015 |
| <i>Среднее значение по Хорейверской НГО</i> | | | | 3645 | 8433 | 6,8 | 13 | 0,87 | 0,34 | 0,23 |
| ПКНГО | Западно-Командиршорское-II ГКМ | S ₁ | газ | 4543 | 2350 | 2 | 12 | 0,85 | – | – |
| ВАНГО | Осовейское НМ | S ₁ | нефть | 3555 | 31100 | 4,5 | 10 | 0,84 | 0,3 | 0,055 |
| | Хасырейское НМ | S ₁ | нефть | 2388 | 14425 | 10,7 | 7 | 0,88 | 0,3 | 0,09 |
| <i>Среднее значение по Варандей-Адзьвинской НГО:</i> | | | | 2972 | 22763 | 7,6 | 8,5 | 0,86 | 0,3 | 0,07 |
| <i>Среднее значение по НАО:</i> | | | | 3570 | 12196 | 6,2 | 11,3 | 0,86 | 0,32 | 0,15 |

При опробовании в скважине А-1, расположенной в Хорейверской НГО, в интервале нижнесилурийских отложений получен непромышленный приток нефти ($Q_n=0,275$ м³/сут), что подтверждает их продуктивность.

Коллекторы на исследуемых месторождениях согласно классификация атласа ТП НИЦ [Никонов Н.И., 2000] характеризуются как среднеемкие со средними значениями пористости порядка 11 % и проницаемости порядка 150 мД. Среднее значение коэффициента нефтегазонасыщенности составляет 85%. Данные величины могут быть приняты в качестве прогнозных значений ФЕС выделенной карбонатной постройки при условии оптимального заложения скважины.

Наиболее выразительная волновая картина получена компанией ОАО «Севергеофизика» на Западно-Возейшорской площади. На временных разрезах в интервале между ОГ V₃ (O_{3sl}) и III–IV (D₃–S), имеющем толщину 300 мс, наблюдаются аномалии сейсмической записи, отождествленные с органогенными постройками (Рисунок 2.24). Аномалии по высоте занимают интервал не менее 100 мс, что может соответствовать 250–300 м. [Терентьев С.Э., 2010]

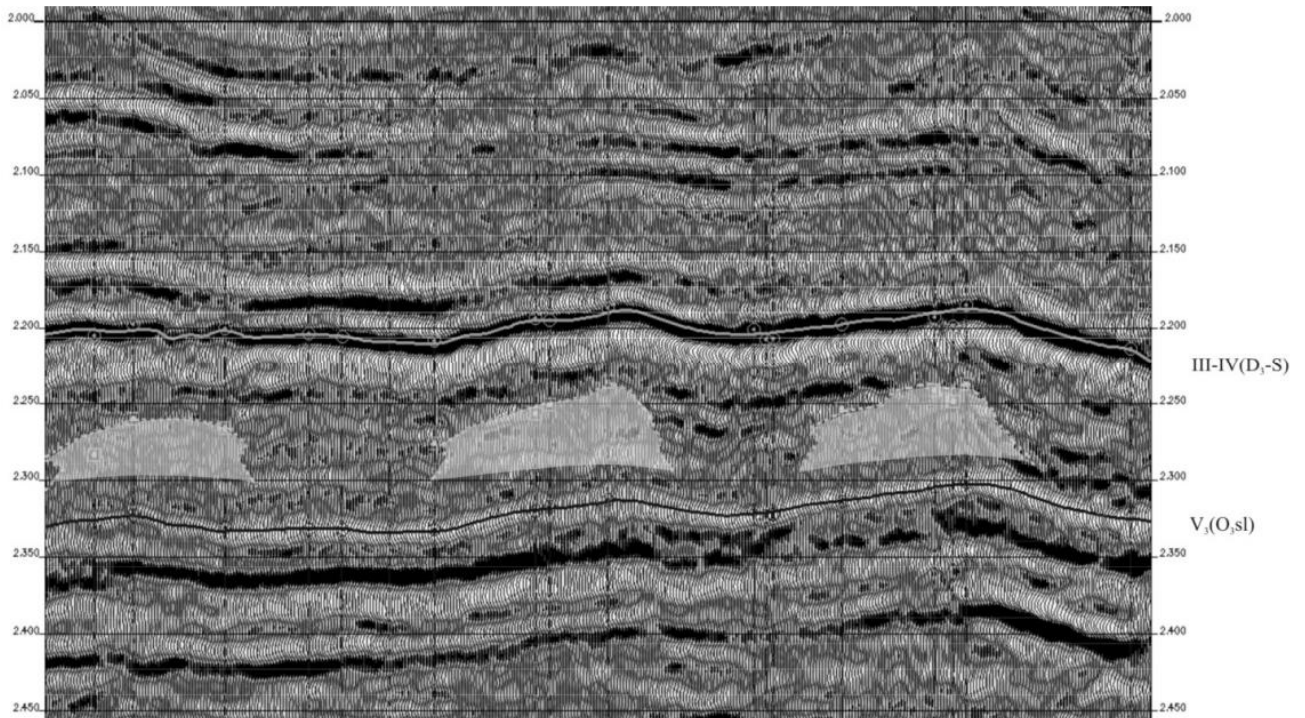


Рисунок 2.24 – Аномалия типа «риф» на временном разрезе профиля вдоль оси Западно-Возейшорской структуры [Терентьев С.Э., 2010]

По данным сейсморазведки, три постройки имеют овальную форму и располагаются цепочкой северо-восточного простирания, что имеет схожие параметры с выделенными объектами в нижнесилурийском интервале разреза. По менее ярким сейсмическим аномалиям постройки обнаруживаются на Рогозинской, Восточно-Возейюской площадях, по периферии Верхневозейского месторождения. Южнее Верхневозейского месторождения в силурийских отложениях открыт ряд нефтяных месторождений: Бадьюское, Быстринское, Восточно-Возейское, Верхне-Хатаяхское, Западно-Хатаяхское, Западно-Хатаяхское-II. Визуальный анализ временных разрезов на Западно-Хатаяхском, Западно-Хатаяхском-II (Рисунок 2.25) демонстрирует предположение о возможности развития карбонатных построек с характерным для них распределением коллекторов: повышенными толщинами в сводах и значительным сокращением на склонах и седловинах. [Терентьев С.Э., 2010]

На примере большинства перечисленных месторождений юго-западной части Хорейверской впадины отмечается, что в присводовых частях коллекторы расположены вблизи кровли силурийских отложений, что характерно для гребневых частей построек более изученных верхнедевонских отложений. Так, в отобранном керне скважины 64 Западно-Хатаяхская с глубины 3314 м наблюдается нефтенасыщение по порам и кавернам. При опробовании в процессе бурения интервала 3315–3338 м был получен приток газированного бурового раствора с пленкой нефти объемом $0,21 \text{ м}^3$ за 1 час 15 мин. [Терентьев С.Э., 2010]

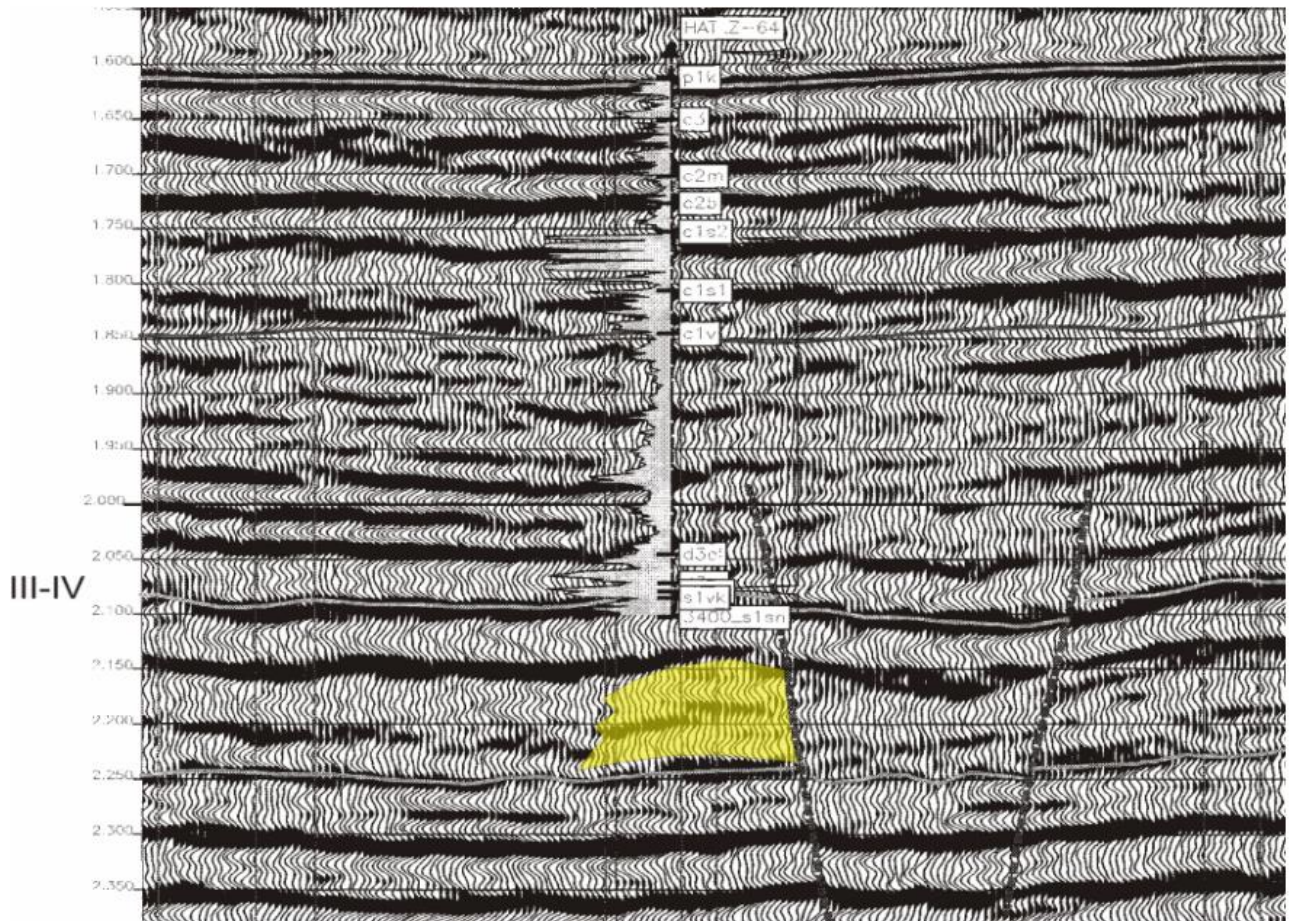


Рисунок 2.25 – Аномалия сейсмической записи в силурийских отложениях в районе скв. 64 Западно-Хатаяхского-II месторождения [Терентьев С.Э., 2010]

Некоторые исследователи (например, В.А. Жемчугова) категорически отрицают наличие карбонатных построек в ордовикско-нижнесилурийских отложениях в пространства между Верхним Возеем и Приполярным Уралом по причине их вероятного отсутствия в разрезах скважин на этой территории [Терентьев С.Э., 2010]. Однако, в процессе анализа геолого-геофизической информации по изучаемым объектам возникают вопросы, связанные с правомерностью такой точки зрения, поскольку на временных разрезах присутствуют признаки волновой картины, характерные для карбонатных построек. Более того, наблюдается корреляция между полученными притоками УВ при опробовании скважин, вскрывших предполагаемые аномалии волнового поля, что ставит под вопрос принцип формирования ловушки УВ, если в изучаемом интервале отложений невозможно наличие карбонатных построек.

2.5 Выводы

Исследование малоизученных бурением площадей Печорского моря подтвердило высокий потенциал дальнейших поисков и разведки ловушек УВ, связанных с зонами распространения перспективных геологических объектов на акваториальном продолжении

ТП НГП. Недостаток площадных скважинных данных, набора кривых ГИС высокого качества, отсутствие контраста упругих свойств пород и статистических зависимостей (при текущей изученности) являются ограничивающими факторами прогноза ФЕС, значительно сужающими выбор интерпретационной методики. Дополнительная оценка предполагаемых ФЕС на изучаемых объектах по данным разрабатываемых месторождений-аналогов демонстрирует низкий контраст упругих свойств при увеличении коэффициента пористости при текущем характере насыщения, что обуславливает высокую вероятность «пропуска коллектора».

Наименее требовательная к наличию скважинной информации методика атрибутивного анализа, используемая для интерпретации результатов на качественном уровне, в совокупности с сопутствующими критериями выделения коллектора по данным петрофизического обоснования динамической интерпретации позволила выявить перспективные геологические объекты на основе независимых параметров, характеризующих физические и геометрические особенности отражающей поверхности. По мнению автора, усовершенствованные приемы анализа сейсмических данных предоставили возможность повышения достоверности полученных результатов с минимизацией ошибки I рода.

Количественный прогноз ФЕС данных объектов выполнен на основе обобщенной информации по разрабатываемым месторождениям-аналогам (преимущественно территории НАО) ТП НГП. Автор считает, что среди исследуемых геологических объектов наиболее высокими перспективами открытия ловушек УВ обладают дельтовые и русловые отложения, отнесенные к уфимскому, казанскому и татарскому ярусам верхней перми, а также зоны приподнятых участков мелководного шельфа и карбонатные постройки верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений.

Нижнесилурийские отложения продолжают оставаться недостаточно изученными в большинстве НГО ТП НГП. Необходимы детальные исследования процессов седиментации и образования карбонатных построек в нижнесилурийских отложениях для создания актуальной геологической модели данного комплекса и корректировки дальнейших поиска и прогноза ловушек УВ. Автор предполагает, что выявленные продуктивные карбонатные постройки Хорейверской НГО и ее акваториального продолжения являются предпосылкой для изучения данных процессов, а также дальнейшего опоскования бурением аналогичных геологических объектов в нижнесилурийских отложениях.

3. ИЗУЧЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ НА ОСНОВЕ МЕТОДИКИ КОМПЛЕКСНОЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ СПЕКТРАЛЬНОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ ВОЛНОВОГО ПОЛЯ²

Прогноз перспективных геологических объектов на малоизученных бурением площадях не ограничивается расчетом сейсмических атрибутов в рамках динамической интерпретации. Рассмотренный в предыдущей главе пример продемонстрировал преимущества и ограничения метода при отсутствии критически важной геолого-геофизической информации на исследуемой площади.

Однако на участках, где имеется минимальный набор входных данных, возможно выполнить динамическую интерпретацию с представлением результатов на качественном уровне. При этом существует возможность их использования как входных данных при количественной оценке ФЕС на основе подхода, предусматривающего решение прямой задачи.

В качестве перспективного объекта исследования, удовлетворяющего данному условию, выбран продуктивный интервал ачимовской толщи на одной из площадей Западно-Сибирской НГП. На этом изучаемом объекте, имеющем сложное геологическое строение, будут продемонстрированы третье и четвертое защищаемые положения диссертационной работы.

3.1 Площадь работ

В административном отношении площадь расположена в пределах Пуровского района ЯНАО. Ближайшими населенными пунктами являются: п. Самбург (57 км), п. Уренгой (58 км), г. Новый Уренгой, расположенный в 79 км к юго-западу от исследуемого объекта.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской НГП площадь находится в Тазовском НГР Пур-Тазовской НГО вблизи его западной границы с Уренгойским НГР Надым-Пурской НГО. В Тазовском и прилегающих НГР установлен широкий стратиграфический интервал нефтегазоносности: от нижнеюрских до верхнемеловых отложений включительно. Ближайшими месторождениями нефти, газа и конденсата с утвержденными запасами УВ являются: Уренгойское НГКМ (ГКЗ СССР, 1989 г.), Заполярное НГКМ (ГКЗ СССР, 1987 г.) Яро-Яхинское НГКМ (ГКЗ РФ, 1995 г.).

Неокомский НГК в пределах изучаемой территории на данной стадии изученности является основным объектом поисков и разведки залежей УВ и представлен двумя

² При подготовке данного раздела диссертации использованы следующие материалы и публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

1. **Волков Д.С.** Возможности количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции сейсмических данных МОГТ-3D // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. № 1 (36). С. 25-41.
2. Volkov R.P., **Volkov D.S.**, Kozhevnikov G.S. From qualitative interpretation to quantitative analysis: prediction of properties of geological bodies by using the spectral decomposition attribute - case study of Achimov turbidity system in West-Siberia // Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Petroleum Technology Conference 2020, RPTC 2020.

подкомплексами – пластами-коллекторами отложений шельфа (пласты БТ) и ачимовской толщей (пласты Ач₃₀³, Ач₃₀², Ач₃₀, Ач₂₉², Ач₂₉¹⁻², Ач₂₉¹⁻¹).

3.2 Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи

В истории геологических исследований схема стратификации мезозоя с 1956 года по 1990 год уточнялась и принималась на пяти Межведомственных стратиграфических совещаниях. Согласно утвержденным схемам, модель, отображающая субгоризонтальное строение неокома (в том числе и ачимовской толщи) и морские мелководные либо континентальные условия седиментации, существовала довольно продолжительное время. [Арефьев С.В., 2008]

Вопросами геологического строения и нефтегазоносности ачимовской толщи в разное время занимались Ф.Г. Гурари, Ю.Н. Карогодин, А.А. Нежданов, И.И. Нестеров, А.Э. Конторович, З.Я. Сердюк, В.И. Шпильман, М.Я. Рудкевич, Н.Н. Ростовцев, О.М. Мкртчян, А.Е. Еханин, Г.Н. Гогоненков, А.М. Брехунцов, В.Н. Бородкин, С.В. Ершов, А.Е. Еханин, В.П. Игошкин, В.А. Казаненков, В.А. Корнев, Н.Х. Кулахметов, Т.М. Онищук, В.Н. Ростовцев, В.С. Соседков, Г.С. Ясович, М.М. Биншток, Ю.В. Брадучан, Н.А. Брылина и другие исследователи.

Впервые данные отложения были охарактеризованы в разрезе неокома юго-восточных районов Западно-Сибирской равнины Ф.Г. Гурари (1959) и выделены в ачимовскую пачку. Позднее, по мере накопления нового материала по данным бурения, И.И. Нестеровым и Ю.В. Брадучаном ачимовская пачка была переведена в ранг толщи берриас-валанжинского возраста в пределах всей Западной Сибири. [Бородкин В.Н., 2015]

Одной из первых предприняла попытку построения современной схемы стратификации неокома центральных районов Западной Сибири Л.Я.Трушкова (1966). По ее мнению, горизонтально лежащие свиты латерально замещают друг друга. Ачимовская пачка была изображена в виде синхронно залегающих изолированных линз в основании куломзинской свиты. [Нежданов А.А., 2000]

М.Ю. Эрвьье (1974) рассматривал данные образования в качестве отложений прибрежных дельт (мелководное море и прилегающая суша). В.Н. Черноморский с соавторами (1977) интерпретировал ачимовские отложения как аккумулятивные образования в виде перемещающихся баров и банок. В монографии В.И. Ермакова с соавторами (1977) толща представлена как образования пляжей, русел. [Бородкин В.Н., 2015]

Представления о субгоризонтальном строении ачимовской толщи и мелководно-морских либо континентальных условиях седиментации также излагались в работе А.Е. Еханина и В.И. Шпильмана (1978). Закономерности распространения песчано-алевритовых образований, их

границы определялись направленными морскими течениями в мелководном бассейне и специфической морфологией дна бассейна.

А.И. Сидоренков (1979) связывал накопление ачимовских тел с подводными отмелями, располагавшимися в зоне сильно подвижного морского мелководья в пределах приподнятых структур. Границы песчаных отложений толщи объяснялись накоплением глинисто-алевритовых осадков в более глубоководных участках, а разнос песчаного материала на большие расстояния мелководного бассейна – действием ветровых течений. [Бородкин В.Н., 2015]

Все эти работы имеют практически единую точку зрения: ачимовская толща рассматривается в них как осадки морских прибрежно-мелководных или континентальных образований. Стратификация ачимовской толщи и картирование границ ее площадного распространения также выполнялись исходя из субгоризонтального строения. Опоискование ачимовской толщи велось на антиклинальные ловушки, выявленные на структурной основе по отражающему горизонту Б.

Революционными в познании строения неокомских отложений Западной Сибири явились исследования А.Л. Наумова (1977), который один из первых предложил «клиноформную» модель неокомского интервала разреза, ставшую впоследствии доминирующей среди геологов [Бородкин В.Н., 2015]. Сегодня клиноформное строение неокомских отложений и выделение пород ачимовской толщи в условно отдельный стратиграфический интервал не вызывают многочисленных дискуссий. Доказанными считаются пологомоноклинальное залегание ачимовской толщи по отношению к отложениям баженовской свиты.

По результатам многочисленных палеонтологических и специальных исследований керна с высокой степенью уверенности установлено, что время формирования ачимовской толщи соответствует стратиграфическому диапазону от берриасского яруса на востоке до нижнего подъяруса готеривского яруса нижнего мела на западе. Данный временной интервал характеризуется преобладанием в неокомском палеобассейне Западной Сибири глубоководных обстановок осадконакопления [Бородкин В.Н., 2015].

В пользу глубоководности отложений ачимовской толщи в северной части Западной Сибири свидетельствует (Курчиков А.Р., 2010):

- присутствие в автохтонном захоронении раковин белемнитов, головоногих моллюсков, рыб;
- доминирующее присутствие находок ядер пелеципод (не целых раковин) – обстановка литификации осадка вблизи критической глубины карбонатакопления;
- практическое отсутствие в отложениях ачимовской толщи фораминифер (согласно исследованиям Е.Д. Богомяковой, их донные разновидности ниже 200 м не обитают);

- обилие интенсивного дезинтегрированного углефицированного детрита, что подчеркивает неоднократность переотложения осадков, насыщенных автохтонным растительным материалом;
- большое количество текстур характерных для турбидитных образований, оползней, формирование которых обычно в относительно глубоководных обстановках, отсутствие каких-либо индикаторов прибрежной, волновой переработки осадков;
- разница времен Δt_0 между отражениями ундаформной и фондоформной части на сейсмических разрезах, что подтверждается палеобатиметрическими реконструкциями.

Современной седиментологией на основании экспериментальных данных и результатов изучения современных океанов разработана концепция турбидитных потоков, объясняющая механизм образования отложений на континентальном склоне относительно глубоководных бассейнов (Рисунок 3.1).

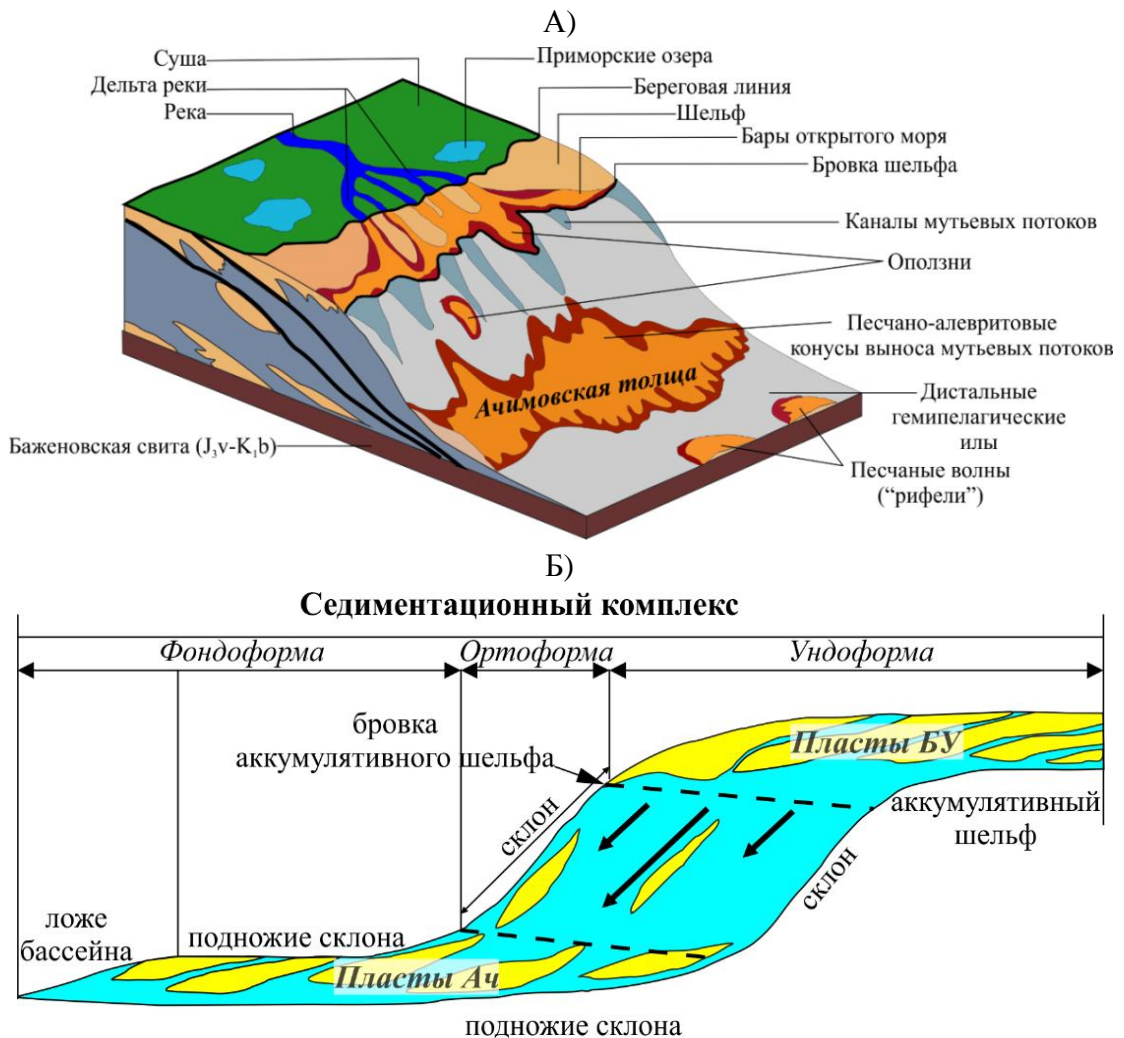


Рисунок 3.1 – А) схема формирования ачимовских отложений на континентальном склоне относительно глубоководного бассейна; Б) модель строения клиноформы (Волков Д.С. по материалам Бородкина В.Н., 2011)

Согласно литологическим, палеогеографическим критериям и морфологическим особенностям сейсмических отражений отложения клиноформ в региональном плане можно разделить на три части: восточную (мелководную), центральную (более глубоководную) и западную (клиноформы восточного падения) [Нежданов А.А., 2000].

В западной части бассейна распространены клиноформы восточного падения. Их особенностями являются [Букатов М.В., 2018]:

- дугообразное строение без развитой шельфовой части, что свидетельствует об отсутствии песчаного материала в составе рассматриваемых комплексов;
- практически полное отсутствие песчаников, преобладание глин с маломощными прослоями алевролитов.

В пределах западной части залежей перспективы нефтегазоносности неокома оцениваются крайне низко [Нежданов А.А., 2000].

Для центральной зоны по сравнению с восточной характерны следующие литолого-фациальные особенности разреза ачимовской толщи [Букатов М.В., 2018]:

- выделенные в пределах зоны клиноформы практически везде взаимно перекрывают друг друга;
- более четко выражена сигмовидная форма отражений, увеличивающаяся в западном направлении;
- обилие текстур, типичных для турбидитных образований, зон трещиноватости, преобладание комбинированного трещинно-порового типа коллекторов;
- увеличение в западном направлении крутизны глинисто-алевритовых склонов, вертикальных амплитуд клиноформ ($\Delta t = 280\text{--}310$ мс), что свидетельствует о возрастании глубин седиментационного бассейна;
- удовлетворительное (на востоке) и четкое (в центре и на западе) деление комплексов на унда -, клино - и фондоформную части.

Благодаря гидродинамической изолированности резервуаров, наличию выдержанных покрышек и коллекторов, многочисленным вариантам литологического экранирования песчаных пластов центральная зона неокомских клиноформ наиболее перспективна с точки зрения нефтегазоносности и насчитывает большое число открытых залежей УВ.

Для восточной зоны ачимовской толщи характерны [Букатов М.В., 2018]:

- небольшие толщины и незначительные вертикальные амплитуды клиноформ ($\Delta t = 80\text{--}90$ мс), что свидетельствуют об относительной мелководности бассейна;
- нечеткое разделение разреза на унда-, клино- и фондоформную части, затрудняющее определение литолого-фациальной зональности;

- нерезкий переход от шельфовых песчаников к глинистым отложениям склона, далее к ачимовским песчано-алевритовым образованиям;
- отсутствие на сейсмических разрезах выраженных сигмовидных отражений (моноклинальные сейсмофации);
- повышенная песчаность осадочной толщи с незначительной долей глинистых пачек, не выдержанных по площади и образующих экраны только на локальных участках.

Разведанные запасы и ожидаемый потенциал восточной зоны относительно невелики [Бородкин В.Н., 2015].

В региональном плане выделяется еще одно направление изменения закономерностей – с юга на север. Основная причина – увеличение толщины ачимовских отложений в северном направлении, связанная с прогибанием Западно-Сибирского бассейна и интенсивным привнесом песчаного материала. Уникальность с точки зрения нефтегазонасыщенности северной части Западной Сибири характеризуется не столько значительным накоплением песчаных тел, сколько специфичностью геотектонического развития рассматриваемой территории. Влияние эндогенных факторов, обусловленных рифтогенезом, определило практически полное УВ-насыщение линзовидных, гидродинамически изолированных резервуаров, залегающих в нижней части разреза неокома. Такие процессы сопровождалось формированием зоны АВПД.

Следовательно, территории ЯНАО и Карского моря являются аномальной флюидодинамической системой, а также поясами нефтегазонакопления с низкими ФЕС резервуаров и значительным УВ-потенциалом. Залежи – литологически ограниченные, с достоверно не установленными флюидными контактами и отсутствием гипсометрического контроля нефтегазонасыщенности. В то время как территория ХМАО до юга Тюменской области – зона гидростатических давлений с наличием пластовых сводовых нефтяных залежей с элементами литологического и тектонического экранирования.

Несмотря на длительную историю изучения геологии ачимовской толщи и существование геологической модели формирования исследуемых отложений, объем выработки запасов не достиг 10 %. Только на нескольких лицензионных участках ачимовские пласты введены в промышленную разработку. Это связано со сложным геологическим строением пластов, вертикальной и латеральной неоднородностью, низкими ФЕС и высоким коэффициентом водонасыщенности. В связи с высокой обводненностью ряда месторождений, детализация геологического строения и прогноз ФЕС является актуальной задачей. [Букатов М.В., 2018]

3.3 Объект исследования

Согласно схеме стратиграфического расчленения разреза, ачимовской толща отнесена к мегионской свите, согласно залегающей на отложениях баженовской свиты. Породы представлены преимущественно серыми и темно-серыми, алевритовыми и тонкоотмученными аргиллитоподобными глинами, с горизонтальной и волнистой слоистостью, с пластами песчаников, относительно равномерно распределенных по всему разрезу.

Объектом исследования является продуктивный пласт АчХ неокомского интервала разреза. Согласно описанию керна, коллектор представлен песчаником серым, мелкозернистым, реже крупнозернистым, алевритовым [Volkov R.P., 2020]. Четыре скважины (№№ 9,12,14,16) подтвердили наличие коллектора мощностью до 30 м с проявлением УВ-насыщения.

В пласте выделена самостоятельная газоконденсатная пластовая, литологически экранированная залежь, вскрытая тремя поисковыми скважинами: 9, 14, 16. По результатам испытаний пласта получены промышленные безводные притоки газа с конденсатом дебитами газа сепарации 118,7, 254,9 и 124,2 тыс. м³/сут; стабильного конденсата – 40,5, 68,9 и 44,2 м³/сут соответственно. Пласт АчХ, вскрытый в скважине 12, по результатам испытаний оказался водонасыщенным [Volkov R.P., 2020]

На изучаемой площади выполнена съемка МОГТ-3D в объеме 552 км². В процессе комплексной интерпретации геолого-геофизической информации в интервале пласта АчХ выделена аномалия по амплитудно-частотным характеристикам (АЧХ) волнового поля (Рисунок 3.2), интерпретируемая как конус выноса. Данный объект четко выражен в поле сейсмических атрибутов относительно низкими величинами спектральных составляющих и мгновенной частоты (Рисунок 3.2Б, 3.2В), повышенными значениями огибающей амплитуды (Рисунок 3.2Г), а также уверенно фиксируется на временном разрезе субширотного простирания (Рисунок 3.2Д). [Волков Д.С., 2022]

Петрофизические свойства исследуемых отложений имеют отклик в изменении упругих свойств горных пород, в частности в дифференциации коллектора и неколлектора по интервальному времени пробега продольной волны. По мнению автора, комплексный анализ предполагаемого диапазона эффективной мощности по данным бурения (Таблица 3.1) [Volkov R.P., 2020] и скорости продольной волны изучаемых отложений позволяет синтезировать физико-геологическую модель клина (Рисунок 3.3).

Для этого автором выполнена количественная оценка скорости продольной волны по материалам акустического каротажа. В качестве итогового значения принята модальная величина распределения параметра – 4500 м/с для вмещающих пород (аргиллитов) и 4200 м/с для пород коллектора (песчаников)..

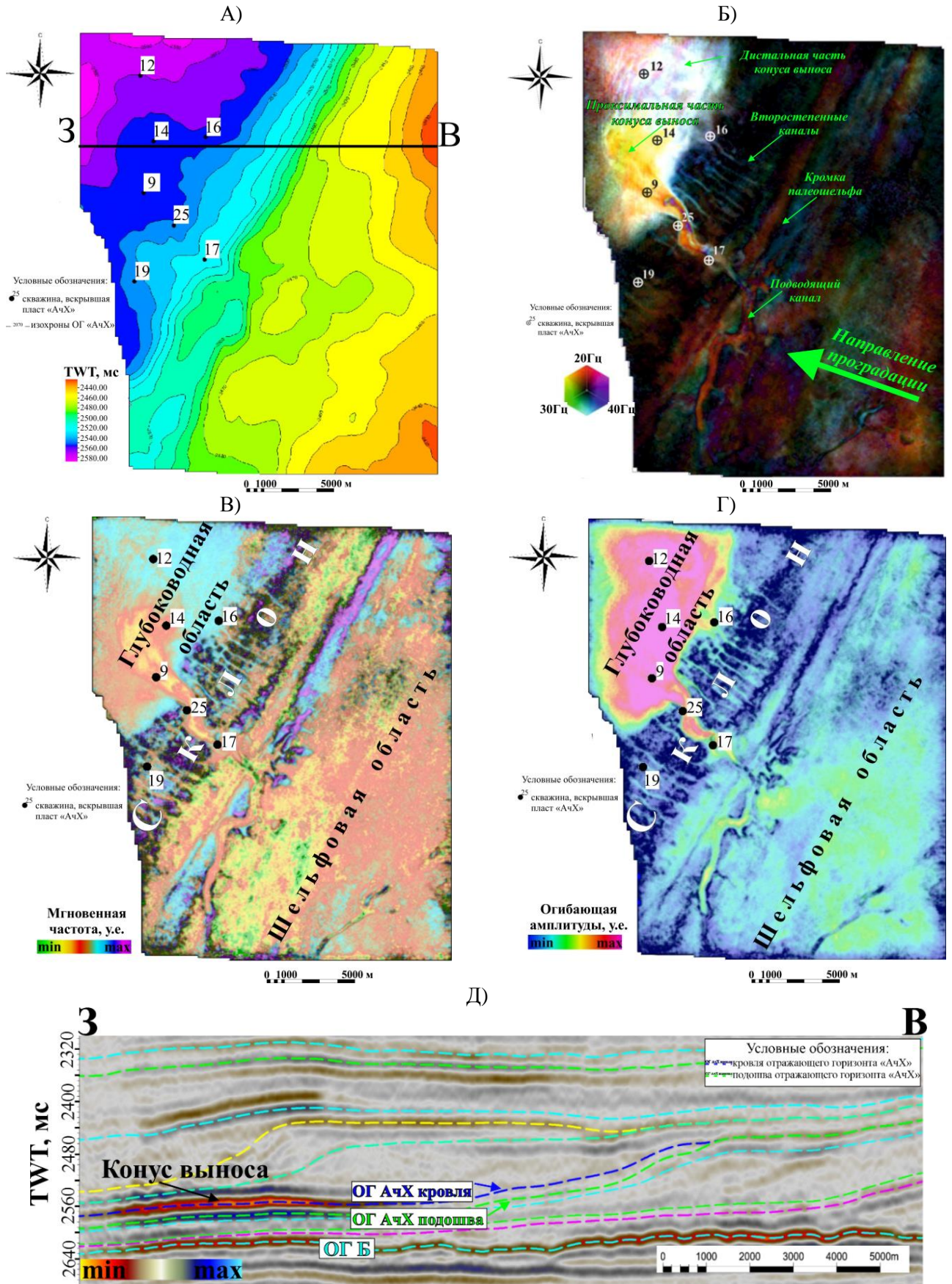


Рисунок 3.2 – Комплексная интерпретация данных МОГТ-3D в интервале пласта «АчХ» с использованием карты: А –изохрон, Б – спектральной декомпозиции, В –мгновенной частоты, Г –огibaющей амплитуды, Д – временного разреза субширотного простирания по линии 3–В [Волков Д.С., 2022]

Таблица 3.1 – Эффективная мощность по данным бурения [Volkov R.P., 2020]

| №№, скважина | 9 | 12 | 14 | 16 | 17 | 19 | 25 |
|------------------------|------|------|------|-----|----|----|----|
| Мощность коллектора, м | 24,5 | 28,1 | 21,1 | 6,7 | 0 | 0 | 0 |

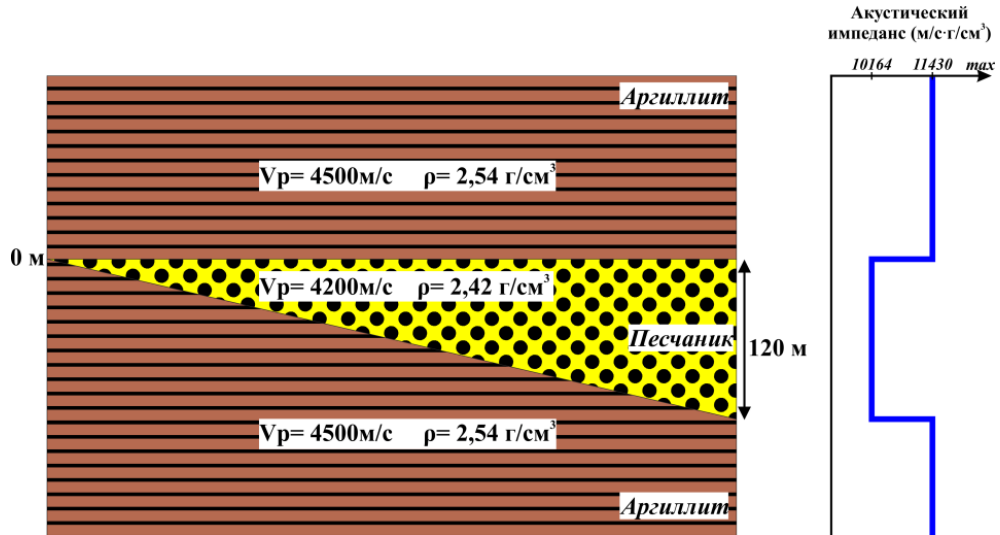


Рисунок 3.3 – Физико-геологическая модель клина [Волков Д.С., 2022]

3.4 Моделирование

При создании синтетической модели клина автором выполнена оценка спектра в окне интервала залегания неокомского клиноформного комплекса для последующего расчета спектральной декомпозиции и извлечения статистического нуль-фазового импульса (Рисунок 3.4). Для дальнейшего анализа в спектральной характеристике сигнала выделены три частоты, позволившие исследовать в различных сейсмических масштабах акустически контрастные геологические особенности строения разреза (Рисунок 3.4).

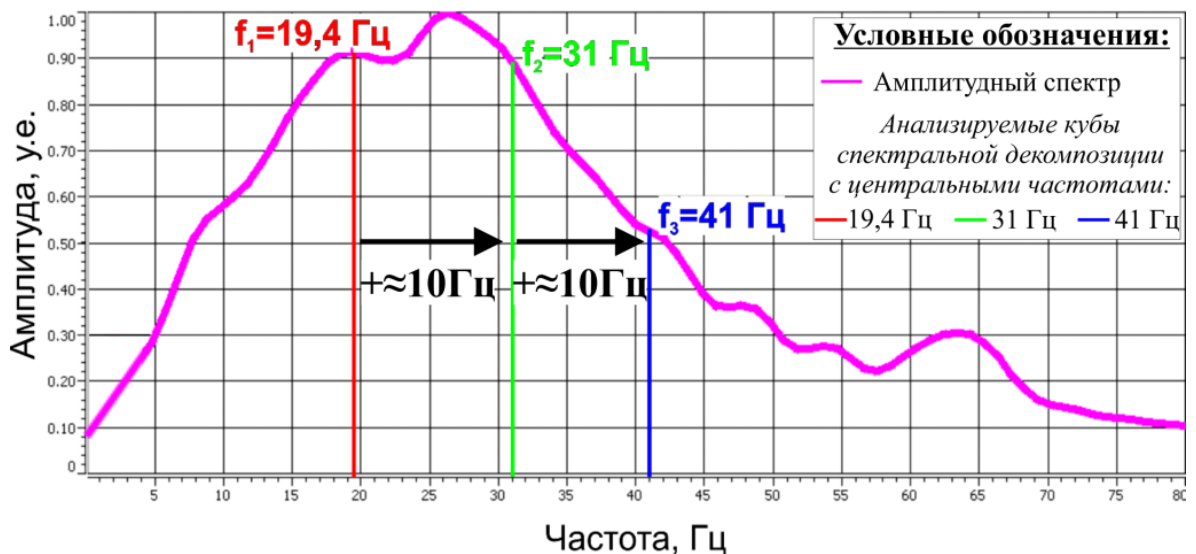


Рисунок 3.4 – Амплитудный спектр в интервале неокомского клиноформного комплекса (разработан автором)

Так, уменьшение мощности акустически контрастных геологических объектов ведет к необходимости использования более высокочастотных компонент спектра [Chopra S., 2007]. Исходя из этого, выполнен расчет атрибута спектральной декомпозиции по алгоритму БПФ с равномерным шагом по частоте: 19,4; 31 и 41 Гц (условно можно принять 20, 30 и 40 Гц).

Дополнительно при вычислении атрибута отрегулирована оптимальная ширина спектра разложения, которая значительно влияет на высокочастотную составляющую. Автором выбрана для расчета октавная шкала, что позволило устранить значительно осложняющий волновую картину реверберациями эффект Гиббса (количество и амплитуда которых пропорциональны крутизне наклона частотного среза). На Рисунке 3.5 продемонстрировано сравнение высокочастотных импульсов, оценка которых выполнена по рассчитанным кубам атрибута спектральной декомпозиции на основе линейной и октавной шкалы. Увеличение крутизны спектра значительно осложняет интерференционную картину, приводит к большему искажению амплитудного отклика от кровли клина и увеличению ошибки определения истинной мощности контрастного пласта.

В заключение автором выполнена оценка нуль-фазовых импульсов с использованием рассчитанных кубов атрибутов спектральной декомпозиции на основе октавной шкалы для построения синтетических моделей посредством свертки с физико-геологической моделью клина. Анализ полученных временных разрезов модели (Рисунок 3.6) отражает изменения сейсмического масштаба исследования, числа интерференционных экстремумов и искажения амплитудного отклика от истинных границ клина, что приводит к некорректности определения исходной мощности пласта.

Для каждой рассматриваемой центральной частоты первый максимум интерференции вдоль корреляции кровли клина расположен в пределах значений мощности, соответствующей величине разрешающей способности сигнала. Автор считает, что меньшие мощности пласта имеют амплитудный отклик, убывающий как полиномиальная функция с уменьшением мощности клина. При этом стандартная корреляция экстремумов амплитуды на временном разрезе при данных мощностях пласта определяет некорректные значения истинных толщин. По мнению автора, именно данные мощности акустически контрастного тонкого пласта могут представлять интерес с точки зрения количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции.

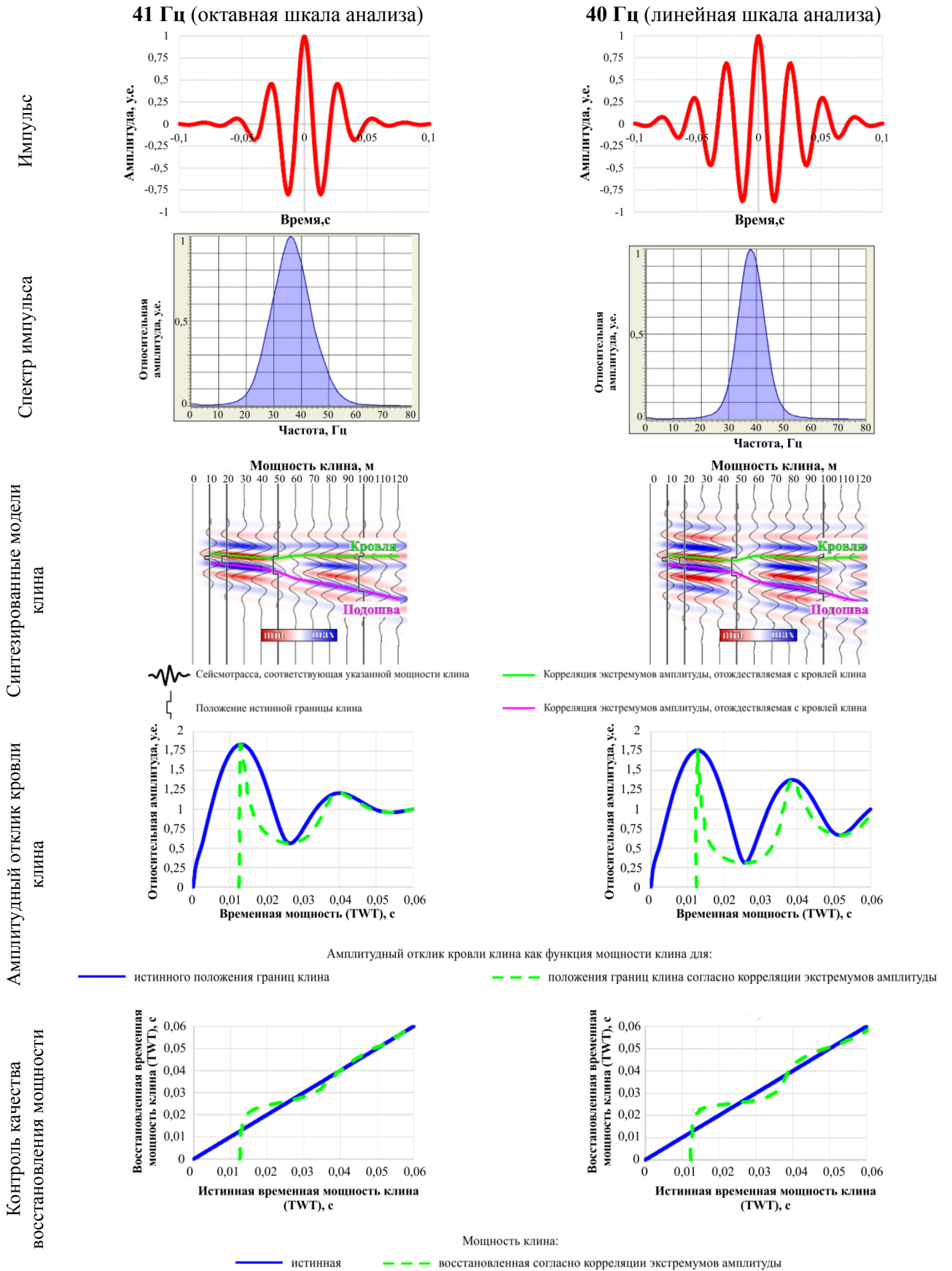


Рисунок 3.5 – Сравнение вариантов спектрального разложения сейсмических данных с выбором полосы пропускания частот на основе октавной и линейной шкалы [Волков Д.С., 2022]

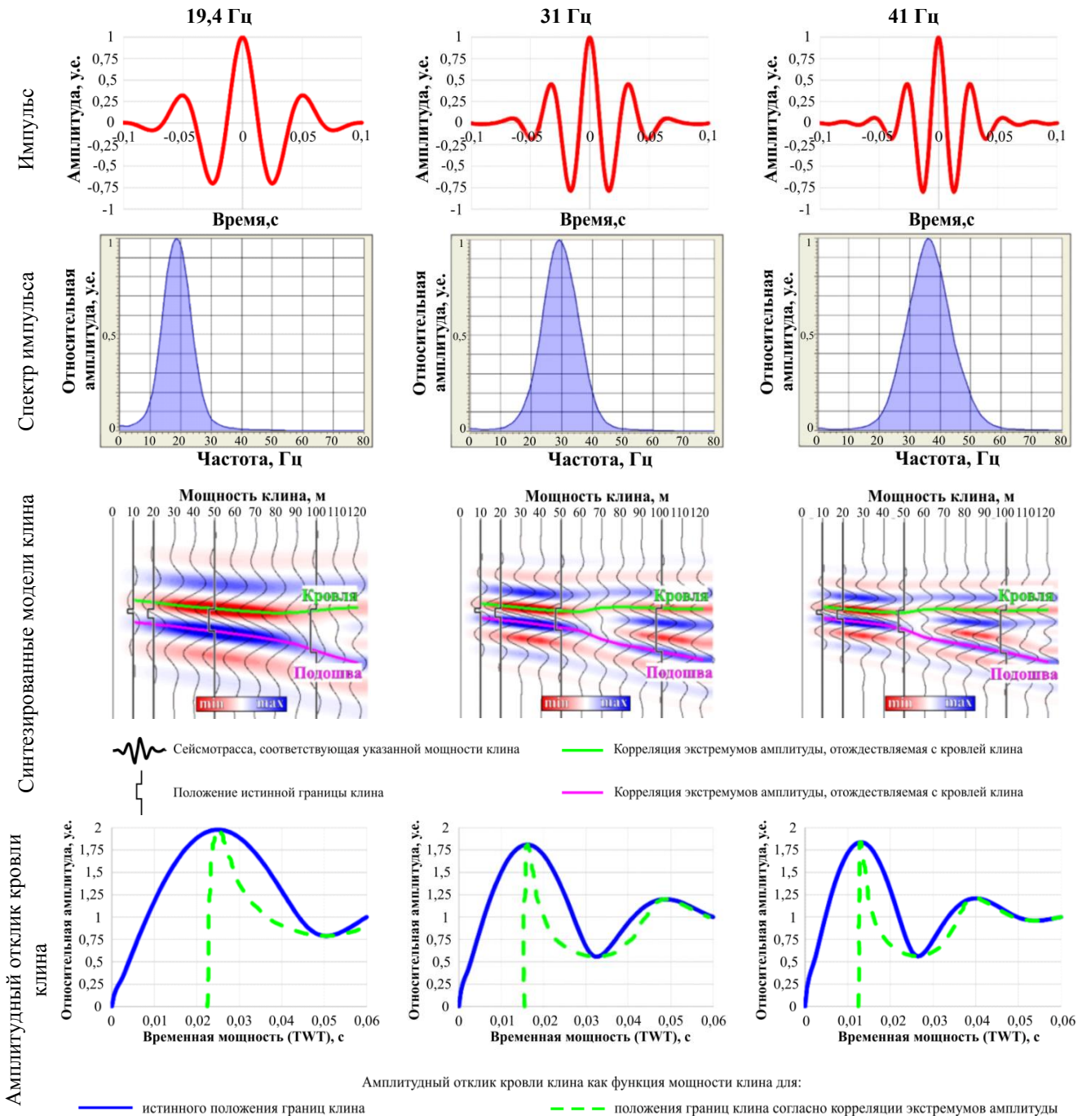


Рисунок 3.6 – Сравнительная оценка результатов сейсмогеологического моделирования с использованием анализируемых частот спектральной декомпозиции [Волков Д.С., 2022]

Рассмотрим в качестве общего примера изменение амплитудного отклика как функции временной мощности контрастного пласта для частоты 19,4 Гц. При этом величина разрешающей способности с учетом двойного времени (TWT) составляет порядка 25 мс. Данной мощности контрастного пласта соответствует максимум конструктивной интерференции, который является граничным значением при дальнейшем решении обратной задачи. С учетом этого, амплитудный отклик вдоль кровли клина уверенно аппроксимирован по методу наименьших квадратов полиномом второй степени с коэффициентом детерминации 0,998 (Рисунок 3.7).

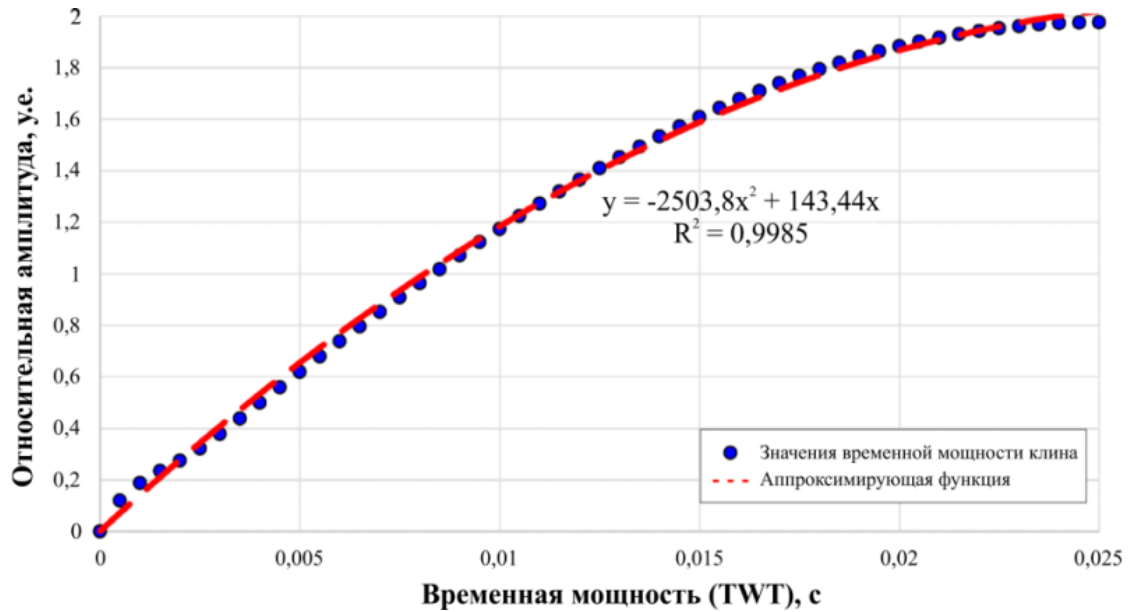


Рисунок 3.7 – Аппроксимация временной мощности клина (TWT) от амплитуды полиномом второй степени по методу наименьших квадратов [Волков Д.С., 2022]

Для выражения временной мощности как функции амплитудного отклика необходимо получить решения квадратного уравнения, одно из которых является искомой функцией. Данная задача некорректна, поскольку для единственного значения амплитудного отклика при неизвестных значениях мощности возможно наличие нескольких решений. Так, значению амплитуды 1,6 соответствуют две величины временной мощности: 15 и 35 мс (Рисунок 3.8).

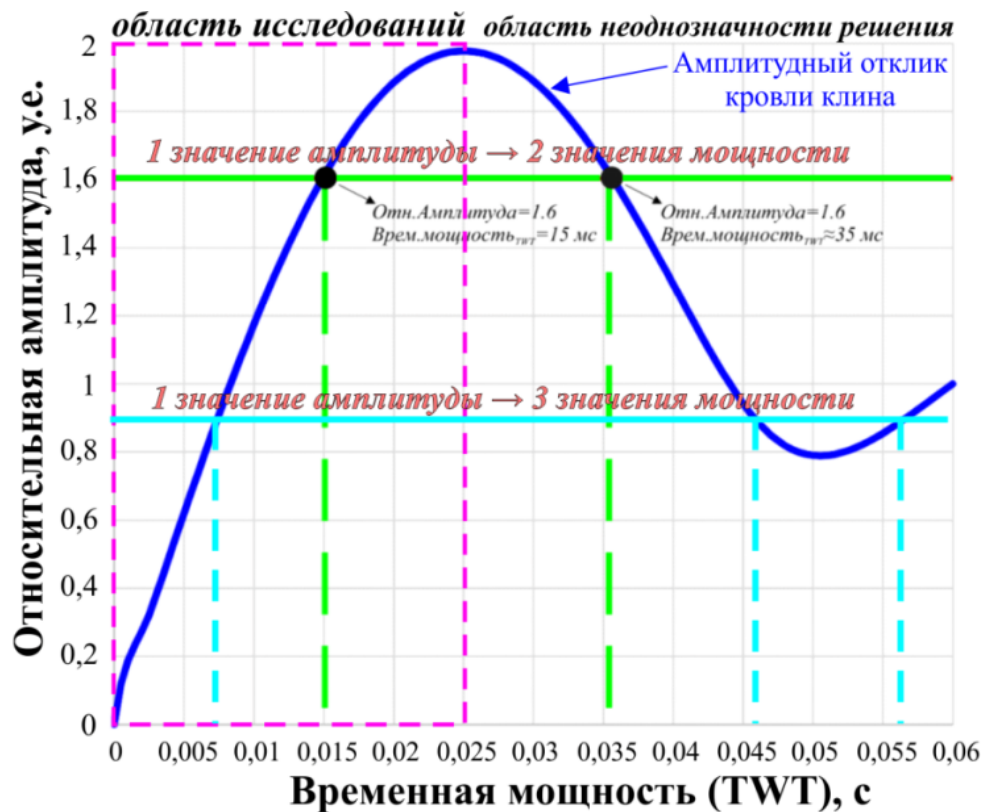


Рисунок 3.8 – Примеры некорректности решения рассматриваемой обратной задачи [Волков Д.С., 2022]

Однако в данном случае, благодаря привлечению априорной информации и анализу низкочастотной составляющей, величина разрешающей способности сигнала которой превышает эффективную мощность целевого пласта, удастся выбрать корректное решение (3.1) при нахождении целевой функции:

$$\text{Временная мощность}_{\text{TWT}} = \frac{143,44 - \sqrt{(143,44)^2 - 4 * 2503,8 * \text{Относ. Амплитуда}}}{2 * 2503,8} \quad (3.1)$$

Восстановление временной мощности клина с использованием данного уравнения также демонстрирует надежность прогноза – максимальное отклонение от истинной мощности составляет 1,9 мс (TWT). Использование методики корреляции экстремумов амплитуды (ограниченного частотного диапазона) кровли и подошвы пласта определяет временную мощность клина с максимальным отклонением 22,5 мс от истинных значений (Рисунок 3.9).

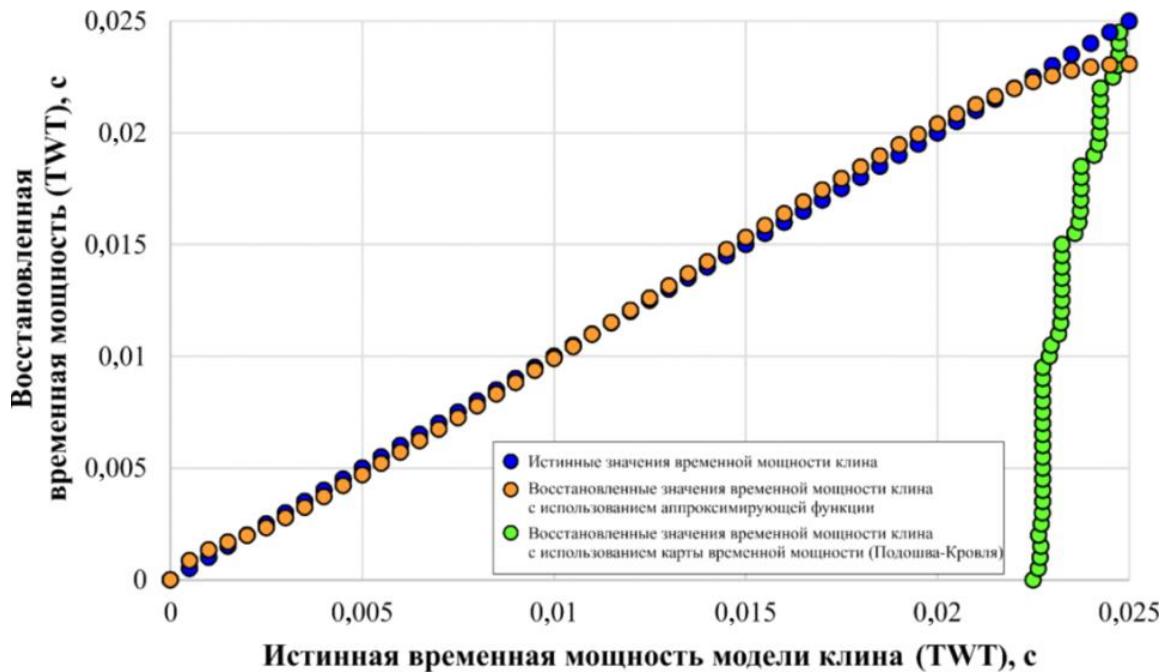


Рисунок 3.9 – Сравнение восстановленных значений временной мощности синтетической модели клина (TWT) с применением аппроксимирующей функции решения и корреляции экстремумов амплитуды [Волков Д.С., 2022]

Выполнение аналогичных операций предусмотрено для двух оставшихся частот. Результаты представляют собой накопленный массив данных трех частот, каждая из которых вносит соответствующий вклад в формирование амплитудного отклика индивидуальной полосы спектра с определенным весовым коэффициентом (Рисунок 3.10). Пусть h_i – восстановленная временная мощность клина (TWT) с амплитудным откликом A_i центральной частоты f_i . Тогда эффективная временная мощность (TWT) клина выражается:

$$H_{\text{эфф}}_{\text{TWT}} = \frac{\sum_{i=1}^3 A_i h_i}{\sum_{i=1}^3 A_i} \quad (3.2)$$

Комплексное восстановление временной мощности клина имеет положительные результаты – максимальное отклонение восстановленных значений временной мощности (TWT) составляет 1,9 мс (Рисунок 3.11). Данный подход успешно применим и для количественной интерпретации полевых данных.

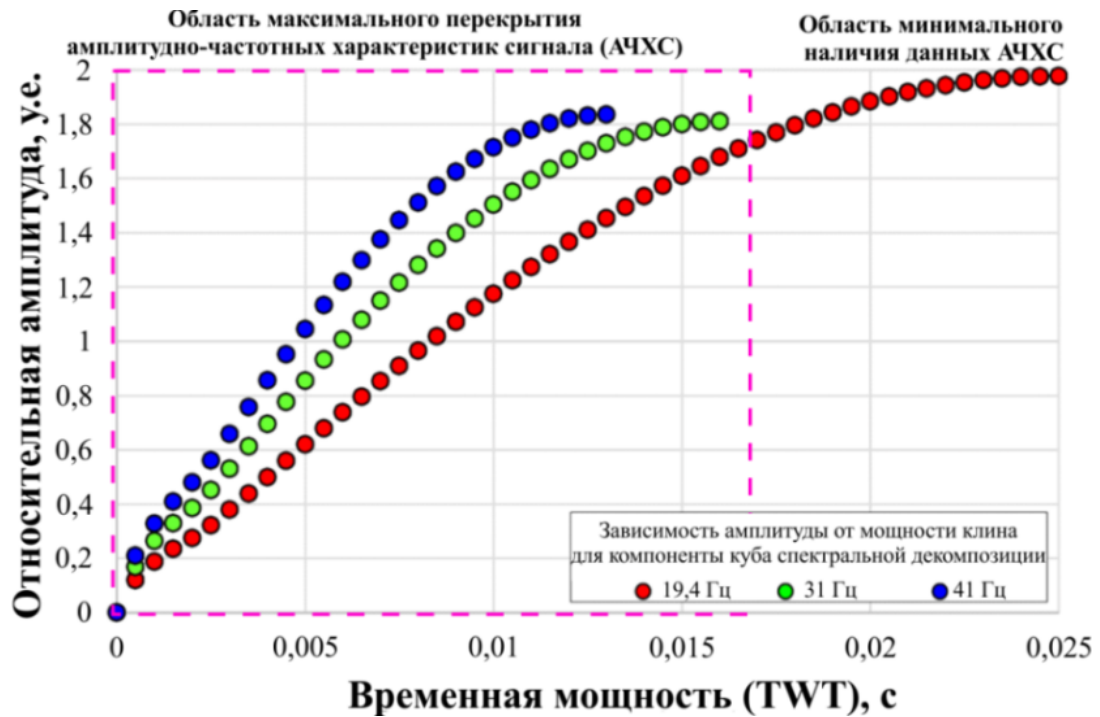


Рисунок 3.10 – Анализ индивидуального вклада амплитудно-частотных характеристик сигнала при определении мощности синтетической модели клина [Волков Д.С., 2022]

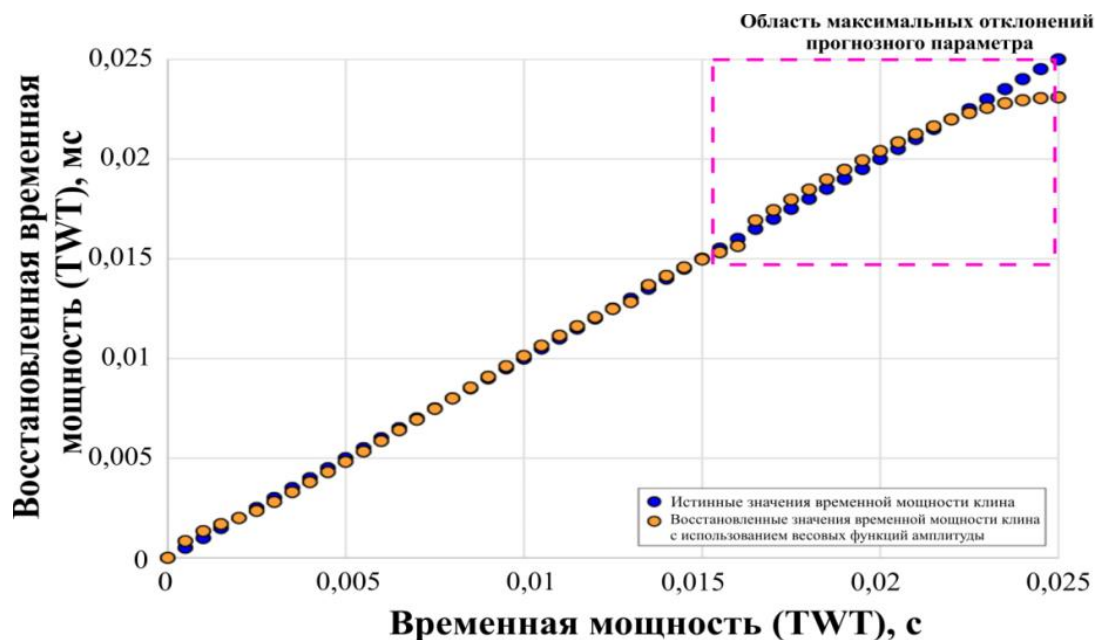


Рисунок 3.11 – Расчет эффективной мощности синтетической модели клина с использованием массива анализируемых компонент [Волков Д.С., 2022]

3.5 Количественная интерпретация результатов

Рассмотренное выше решение прямой и обратной задач (Рисунок 3.8 – Рисунок 3.12) основано на предположении однородности литологического состава и петрофизических свойств горных пород. Реальная модель коллектора пласта АчХ представлена тонким переслаиванием песчано-глинистых пропластков, что означает неоднородность литологического состава и физических свойств модели. Исследование данных отложений в масштабе сейсморазведки позволяет рассматривать среду как макроскопически однородную с эффективными свойствами, что ставит задачей количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции прогноз эффективных толщин. На первом этапе работы автором использована робастная методика анализа амплитуд для отбраковки статистических «выбросов», которая позволяет корректно оценить рабочий диапазон значений.

Далее задача заключается в необходимости приведения величины амплитуд полевых данных к единому уровню значений амплитуд синтетической модели. Основная проблема данной процедуры – отсутствие возможности стандартной нормировки с использованием минимального и максимального значений амплитуды, ввиду отсутствия известного значения максимума амплитуды. Данный факт обусловлен тем, что максимальная эффективная мощность, вскрытая скважинами, не превышает разрешающей способности низкочастотной составляющей, что позволяет выдвинуть предположение об отсутствии максимума конструктивной интерференции анализируемых амплитуд.

Поэтому автором предложена нормировка с использованием амплитуд, извлеченных в районе пластопересечений скважин (Рисунок 3.12).

Согласно скважинной информации, каждому значению эффективной толщины соответствуют имеющие разный уровень амплитуды синтетической модели и полевых данных. Минимальным значением является нулевая амплитуда, соответствующая нулевой временной мощности коллектора [Волков Д.С., 2022].

При построении кроссплота автору удалось выявить надежную линейную зависимость для приведения карты амплитуд полевых данных к уровню амплитуд синтетической модели. Нормированная карта может быть использована при вычислении эффективных толщин, поскольку соответствует синтетическому амплитудному отклику на частоте 19,4 Гц. Сравнение со скважинными данными представлено в Таблице 3.2. Максимальное отклонение расчетной величины эффективной толщины от скважинных данных составляет порядка 2 мс. Промежуточный результат представлен на Рисунке 3.13.

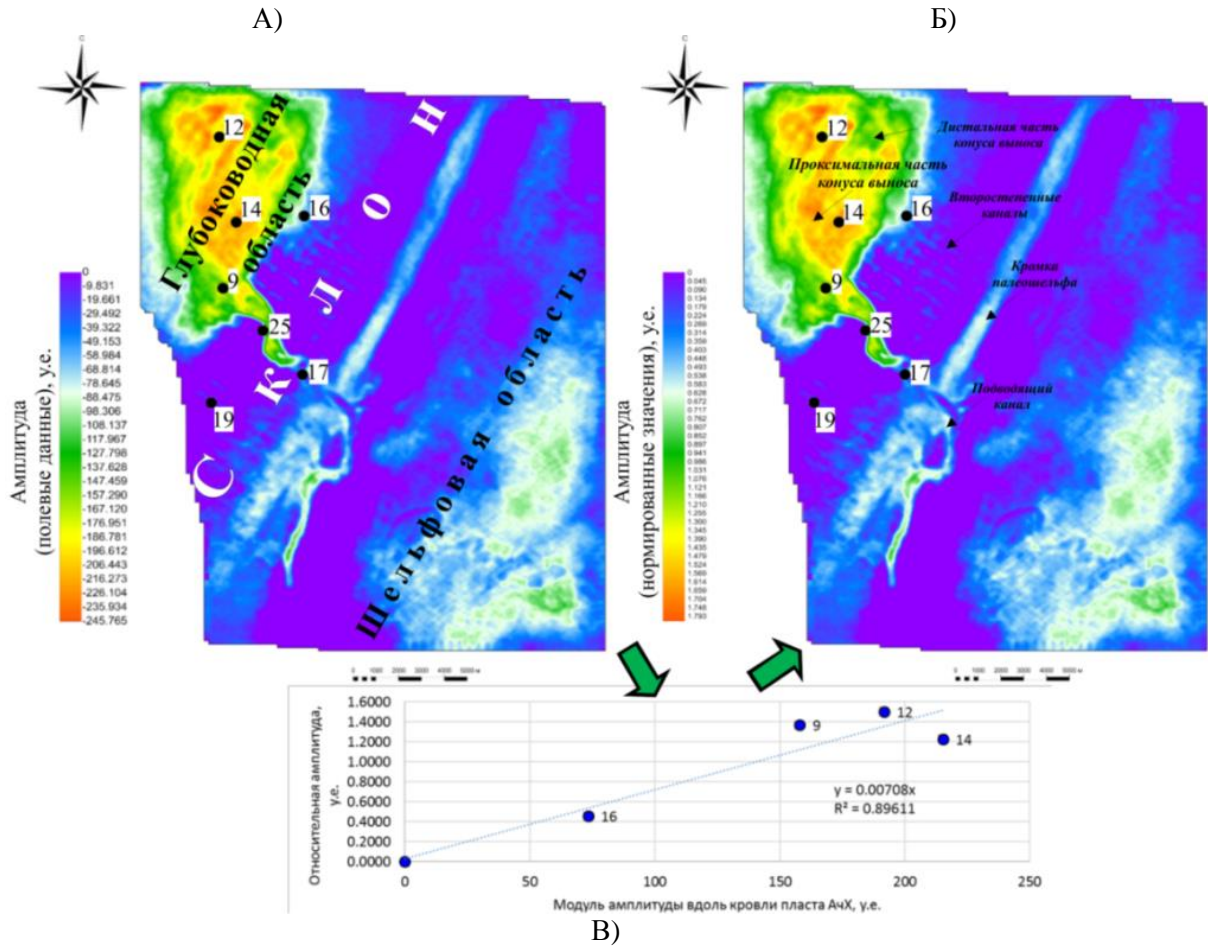


Рисунок 3.12 – Пример нормировки амплитуд низкочастотной составляющей (19,4 Гц):
 А – исходные значения амплитуды; Б – нормированные значения амплитуды;
 В – использованный для преобразования график нормировочной функции [Волков Д.С., 2022]

Таблица 3.1 – Сравнение эффективных толщин по материалам спектральной декомпозиции и скважинных данных (разработана автором)

| Скважина | 12 | 16 | 14 | 9 | 17 | 25 | 19 |
|--|------|-----|------|------|----|----|----|
| Мощность вскрытых песчаных отложений, м | 28,1 | 6,7 | 21,1 | 24,5 | 0 | 0 | 0 |
| Временная мощность (TWT) при скорости 4200 м/с, мс | 13,4 | 3,2 | 10 | 11,7 | 0 | 0 | 0 |
| Восстановленные временные мощности (TWT), мс | 12 | 4 | 14 | 9 | 1 | 1 | 0 |

Анализ спектральных компонент продолжается для выбранных частот с целью уточнения маломощных участков распространения коллектора по указанному выше алгоритму, при этом нормировка осуществляется на минимальные значения амплитуды и максимальные значения амплитуды при конструктивной интерференции сигнала. Для этого может быть использована полученная карта временных мощностей за исключением зон, эффективная мощность в которых превышает разрешающую способность частотной составляющей, что позволяет исключить из расчета область неоднозначности при решении обратной задачи (Рисунок 3.14).

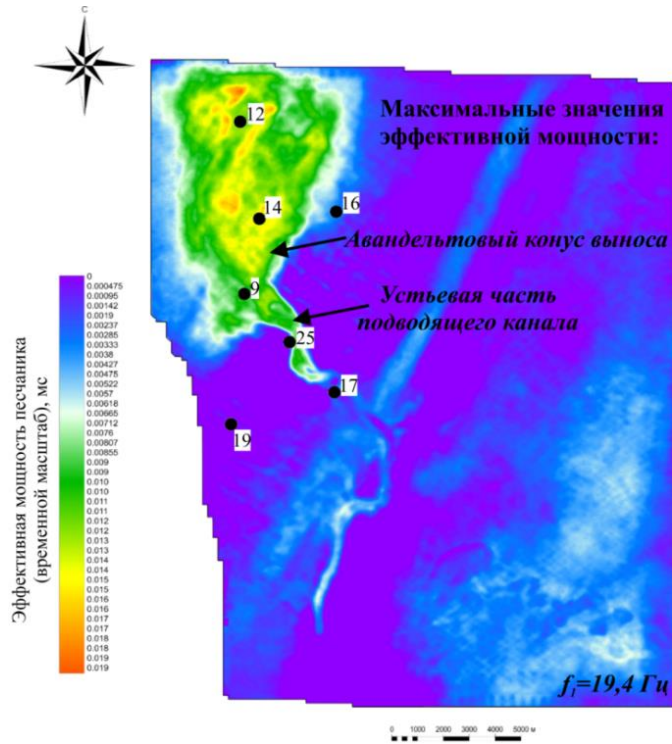


Рисунок 3.13 – Карта временных мощностей (TWT) песчаных отложений пласта «АчХ» для частоты 19,4 Гц [Волков Д.С., 2022]

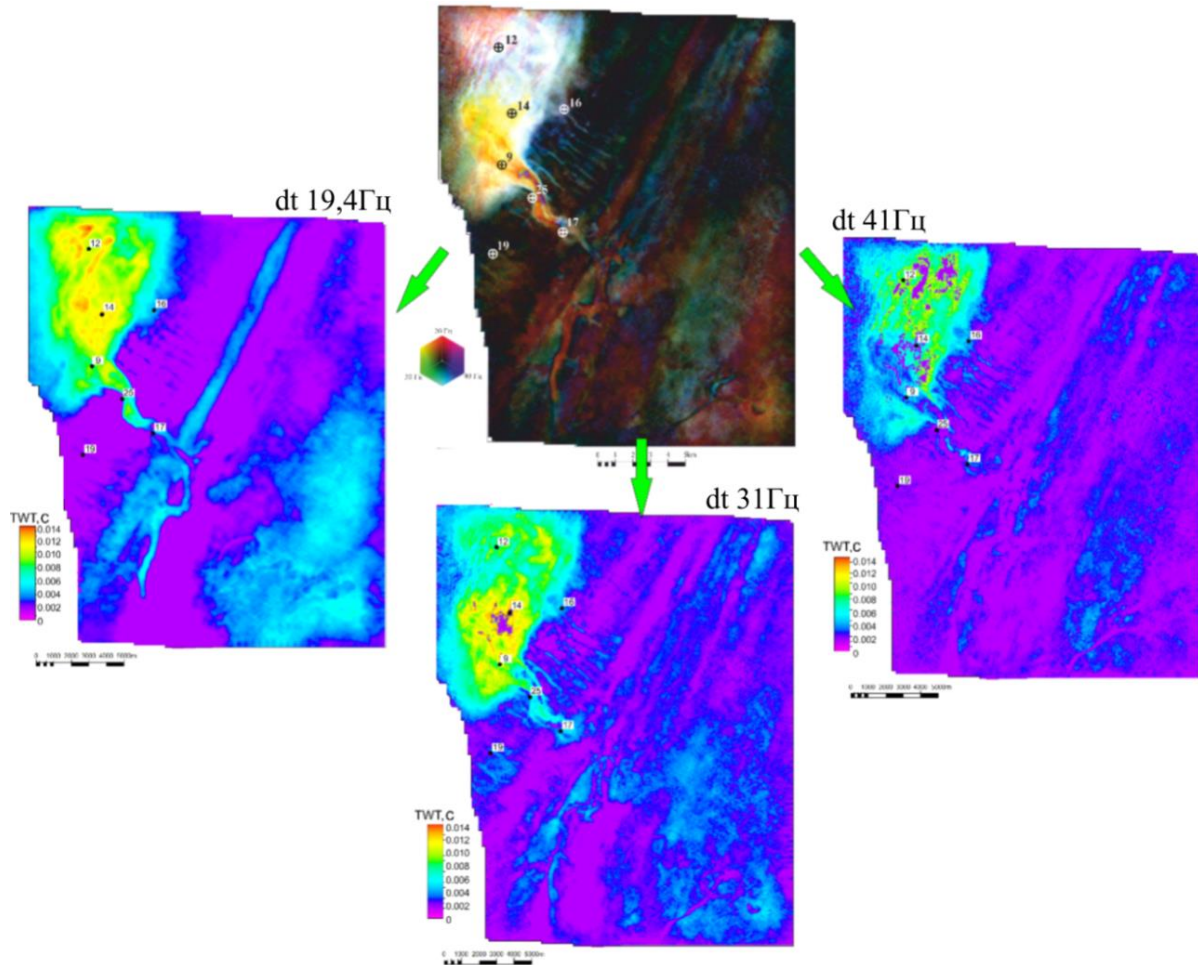


Рисунок 3.14 – Карты прогнозируемых мощностей песчаных отложений с использованием карт атрибута спектральной декомпозиции на различных частотах [Volkov R.P., 2020]

Полученные автором карты эффективных мощностей во временном масштабе для каждой частотной составляющей и соответствующие им карты нормированных амплитуд являются входными данными для выполнения комплексного расчета карты эффективных мощностей. Поскольку каждый массив данных трех частот вносит соответствующий вклад в формирование амплитудного отклика индивидуальной полосы спектра с определенным весовым коэффициентом, возможно использование для прогноза эффективной мощности приведенного ранее уравнения (3.2).

Результатом работы автора является карта прогнозных мощностей, полученная стандартным способом использования скоростной модели отложений и прогнозных карты временных мощностей песчаника пласта «АчХ» (Рисунок 3.15). Итоговая карта надежно согласуется с результатами геолого-геофизической интерпретации: повышенным значениям эффективных толщин соответствуют конус выноса с подводящим каналом, а также более мелкие эрозионные врезы. Контроль качества выполненного прогноза представлен как величина стандартного отклонения прогнозных мощностей песчаника от скважинных данных – 4,7 м (Таблица 3.3).

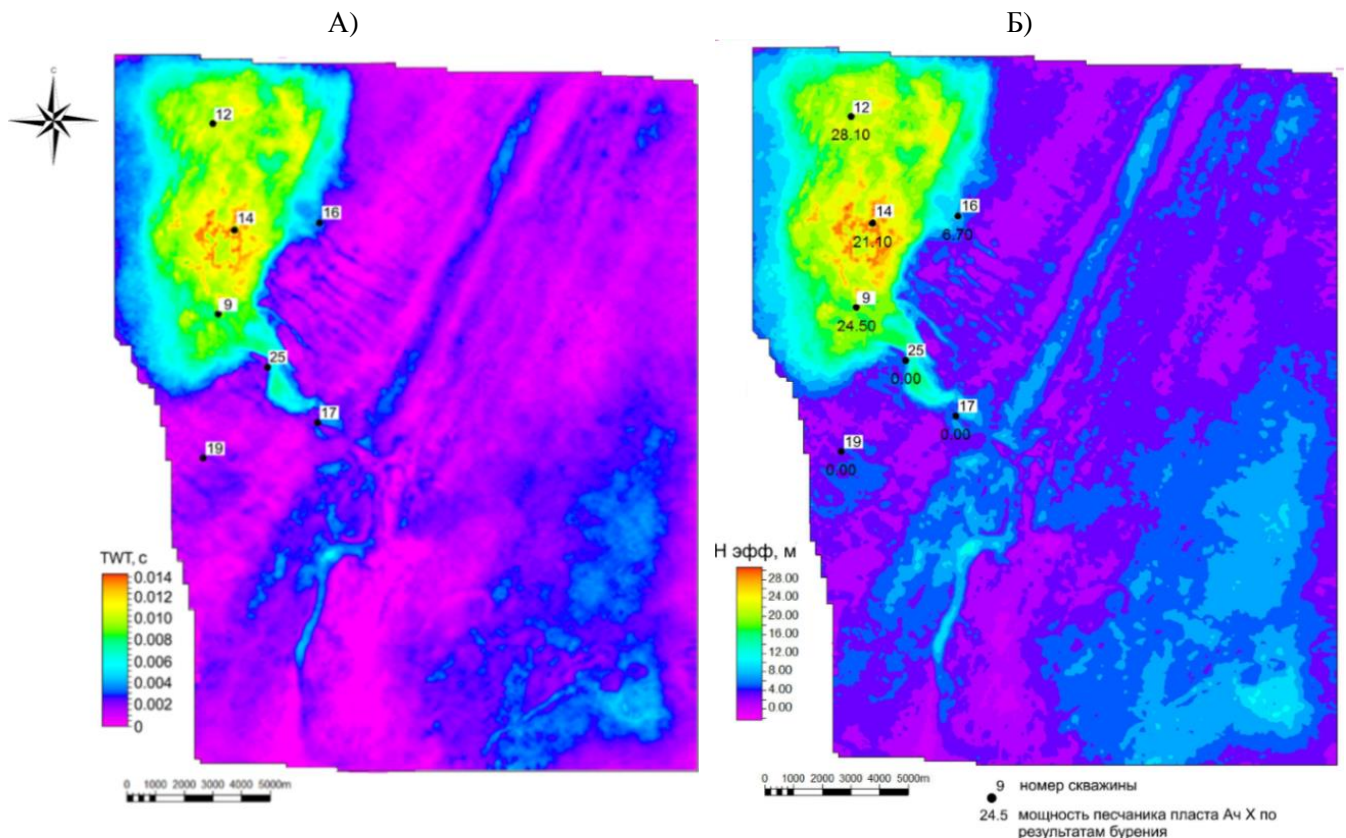


Рисунок 3.15 – Карта эффективных толщин: А – временных (TWT);
Б – прогнозных (м) [Волков Д.С., 2022]

Дополнительно приведено сравнение с результатами прогноза эффективной мощности по данным акустической инверсии, согласно которым установлена надежная зависимость

эффективной мощности от среднего значения акустического импеданса пласта «АчХ» (Рисунок 3.16). Ввиду повышенных значений акустического импеданса в скважине № 19 наблюдается прогноз отрицательной величины эффективной мощности. Для недопущения подобных результатов возможно рассмотрение иных методик прогноза эффективной мощности (использование других геостатистических приемов, построение регрессионных зависимостей с учетом фациальных зон), но в рамках данной статьи они рассмотрены не будут. Стандартное отклонение прогнозной величины по результатам акустической инверсии составило 5,1 м.

Таблица 2.3 – Сопоставление прогнозных эффективных толщин с данными бурения (разработана автором)

| Скважина | Эффективная толщина, м (бурение) | Акустическая инверсия | | Спектральная декомпозиция | |
|---------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|
| | | Эффективная толщина, м (прогноз) | Отклонение от результатов бурения, м | Эффективная толщина, м (прогноз) | Отклонение от результатов бурения, м |
| 9 | 24,5 | 24,47 | 0,03 | 19,85 | 4,65 |
| 12 | 28,1 | 20,92 | 7,18 | 21,33 | 6,77 |
| 14 | 21,1 | 24,07 | -2,97 | 21,93 | -0,83 |
| 16 | 6,7 | 4,76 | 1,94 | 7,78 | -1,08 |
| 17 | 0 | 5,57 | -5,57 | 4,64 | -4,64 |
| 19 | 0 | -5,06* | 5,06 | 2,75 | -2,75 |
| 25 | 0 | 5,67 | -5,67 | 6,14 | -6,14 |
| Стандартное отклонение, м | | 5,1 | | 4,7 | |

* повышенные значения акустического импеданса в скважине №19 приводят к отрицательным значениям эффективной мощности согласно уравнению регрессии (Рисунок 3.16)

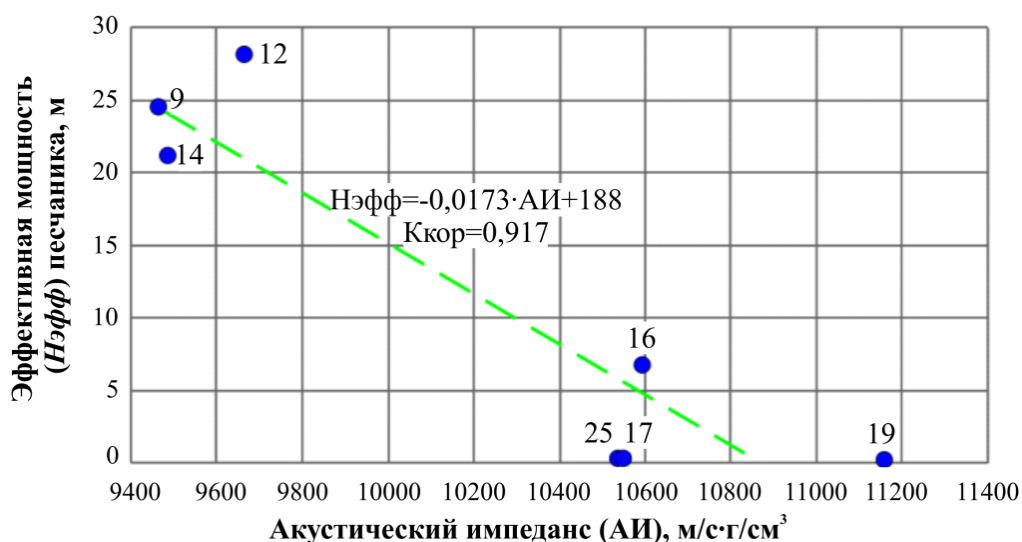


Рисунок 3.16 – Регрессионная зависимость эффективных толщин от средних значений акустического импеданса пласта «АчХ» [Volkov R.P., 2020]

Дополнительно достоверность прогноза эффективных толщин может быть оценена с использованием метрики средневзвешенной процентной ошибки (WAPE – weighted absolute percent error):

$$WAPE = \frac{\sum_{i=1}^n |\text{Фактическая эфф. толщина коллектора}(i) - \text{Прогнозная эфф. толщина коллектора}(i)|}{\sum_{i=1}^n \text{Фактическая эфф. толщина коллектора}(i)} \quad (3.3)$$

Поскольку результаты количественной интерпретации спектральной декомпозиции волнового поля имеют интегральный характер определения эффективной толщины, взвешенная процентная ошибка позволяет корректно оценить точность прогноза без учета искажений числового ряда. Достоверность прогноза с учетом средневзвешенной процентной ошибки составила 67 %, что является надежным результатом при изучении сложнопостроенных коллекторов ачимовской толщи.

3.6 Выводы

Автором выполнена адаптация метода спектральной декомпозиции волнового поля для изучения сложнопостроенных коллекторов ачимовской толщи. Результаты, используемые на качественном уровне при геолого-геофизической интерпретации данных, послужили входными данными при выполнении количественного прогноза эффективных толщин.

Решение прямой задачи позволило проанализировать изменения отклика амплитуд в трех частотных диапазонах в зависимости от мощности песчаных отложений и усовершенствовать алгоритм их прогноза с достоверностью восстановления данного параметра на уровне 70%.

В результате количественной интерпретации наибольшие эффективные толщины отмечаются в проксимальной части конуса выноса с их уменьшением к дистальной зоне и устьевой части подводящего канала. Минимальные значения характерны для подводящего и второстепенных питающих каналов, что соответствует геологическому представлению об объекте исследования.

Представленный подход может быть использован как независимая методика прогноза эффективных толщин в условиях недостаточности данных глубокого бурения и требований разностороннего подхода к оценке подсчетных параметров объектов.

4. РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ИЗУЧЕНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО КОЛЛЕКТОРА АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ МЕТОДАМИ ДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ С ПОМОЩЬЮ ПЕТРОУПРУГОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ³

Приведенный пример успешного применения результатов спектральной декомпозиции волнового поля в качестве входных данных при выполнении прогноза эффективных толщин продемонстрировал новые возможности метода при независимой оценке ФЕС сложнопостроенного коллектора ачимовской толщи. При этом возникает актуальный вопрос повышения достоверности количественного прогноза ФЕС с использованием упругих свойств среды, что является одним из необходимых условий изучения ачимовских отложений.

Детальное изучение таких сложнопостроенных коллекторов затруднительно без комплексирования методов сейсмостратиграфии и анализа динамических характеристик волнового поля, отражающих эффект изменения упругих свойств горных пород. При интерпретации материалов возникают сложности, связанные с неоднозначностью решения обратной задачи, что определяет возможность ее выполнения на качественном или количественном уровне в зависимости от полноты и качества входных данных (в том числе соотношения сигнал/шум), физико-геологических параметров среды, требований к получаемым результатам.

Исследуемый в данной работе продуктивный интервал ачимовской толщи характеризуется неоднородностью литологического состава горных пород и параметров ФЕС, что влечет закономерные изменения их упругих свойств. Соответственно подготовка петрофизического обоснования динамической интерпретации сейсмических данных является необходимым этапом перед выбором оптимальной методики решения обратной задачи, что повышает точность выполнения прогноза ФЕС изучаемых отложений.

Изначально упругие параметры среды рассчитаны с использованием результатов интерпретации ГИС – скорости продольной волны, плотности, акустического импеданса. Распределение этих параметров, особенно плотности, демонстрирует надежное разделение пород на классы «коллектор» – «неколлектор» (Рисунок 4.1).

Однако восстановление плотности в процессе решения обратной задачи, как правило, не представляется корректным ввиду высокой неустойчивости этого параметра [М.Ю. Романенко, 2010]. Отсутствие кросс-дипольного или широкополосного акустического каротажа в скважинах накладывает дополнительные ограничения на выбор методики

³ При подготовке данного раздела диссертации использованы следующие материалы и публикации, выполненные автором лично или в соавторстве, в которых отражены основные результаты, положения и выводы исследования:

1. **Волков Д.С.** Возможности и ограничения динамического анализа сейсмических данных при выполнении картирования зон глинизации и прогноза фильтрационно-емкостных свойств на примере конуса выноса ачимовской толщи // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2023. № 1 (53). С. 350-359.

интерпретации, что приводит к потерям информации о свойствах среды, в частности – о скорости поперечной волны и ее производных. Расширение набора анализируемых упругих свойств горных пород является предпосылкой для выполнения петроупругого моделирования с целью восстановления корректных значений скорости поперечной волны и определения дальнейшей информативности методик динамического анализа сейсмических данных.

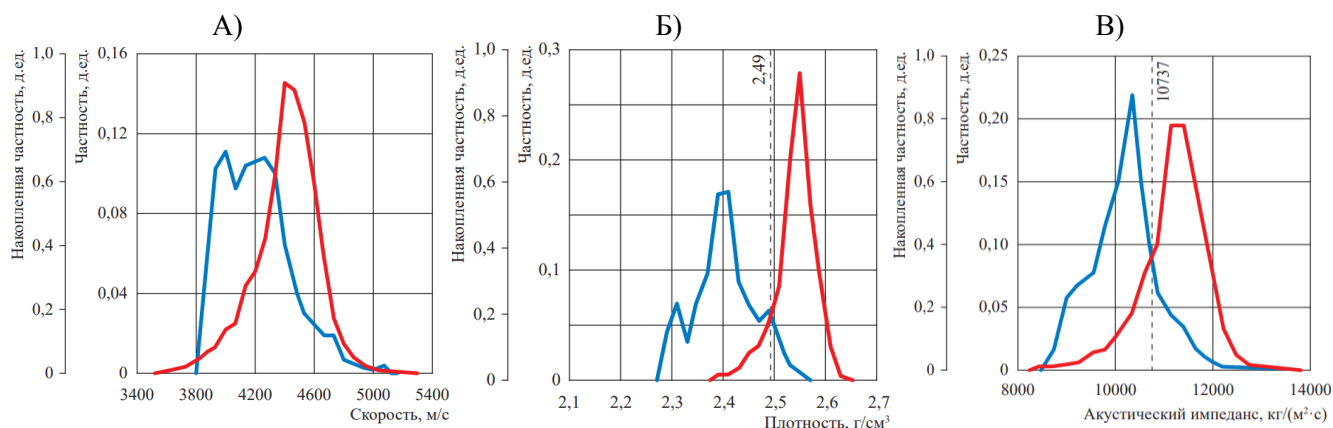


Рисунок 4.1 – Разделение зон коллектора (синяя кривая) и неколлектора (красная кривая) по гистограммам исходных данных ГИС: А) скорость продольной волны, Б) плотность, В) акустический импеданс [Волков Д.С., 2023]

4.1 Петроупругое моделирование

Под петроупругой моделью среды подразумевается некоторая физико-математическая аппроксимация реальных горных пород, позволяющая оценить упругие модули (объемный модуль сжатия – K ; модуль сдвига – μ) и объемную плотность породы. В задачу создания модели входит оптимизация упругих модулей и плотностей каждой минеральной компоненты в отдельности для достижения максимальной корреляции между измеренными и модельными кривыми, рассчитанными с данными параметрами.

В качестве входных данных автором использованы результаты интерпретации ГИС (кривые литологии, пористости, коэффициента газонасыщенности) скважин, вскрывших интервал ачимовской толщи. По литологическому составу отложения ачимовской толщи представлены песчаниками, алевролитами, аргиллитами, что указывает на возможность использования теоретических двухкомпонентных моделей среды, состоящих из песчаной («кварц») и глинистой («глина») фракции.

В большинстве случаев оценка объемного содержания глинистой компоненты строится на основе двойного разностного параметра (ΔGK), дополняемого в отдельных случаях учетом пористости. Дополнительно автором проанализированы подходы к определению коэффициента объемной глинистости с использованием кривых АК, НГК, ГГКп, ГК, ПС.

Выполненный автором анализ кросс-плотов АК-НГК и ГГКп-НГК с выделением трендов

для опорных пластов песчаника и глины не подтвердило соответствие высокого объемного содержания глинистой компоненты ($K_{гг}$) в глинистых пропластках, что может быть объяснено неинформативностью и некондиционностью материалов НГК.

Расчет автором коэффициента глинистости в неокомском интервале разреза с использованием кривой ПС также не дал положительных результатов ввиду её слабой дифференцированности. Использование двойного разностного параметра ГК по стандартной методике (линейная зависимость от $K_{гг}$) также демонстрирует значительное превышение коэффициента объемной глинистости в коллекторах.

В методических рекомендациях по использованию материалов ГИС, данных анализа керна и результатов испытаний для подсчета запасов газа и нефти в продуктивных отложениях ачимовской толщи Уренгойского НГКМ (1998 г.) для определения коэффициента объемной глинистости предложена формула (4.1):

$$\ln K_{гг} = (3,448 \cdot \Delta ГК - 3,39) \cdot \ln 2,71 + \ln(1 - K_{п.ср.}), \quad (4.1)$$

где $\Delta ГК$ – двойной разностный параметр, $K_{п.ср.}$ – средний коэффициент пористости.

В работе [Каплан С.А., 2010] оценка глинистости проведена на основе двойного разностного параметра $\Delta ГК$ по методике Ларионова (Рисунок 4.2) и характеризуется высоким коэффициентом корреляции (0,99) с результатами расчетов по уравнению (4.1), что делает ее более предпочтительной ввиду независимости от коэффициента пористости:

$$K_{гг} = 0,083 \cdot (2^{3,7 \cdot \Delta ГК} - 1) \quad (4.2)$$

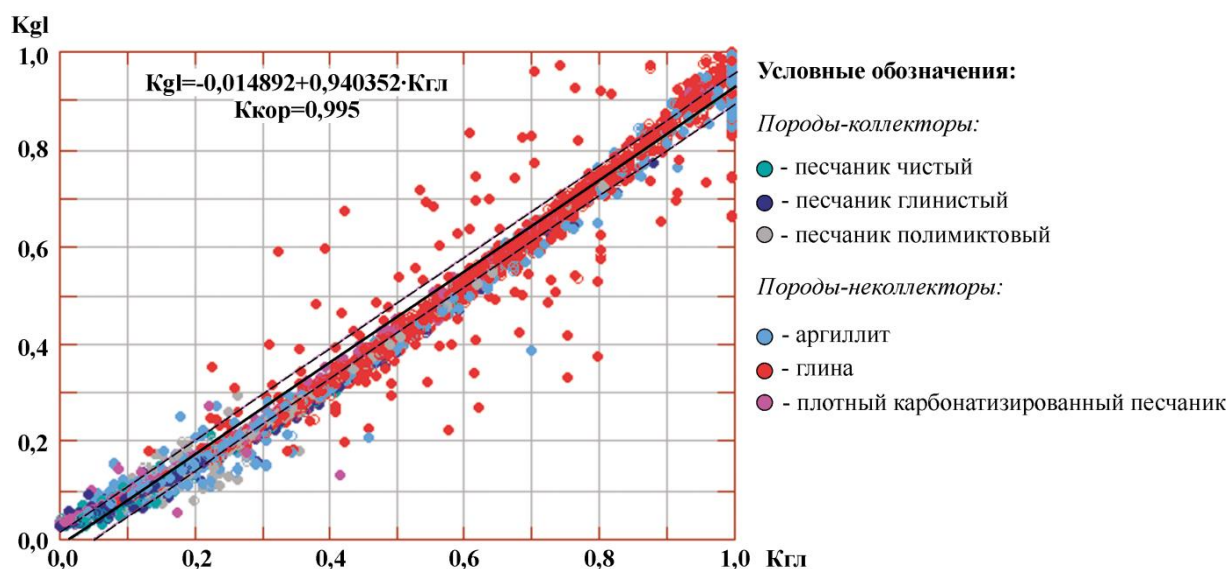


Рисунок 4.2 – Сопоставление вариантов расчета объемной глинистости по формулам (4.1) – $K_{гг}$ и (4.2) – $K_{гг}$ [Каплан С.А., 2010]

Применение данного подхода к изучаемым отложениям ачимовской толщи на площади работ, расположенной в непосредственной близости от Уренгойского НГКМ, продемонстрировало положительные результаты, соответствующие данным бурения и

интерпретации ГИС. Рассчитанные автором кривые объемного содержания глинистой компоненты также являются необходимыми входными данными при создании петроупругой модели.

На следующем этапе создания модели важным моментом является корректный выбор теоретической модели среды из имеющегося разнообразия моделей, каждая из которых имеет свои ограничения и допущения. Неверный выбор модели может оказать значительное влияние на качество и достоверность полученных результатов.

Для сопоставления автором были выбраны три модели – теоретическая модель Xu–White [Xu S., White R, 1996], эмпирическая модель критической пористости [Nur A., 1991, 1995] и уравнение среднего времени [Wyllie M, 1956, 1958, 1963]. Актуализация параметров моделей и расчет основных упругих характеристик (V_p , V_s , ρ) выполнены с учетом априорной геолого-геофизической информации в следующей последовательности:

1. Расчет плотности (ρ_m), модуля сжатия (K_m) и сдвига (μ_m) для смеси минералов;
2. Расчет модулей сжатия (K_{dry}) и сдвига (μ_{dry}) сухой породы;
3. Расчет модуля сжатия (K_{fl}) и плотности (ρ_{fl}) каждого флюида и их смеси;
4. Замещение флюида на основе теории Гассмана [Mavko G., 2009] и собственно расчет скоростей V_p , V_s и плотности ρ .

Модель среднего времени

Данная модель основана на принципах уравнения среднего времени – рассчитаны свойства смеси минералов и флюида в предположении пропорционального вклада скорости каждой компоненты породы в интегральную величину:

$$\Delta T = \varphi \cdot \Delta T_{fl} + (1 - \varphi) \cdot \Delta T_{ск} \quad (4.3)$$

где φ – общая пористость, ΔT – двойное время пробега продольной волны в горной породе, ΔT_{fl} – двойное время пробега продольной волны флюида, $\Delta T_{ск}$ – двойное время пробега продольной волны скелета. [Успенская Л.А., 2014]

Модель критической пористости

Анализируемая модель основана на представлении об изменении упругих свойств горной породы при превышении величины критической пористости (φ_c) – переходе из консолидированного состояния в разуплотненное (потеря контакта зерен друг с другом). Величина критической пористости зависит от типа горной породы и, например, составляет: 0,4 – для песчаника, и достигает 0,7 – для глин. Расчет упругих модулей осуществляется по закону Voigt на основе модели усредненного смешивания для песчаной и глинистой компоненты, где модули сухой породы (K_{dry} , μ_{dry}) могут быть найдены по зависимости:

$$K_{\text{dry}} = K_{\text{min}} \cdot \left(1 - \frac{\varphi}{\varphi_c}\right) \quad (4.4)$$

$$\mu_{\text{dry}} = \mu_{\text{min}} \cdot \left(1 - \frac{\varphi}{\varphi_c}\right) \quad (4.5)$$

В случае превышения критического значения пористости, эффективные упругие модули горной породы вычисляются согласно закону Reuss [Мавко Г., 2009], при этом модуль сдвига $\mu=0$. [Успенская Л.А., 2014]

Модель Xu–White

Представленный алгоритм создания петроупругой модели предусматривает смешивание двух минеральных компонент породы с итеративным добавлением порового пространства. Для расчета упругих модулей сухой породы (K_{dry}) и (μ_{dry}) используется зависимость Kuster–Toksoz (1974), для ограничения количества включений – дифференциальная модель эффективной среды (ДЭМ), которая характеризуется аспектным соотношением порового пространства для каждой компоненты породы. Это позволяет обойти ограничения, которые возникают от недостатка знания этих модулей при применении теории Гассмана, и делает модель очень гибким инструментом для исследования, так как скорости продольной и поперечной волн зависят от литологии, пористости, характера насыщения (продольная волна). Отличие модели Xu–White от Kuster–Toksoz и ДЭМ заключается в наличии четырех фаз для расчета сухих модулей горной породы: двух твердых компонент, каждая из которых характеризуется определенной геометрией порового пространства [Успенская Л.А., 2014] и двух – включений (поры). Оптимальные параметры, используемые при создании представленных теоретических петроупругих моделей и их сопоставлении, представлены в Таблице 4.1

Таблица 4.1 – Используемые параметры для моделирования упругих свойств (разработан автором)

| Матрица породы | | | | |
|-------------------------|---------------------------------|----------------------------|---------------------------------------|-----------------------------------|
| Компоненты породы | Объемный модуль сжатия, К (ГПа) | Модуль сдвига, μ (ГПа) | Объемная плотность, г/см ³ | Аспектное отношение пор, α |
| Кварц | 37,9 | 44,3 | 2,65 | 0,09 |
| Глина | 21 | 7 | 2,60 | 0,045 |
| Пластовый флюид | | | | |
| Пластовое давление, МПа | Пластовая температура, °С | Удельный вес газа, д.ед. | Минерализация пластовой воды, ppm | |
| 46,8 | 113 | 0,8107 | 5800 | |

Сравнительный анализ модельных кривых скорости поперечной волны затруднителен,

ввиду отсутствия для ачимовских отложений скважинной информации (ГИС – DTS) и данных по ультразвуковым исследованиям керна. Для оценки уровня нормировки поперечной волны автором применялся подход с использованием материалов ГИС (интервальное время пробега поперечной волны) в двух скважинах близрасположенных площадей (Уренгойское НГКМ, Заполярное ГКМ). На анализируемом кросс-плоте для литологических разностей песчаника удалось уверенно установить линию тренда для поиска линейной зависимости $DTS=f(DT)$ (Рисунок 4.3). Для глинистой компоненты удовлетворительной аппроксимации не выявлено.

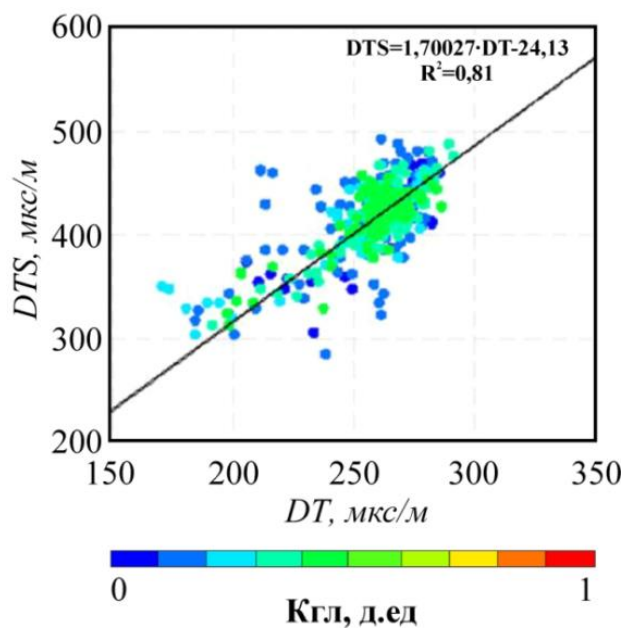


Рисунок 4.3 – Тренд DTS для песчаников ачимовских отложений по данным месторождений – аналогов (разработан автором)

При сравнении синтезированных и измеренных (априорная информация, включая данные месторождений-аналогов) скоростей продольных и поперечных волн наблюдается наилучшее сопоставление с исходными кривыми ГИС для модели Xu–White. (Рисунок 4.4)

Сопоставление скорости продольной волны демонстрирует незначительное завышение величины для модели критической пористости, и некоторое занижение скорости поперечной волны относительно трендовой кривой для модели Wyllie.

Анализ соотношения скорости продольной и поперечной волны указывает на высокое несоответствие величин этого параметра для модели среднего времени и критической пористости, что послужило основанием для использования модели Xu–White в качестве наилучшей физико-математической аппроксимации описываемой среды с наименьшей систематической погрешностью.

Синтезированные автором кривые скорости поперечной волны позволили расширить набор используемых упругих параметров, которые послужили надежным критерием идентификации продуктивной зоны при петрофизическом обосновании динамической

интерпретации. На представленном кросс-плоте атрибутов Ламе (Рисунок 4.5) автором уверенно разделены области коллектора и неколлектора, а также сокращен диапазон перекрывающихся значений между газонасыщенным и водонасыщенным коллектором в поле упругих свойств горных пород.

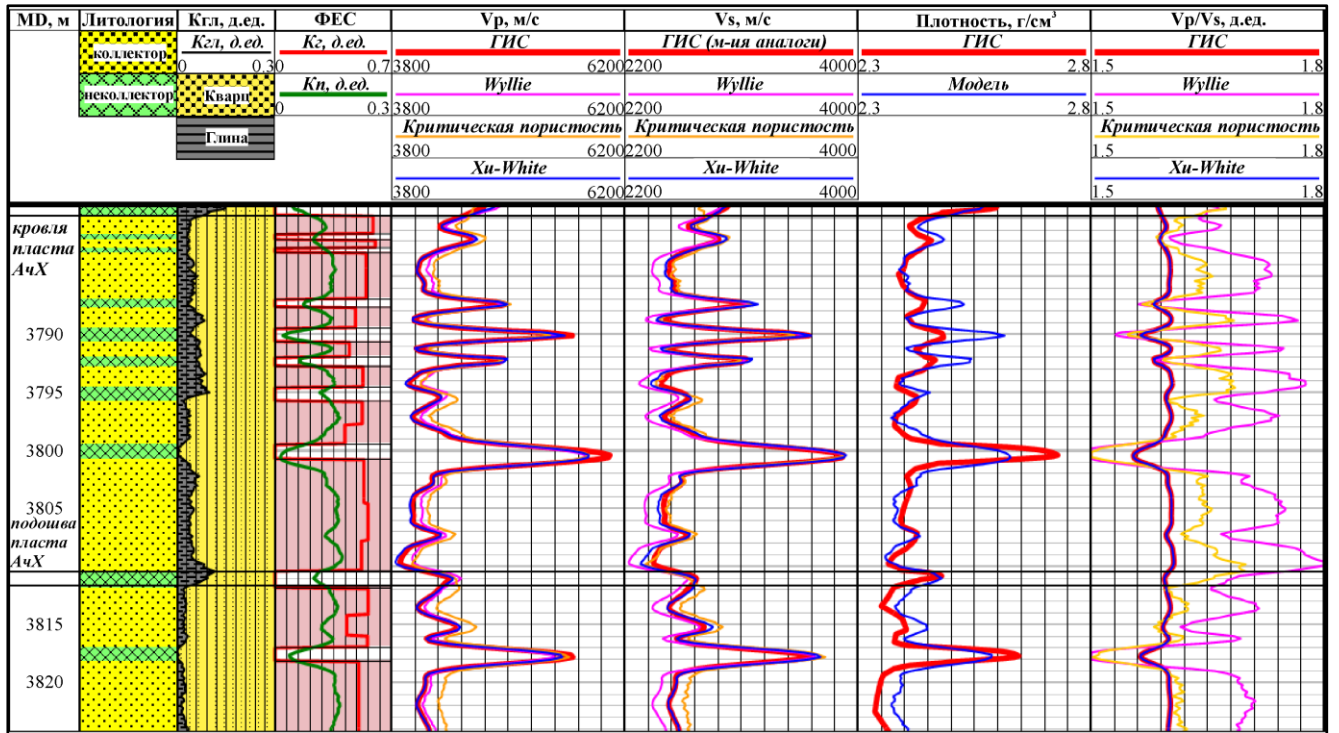


Рисунок 4.4 – Сопоставление упругих моделей среды для пласта АчХ. Планшет для скважины №9 (разработан автором)

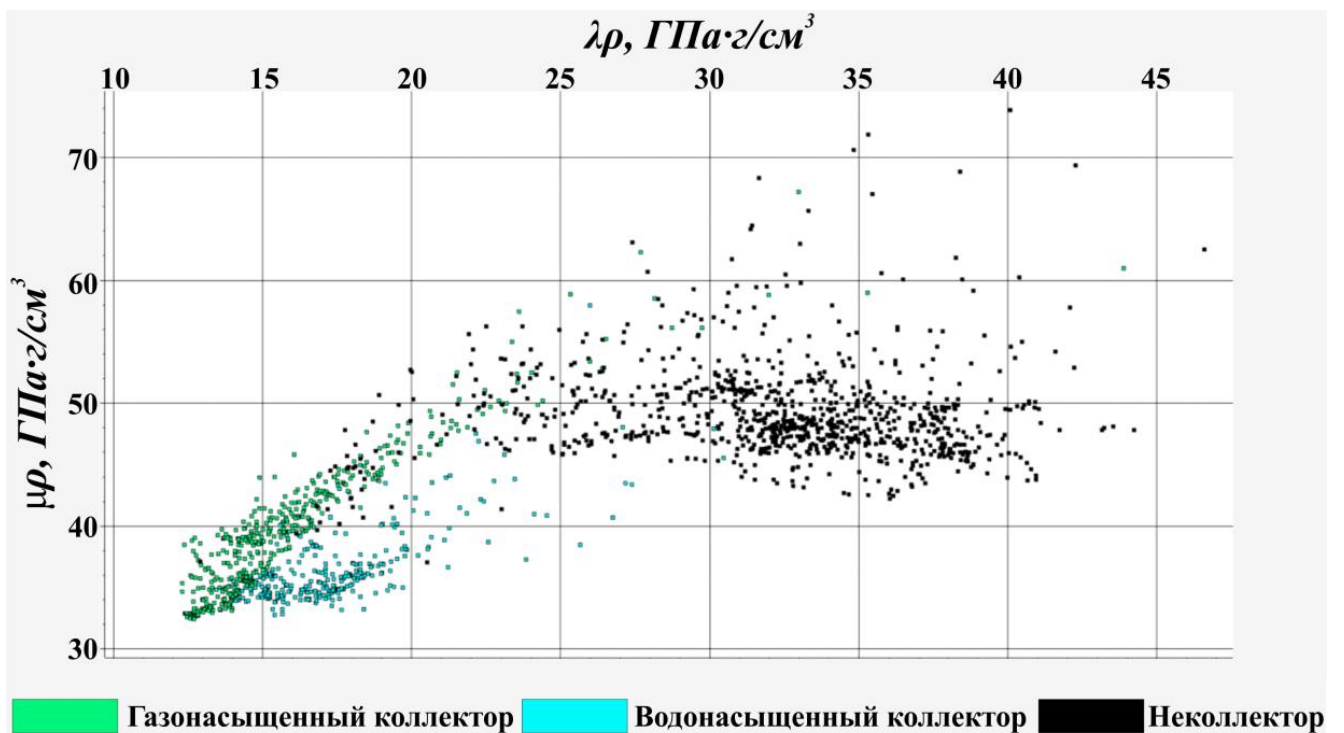


Рисунок 4.5 – Уменьшение неоднозначности решения обратной задачи с использованием синтетической кривой скорости поперечной волны на примере кросс-плота атрибутов Ламе [Волков Д.С., 2023]

Однако при переходе к сейсмическому масштабу исследования выявленные критерии выражены менее четко, ввиду уменьшения величины разрешающей способности метода и перехода к работе с эффективной моделью среды, что приносит дополнительную неопределенность и увеличивает риск возникновения ошибок I («ложное обнаружение коллектора») и II («пропуск коллектора») рода при интерпретации результатов. Снижение вероятности неоднозначного прогноза достигнуто благодаря привлечению априорной геологической информации, в том числе скважинных данных.

Таким образом, обработанные и синтезированные каротажные кривые позволили автору уточнить критерии устойчивого решения обратной задачи в масштабе ГИС, увеличить число используемых методик динамического анализа сейсмических данных и информативность получаемых результатов в процессе геолого-геофизической интерпретации материалов на качественном (AVO-анализ) и количественном уровне (расчет синхронной инверсии).

4.2 AVO-анализ

Основная цель метода заключается в изучении отклика амплитуд в зависимости от удаления источник–приемник, позволяющего выявить связанные с наличием УВ аномалии. За счет влияния множества факторов как технической (направленность источников и приемников, влияние условий группирования, случайный шум, инструментальные погрешности, граф обработки данных), так и геологической природы не всегда удается однозначно проинтерпретировать связь между физико-геологическими параметрами среды и AVO-атрибутами [Хилтерман Ф.Дж., 2010].

Коллектор представлен газо- и водонасыщенным песчаником, который в поле упругих свойств является акустически мягкой контрастной горной породой в сравнении с вмещающими аргиллитами. Это предполагает принадлежность данного типа газонасыщенного коллектора к AVO-аномалии III класса, что подтверждено автором при анализе отклика амплитуды от его кровли и подошвы в районе продуктивной скважины 14 (Рисунок 4.6). Наблюдаются высокие значения амплитуды на ближних удалениях и их интенсивный рост с увеличением угла падения волны.

Зависимость отклика амплитуды для кровли и подошвы коллектора от угла падения надежно описана двухчленной аппроксимации Аки–Ричардса [Аки К., Richards P.G., 1980] с коэффициентом корреляции 0,95, что предоставило возможность ее использования для расчета кубов AVO-атрибутов. Наглядное представление анализируемых AVO-параметров осуществлено посредством кросс-плоттинга независимых атрибутов, например, интерсепта – градиента.

На кросс-плоте (Рисунок 4.7) уверенно прослежен фоновый тренд для вмещающих и водонасыщенных пород, а также аномальные значения интерсепта и градиента,

соответствующие кровле и подошве газонасыщенного коллектора и формирующие аномалию типа «яркое пятно» в интервале пластов «АчХ» (представлено в сравнении AVO-атрибутов с другим конусом выноса на исследуемой площади). Следовательно, содержащие комбинацию исходных параметров (интерсепт и градиент) комплексные AVO-атрибуты, такие как «флюид-фактор» и «AVO-продукт», также служат качественным индикатором УВ-насыщения с учетом калибровки на скважинные данные.

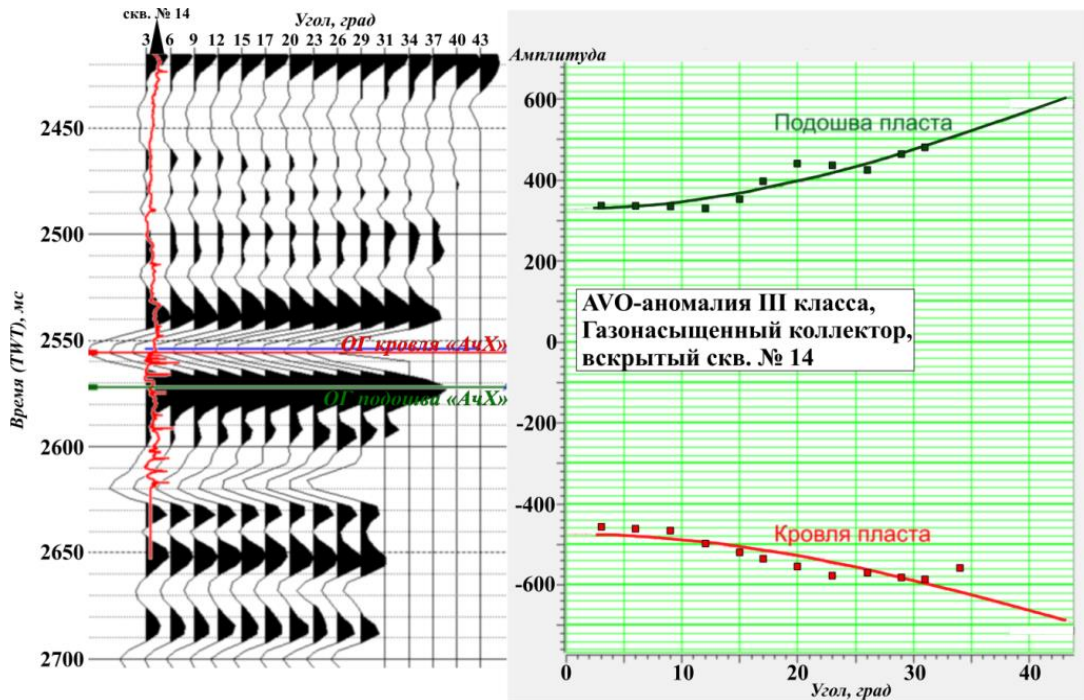


Рисунок 4.6 – AVO-отклик от кровли и подошвы ОГ АчХ, подчеркивающий принадлежность пород коллектора к газонасыщенным песчаникам III класса [Волков Д.С., 2023]

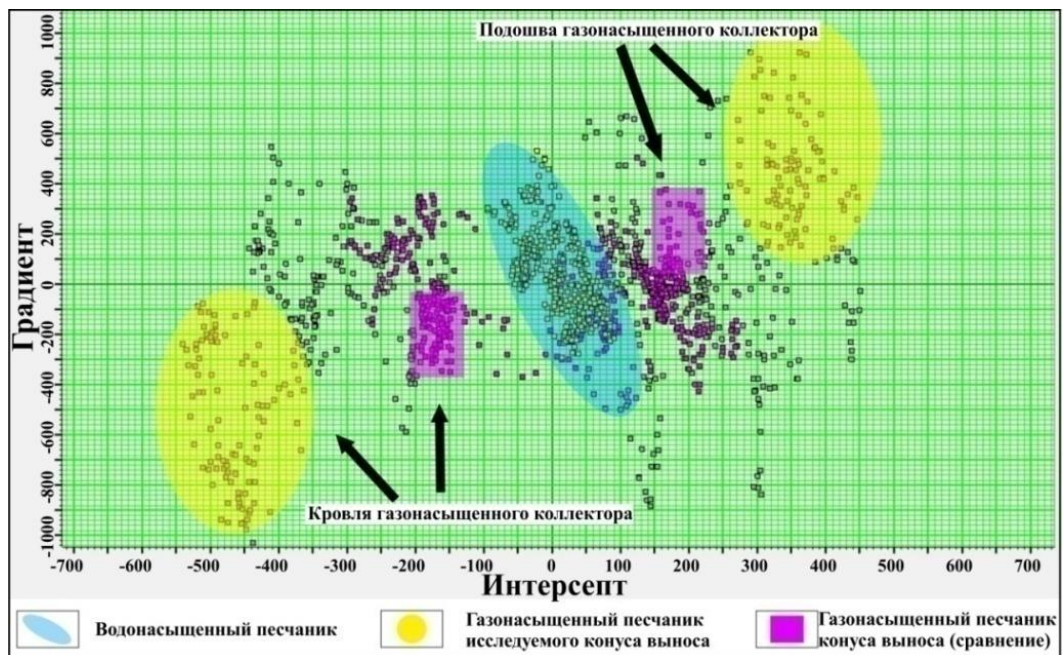


Рисунок 4.7 –Интерпретация AVO кросс-плота интерсепт–градиент для пласта АчХ [Волков Д.С., 2023]

Одним из таких рассчитанных атрибутов является «флюид фактор», определенный Smith и Gidlow (1987) как величина отклонения скачка скорости продольных волн от предсказанного для водонасыщенных пород. Максимальные значения атрибута проинтерпретированы автором как предположительная зона распространения газонасыщенного коллектора (Рисунок 4.8).

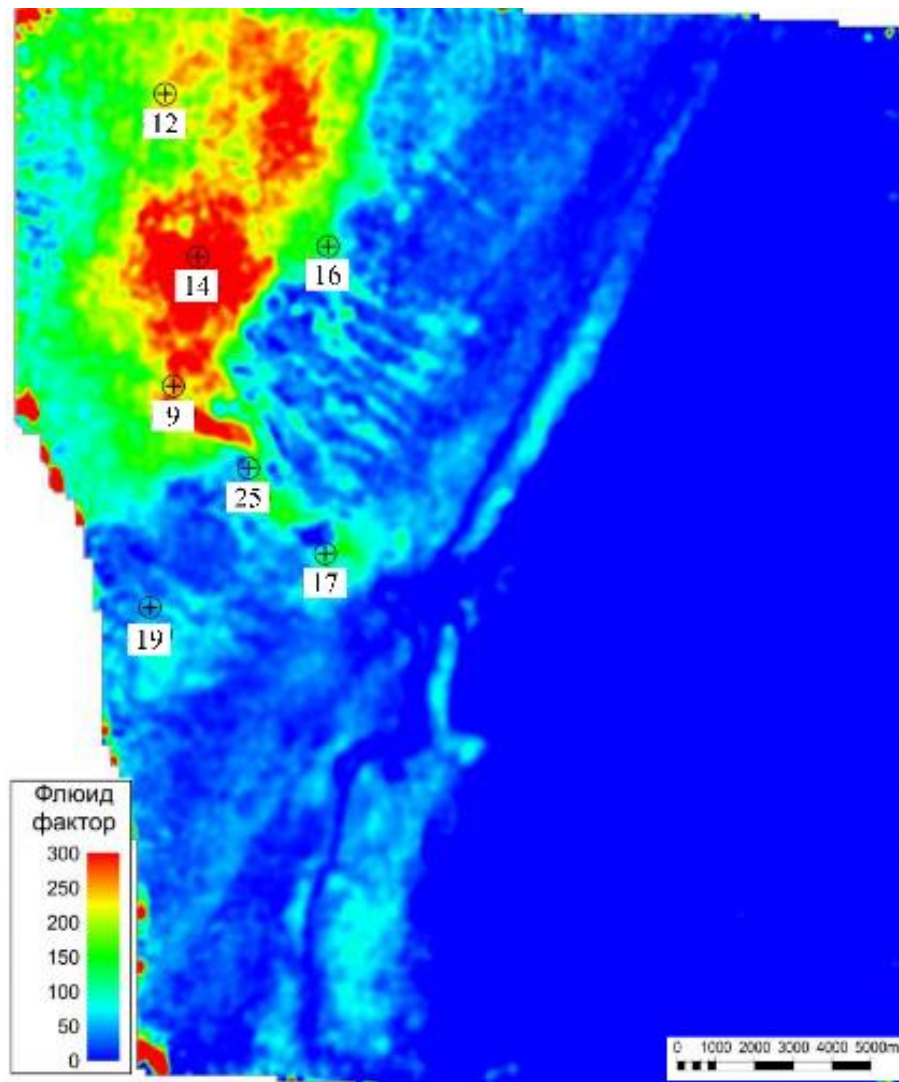


Рисунок 4.8 –Карта AVO-атрибута «флюид фактор» [Волков Д.С., 2023]

4.3 Синхронная инверсия

Синхронная инверсия – это метод решения обратной задачи динамического анализа с использованием данных до суммирования (сейсмограммы), в результате которого параметры волнового поля обращаются в упругие свойства среды – кубы акустического и сдвигового импедансов, плотности (однако редко можно добиться высокой разрешенности плотности в сравнении с акустическим импедансом). Согласно петрофизическому обоснованию динамической интерпретации расширенный комплекс ГИС (синтез кривой поперечной волны и ее производных) помог надежнее разделить и проинтерпретировать литологию, пористость и

флюидонасыщение. Одними из ограничений синхронной инверсии при выполнении расчета и интерпретации являются:

- Нестабильность восстановления плотности и отношения V_p/V_s ;
- Сглаживание тренда и результатов инверсии в акустически контрастном разрезе;

Следовательно, достоверность прогноза петрофизических свойств горных пород в межскважинном пространстве дополнительно зависит от качества восстановления упругих параметров среды и их устойчивостью. Соответственно, производные исходных кубов импеданса имеют сравнительно высокую величину ошибки, поскольку более чувствительны к изменению входных данных, в том числе физико-геологических свойств изучаемого интервала разреза. Кроме того, следует учитывать факт использования граничных значений упругих параметров среды для интерпретации зоны глинизации, поскольку величина области перекрытия между «коллектором» и «неколлектором» накладывает дополнительные ограничения – наличие ошибок I и II рода, связанные с некорректным прогнозом зоны распространения коллектора.

Опираясь на данную информацию, рассчитана синхронная инверсия и автором выполнен анализ дополнительных параметров среды (атрибуты Ламе) с использованием ее результатов. Выявлены надежные корреляционные зависимости ($K_{кор} > 0.7$) между упругими и фильтрационно-емкостными свойствами горных пород – построены прогнозные карты эффективных толщин, коэффициента пористости и газонасыщенности с учетом калибровки на скважинные данные, что позволило несколько уменьшить неоднозначность решения обратной задачи (Рисунок 4.9). Представленные результаты в полной мере отражают геологические особенности строения интерпретируемого конуса выноса и характеризуют его проксимальную часть как наиболее перспективную для дальнейших геологоразведочных работ.

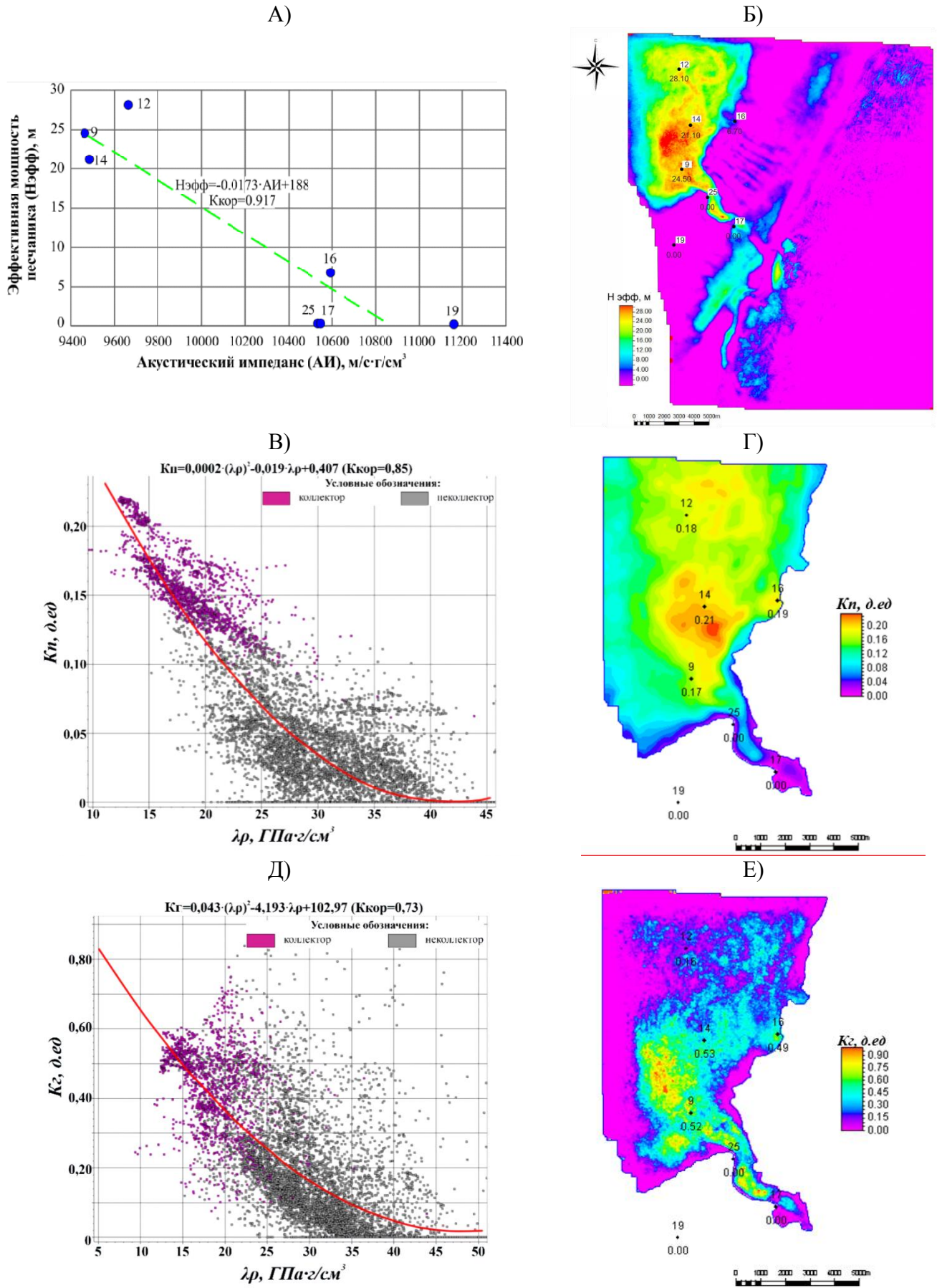


Рисунок 4.9 – Примеры выполнения прогноза А-Б) эффективной мощности, В-Г) коэффициента пористости и Д-Е) коэффициента газонасыщенности в изучаемом интервале разреза для пласта «АчХ» [Волков Д.С., 2023]

4.4 Выводы

Автором рассмотрены и предложены усовершенствованные интерпретационные подходы при изучении продуктивных ачимовских отложений, которые могут быть использованы как независимо, так и комплексно при выявлении зоны глинизации и прогнозе ФЕС сложнопостроенного коллектора.

Неосвещенный в достаточной мере глубоким бурением пласт-коллектор, где существенную роль в формировании залежей УВ оказывает литологический фактор, выявлены и продемонстрированы преимущества и ограничения методик динамического анализа.

К ограничениям отнесём значительное влияние качества и количества входных данных, в частности качество материалов сейсморазведки, объем исследований ГИС и их кондиционность, требования к типу решения обратной задачи (качественный или количественный прогноз), физико-геологические параметры среды, определяющие целесообразность выполнения динамической интерпретации сейсмических данных.

Однако благодаря расширению набора упругих методов ГИС на основе петроупругого моделирования, в частности синтеза скорости поперечной волны, удалось значительно повысить качество и объем полученных результатов. Рассчитанные атрибуты Ламе, как производные акустического и сдвигового импеданса, позволили более уверенно провести границу между коллектором и неколлектором, а также разделить коллектор по характеру насыщения. Результаты синхронной инверсии послужили основой для прогноза ФЕС в ачимовских отложениях в межскважинном пространстве. Новые данные об упругих свойствах породы имеют высокую степень корреляции с коэффициентом пористости и газонасыщенности коллектора.

Таким образом, к основным преимуществам динамического анализа необходимо отнести возможность детализации геологического строения поискового объекта, его независимую характеристику и оценку ФЕС в поле упругих свойств с использованием различных интерпретационных подходов, а также возможность интеграции полученных результатов, основанных на совместном анализе со скважинными данными, в геологическую модель.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выполненной работы рассмотрены основные проблемы динамической интерпретации сейсмических данных на малоизученных бурением площадях, основная задача которой заключалась в выделении перспективных геологических объектов со сложным строением и прогнозе их фильтрационно-емкостных свойств.

В данном исследовании предложен усовершенствованный подход к выделению геологических тел – потенциальных ловушек УВ и прогнозу их ФЕС. Комплексный подход к анализу атрибутов волнового поля позволил детализировать геологическое строение продуктивных отложений в акватории Печорского моря. Дополнительная геологическая информация по разрабатываемым месторождениям-аналогам на суше ТП НГП позволила спрогнозировать ФЕС исследуемых отложений в условиях отсутствия данных глубокого бурения и кондиционных материалов ГИС. Выявлены структурные и структурно-литологические ловушки и выполнен прогноз ФЕС:

- верхнепермские терригенные отложения: русла, осложненные меандрами и дельтой бокового прорыва. Продуктивность отложений подтверждена скважиной В-1, где получен дебит нефти объемом 48 м³/сут;
- верхнекаменноугольно-нижнепермские карбонатные отложения: антиклинальная структура на площади В, продуктивность доказана результатами опробования скважины: $Q_{г}=680$ тыс. м³/сут.; приподнятые зоны мелководного шельфа с палеокарстовыми образованиями (зоны выщелачивания, предполагается улучшение ФЕС) и погруженные зоны шельфа, содержащие одиночные карбонатные постройки типа «пинакл»;
- массивные карбонатные постройки в нижнесилурийских отложениях, частично вскрытые скважиной А-1 (скважина расположена на границе исследуемого объекта). Получен непромышленный приток нефти $Q_{н}=0,275$ м³/сут, что может быть объяснено неоптимальным гипсометрическим положением скважины вне «ребня» карбонатной постройки.

Автором выполнена адаптация метода спектральной декомпозиции волнового поля для изучения сложнопостроенных коллекторов ачимовской толщи. Результаты, используемые на качественном уровне при геолого-геофизической интерпретации данных, послужили входными данными при выполнении количественного прогноза эффективных толщин коллектора. Решение прямой задачи позволило проанализировать изменения отклика амплитуд в трех частотных диапазонах в зависимости от мощности песчаных отложений. Восстановление толщин с использованием данного подхода имеет более высокую достоверность их

определения в сравнении со стандартными интерпретационными методиками (корреляция ОГ кровли-подошвы коллектора). Качество прогноза эффективных толщин количественно сравнимо с аналогичными результатами по данным акустической инверсии.

Автором расширен анализируемый набор упругих методов ГИС посредством восстановлением скорости поперечной волны по методике петроупругого моделирования. Рассчитанные атрибуты Ламе, как производные акустического и сдвигового импедансов, позволили более уверенно провести границу между коллектором и неколлектором, а также разделить коллектор по характеру насыщения. Результаты синхронной инверсии послужили основой для прогноза ФЕС в ачимовских отложениях в межскважинном пространстве. Новые данные об упругих свойствах породы имеют высокую степень корреляции с коэффициентом пористости и газонасыщенности коллектора.

Результаты выполненной работы открывают новые перспективы поиска и дальнейших ГРП на малоизученных бурением площадях, в том числе при изучении сложнопостроенных коллекторов методами динамического анализа.

Список сокращений и условных обозначений

| | |
|------------|---|
| АВПД | - аномально высокое пластовое давление |
| АК | - акустический каротаж |
| АЧХ | - амплитудно-частотные характеристики |
| БПФ | - быстрое преобразование Фурье |
| ВАНГО | - Варандей-Адзвинская нефтегазоносная область |
| ВНК | - водо-нефтяной контакт |
| ГГКп | - гамма-гамма каротаж плотностной |
| ГИС | - геофизические исследования скважин |
| ГК | - гамма каротаж |
| ГКМ | - газоконденсатное месторождение |
| ГНМ | - газонефтяное месторождение |
| ГРР | - геологоразведочные работы |
| ДЭМ | - дифференциальная эффективная модель |
| ЗС НГБ | - Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция |
| Ккор | - коэффициент корреляции |
| КС | - метод кажущегося сопротивления |
| ЛЧМ | - линейная частотная модуляция |
| МОГТ-2D/3D | - метод общей глубинной точке в модификации профиль или куб данных |
| НАО | - Ненецкий автономный округ |
| НГБ | - нефтегазоносный бассейн |
| НГК | - нейтронный гамма каротаж |
| НГК | - нефтегазоносный комплекс |
| НГКМ | - нефтегазоконденсатное месторождение |
| НГО | - нефтегазоносная область |
| НГП | - нефтегазоносная провинция |
| НГР | - нефтегазоносный район |
| НМ | - нефтяное месторождение |
| ОГ | - отражающий горизонт |
| ПЗ | - потенциал-зонд |
| ПР | - природный резервуар |
| ПС | - потенциал самопроизвольной поляризации |
| ПКНГО | - Печоро-Колвинская нефтегазоносная область |
| РИГИС | - результаты интерпретации геофизических исследований скважин |
| ТП НГП | - Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция |
| УВ | - углеводороды |
| ФЕС | - фильтрационно-емкостные свойства |
| ХМАО | - Ханты-Мансийский автономный округ (Югра) |
| ЯНАО | - Ямало-Ненецкий автономный округ |
| AVO | - изменение амплитуды с удалением (amplitude versus offset) |
| CWT | - непрерывное вейвлет-преобразование (Continuous Wavelet Transform) |
| NTG | - отношение эффективной толщины к общей толщине пласта |

| | |
|------|---|
| | (net to gross ratio) |
| RMS | - среднеквадратичное значение (root mean square) |
| TWT | - двойное время пробега отраженной волны (two wave time) |
| WAPE | - средневзвешенная абсолютная процентная ошибка (weighted absolute percent error) |

Список литературы

1. Ампилов Ю. П., Барков А. Ю., Яковлев И. В., Филиппова К. Е., Приезжев И. И. Почти всё о сейсмической инверсии. Часть 1. Технологии сейсморазведки, 2009, № 4, с. 3-16.
2. Арефьев Сергей Валерьевич. Разработка модели геологического строения Ачимовской толщи в северо-западной части Нижневартовского свода : диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук : 25.00.12 / Арефьев Сергей Валерьевич; [Место защиты: Сиб. науч.-исслед. ин-т геологии, геофизики и минер. сырья]. - Томск, 2008. - 155 с. : ил. РГБ ОД, 61:08-4/67
3. Атлас геологических карт (литолого-фациальных, структурных и палеогеологических). Тимано-Печорский седиментационный бассейн, составлена: ГУП Тимано-Печорский НИЦ, 2000 г., редактор(ы): Никонов Н.И.
4. Атлас нефтегазоносности и перспектив освоения запасов и ресурсов углеводородного сырья Ненецкого автономного округа. - Нарьян-Мар: ГУП НАО «НИАЦ», 2004. - 115 с.
5. Богданов Б.П., Кузьменко Ю.С., Панкратова Е.И., Терентьев С.Э. Карбонатные постройки перми-карбона севера тимано-печорской провинции и их свойства // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. №3.
6. Бородкин В. Н., Курчиков А. Р., Мельников А. В., Храмцова А. В. Модель формирования и текстурные особенности пород ачимовского комплекса севера Западной Сибири : учебное пособие. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2011. – 84 с.
7. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири. Геология и геофизика. 2015. Т. 56. № 9. С. 1630-1642.
8. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности ачимовского комплекса Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2015. – 300 с.
9. Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г. и др. Ключевые проблемы освоения Ачимовских отложений на разных масштабах исследования // PRОнефть. Профессионально о нефти. 2018. № 2(8). С. 16–21. <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21>
10. **Волков Д.С.** Возможности и ограничения динамического анализа сейсмических данных при выполнении картирования зон глинизации и прогноза фильтрационно-емкостных свойств на примере конуса выноса ачимовской толщи // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2023. № 1 (53). С. 350-359.
11. **Волков Д.С.** Возможности количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции сейсмических данных МОГТ-3D // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. № 1 (36). С. 25-41.
12. **Волков Д.С.** Применение сейсмических атрибутов для выделения различных типов коллекторов на одном из участков шельфа Печорского моря. // Выпускная квалификационная магистерская работа. МГУ имени М.В. Ломоносова, 2019. 124 с.

13. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа, 2001, 68 с.
14. Гареева Л. Ф., Горбачев С. Д., Ампилов Ю. П. ТРИЗЫ Гвинейского залива. Построение трехмерной геологической модели и проектирование горизонтального бурения с использованием детерминистической синхронной инверсии частично - кратных сумм // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 7(91). – С. 16-23.
15. Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Сбитнева Я.С., Большакова Ю.А. Направления поисков месторождений нефти и газа в Тимано-Печорской провинции. – 2019. – № 3. – С. 57–65. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-3-57-65.
16. Демченко Н.П., Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В., Маракова И.А., **Волков Д.С.** Новые технологии прогноза и поисков залежей углеводородов с целью повышения эффективности геологоразведочных работ в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. // Горные науки и технологии. 2022. Т. 7. № 4. С. 274-286. (Scopus)
17. Журавлёв В. А., Кораго Е. А., Костин Д. А., Зуйкова О. Н. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Северо-Карско-Баренцевоморская. Лист R-39,40 – о. Колгуев – прол. Карские Ворота. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2014. 405 с.
18. Каплан С. А., Рыжов А. Е., Шеберстов Е. В. Опыт применения комплексного геолого-математического моделирования пластовых систем на примере ачимовских залежей Уренгойского месторождения с использованием результатов сеймики и геофизических исследований скважин // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2010. – № 1(4). – С. 200-223.
19. Колоколова И.В. Отчет НИР по теме: «Научное обоснование моделей и оценка запасов нефти Хоседаю-Неруюского, Нерутынского и Северо-Мукеркамьлькского месторождений и ресурсов нефти Мукеркамьлькской структуры Северо-Воргамусюрского участка недр» / И.В. Колоколова [и др.] – Москва: ИПНГ РАН, 2014. – 160 с.
20. Колоколова, Ирина Владимировна. Прогноз нефтегазоносности рифовых объектов в доманиково-турнейских природных резервуарах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и системные оценки рисков геологоразведочных работ : диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук : 25.00.12 / Колоколова Ирина Владимировна; [Место защиты: ФГБУН Институт проблем нефти и газа Российской академии наук]. - Москва, 2021.
21. Крылов Д. Н. Детальный прогноз геологического разреза в сейсморазведке - Москва : Недра, 2007. – 194 с.
22. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н., Храмова А.В.. Условия формирования и атлас текстур пород ачимовского клиноформного комплекса севера Западной Сибири; под ред. Б.Н. Шурыгина; Зап.-Сиб. фил. Ин-та нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, ОАО «СибНАЦ». – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2010. – 130 с.

23. Методические рекомендации по использованию материалов ГИС, данных анализа керна и результатов испытаний для подсчета запасов газа и нефти в продуктивных отложениях ачимовской толщи УГКМ. ОАО Газпром, Государственный Университет нефти и газа им. И.М. Губкина. Москва, 1998 г.
24. Митькина В.А., Мерший Р.Ф. Отчет о проведении научно-исследовательских работ: «Сбор и обобщение геолого-геофизических данных с целью прогноза перспективных объектов ... лицензионного участка» ОАО «Нарьян-марсейсморазведка», г. Санкт-Петербург, 2012.
25. Назаров В.И., Григорьев Г.А., Краснов О.С., Медведева Л.В. Экономическая оценка углеводородной сырьевой базы арктического шельфа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика 2021. - Т.16. - №1. -DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2021
26. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность Ачимовской толщи Западной Сибири. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. – 247 с.
27. Никонов Н.И., Головань А.С. (1983). Важное направление поисковых работ в верхнепермских отложениях Колвинского мегавала. Геология нефти и газа, 1, с. 8–13.
28. Романенко М.Ю., Керусов И.Н., Мирошниченко Д.Е., Масалкин Ю.В. Оценка эффективности метода синхронной инверсии сейсмических данных применительно к моделям слабоконтрастных коллекторов // Сериальное издание: Технологии сейсморазведки - 2010, Выпуск: 2: Страницы: 55-61
29. Ростовщиков В.Б., Колоколова И.В., Сбитнева Я.С., **Волков Д.С.** Перспективы освоения трудноизвлекаемых запасов нефти в арктической зоне Тимано-Печорской провинции // Инженер-нефтяник. 2022. № 2. С. 7-14.
30. Скоробогатов В.А., Кабалин М.Ю. Западно-Арктический шельф Северной Евразии: запасы, ресурсы и добыча углеводородов до 2040 и 2050 гг. // Журнал «Neftegaz.RU» (№11, 2019)
31. Ступакова А.В. Тимано-Печорский бассейн. Строение и основные этапы развития. Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 56-64. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.7>
32. Теплов Е.Л., Костыгова П.К., Ларионова З.В., Беда И.Ю. и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции. Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми, ГУП РК ТП НИЦ. – СПб: ООО «Реноме», 2011. – 286 с.
33. Терентьев С. Э. Богданов Б. П., Константинов А. А. Некоторые особенности строения силурийских отложений юго-западной части Хорейверской впадины. - Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов [Текст]: материалы межрегиональной научно-технической конф. (12 – 13 ноября 2009 г.) / под ред. Н. Д. Цахая. – Ухта: УГТУ, 2010. – 235 с.: ил.
34. Успенская, Людмила Андреевна. Моделирование упругих свойств пород с учетом литологического состава и типа заполняющего флюида : на примере месторождений Урненско-Усановской зоны : автореферат дис. ... кандидата геолого-

- минералогических наук : 25.00.10 / Успенская Людмила Андреевна; [Место защиты: Моск. гос. ун-т им. М.В. Ломоносова. Геол. фак.]. - Москва, 2014. - 23 с.
35. Хилтерман Ф. Дж. Интерпретация амплитуд в сейсморазведке. ГЕРС, 2010. – 256 с.
 36. Aki, K., and Richards, P.G., 1980, Quantitative seismology: Theory and methods: W. H. Freeman and Co.
 37. Barnes, Arthur E. Genetic Classification of Complex Seismic Trace Attributes. Paper presented at the 1997 SEG Annual Meeting, Dallas, Texas, November 1997.
 38. Barnes A. Too many Attributes? CSEG Recorder, March 2006
 39. Chakraborty, A., and Okaya, D.: Frequency-time decomposition of seismic data using wavelet-based methods, *Geophysics*, 60, 1906-1916, 1995.
 40. Chopra S., K.J. Marfurt. Seismic attribute expression of differential compaction: The Leading Edge, 2012, 31, no. 12, 1418–1422,
 41. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 2007. 481 p. <https://doi.org/10.1190/1.9781560801900>
 42. Chopra, S., and Marfurt, K.: Is curvature overrated? No, it depends on the geology, *First Break*, 33, 45-55, 2015.
 43. Chopra, Satinder & Marfurt, Kurt. (2005). Seismic attributes – A Historical Perspective. *Geophysics*. 70. 3-. [10.1190/1.2098670](https://doi.org/10.1190/1.2098670)
 44. Fatti J.L, Smith G.C, Vail P.J, Strauss P.J, Levitt P.R, 1994 “Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3D seismic case history using the Geostack technique”, *Geophysics* 59, 1362-1376.
 45. Hampson D.P., Russel B.H., 2005, Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. *Ann. Mtg. Society of Exploration Geophysicists. Abstracts, SI\2.*, 1633-1637.
 46. Kuster G.T, Toksoz M.N. Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media. *Geophysics*, 1974, Vol. 39, pp. 587–618.
 47. Laughlin, K., Garossino, P., and Partyka, G.: Spectral decomposition applied to 3D, *AAPG Explorer*. 23, 28-31, 2002
 48. Loizou, Nick & Chen, Shuangquan. (2012). The application and value of AVO and spectral decomposition for derisking Palaeogene prospects in the UK North Sea. *First Break*. 30. [10.3997/1365-2397.2012005](https://doi.org/10.3997/1365-2397.2012005).
 49. Mallat S. 1999. A wavelet tour of signal processing. Academic press
 50. Mavko Gary, Mukerji Tapan, Dvorkin Jack, *The Rock Physics Handbook // Cambridge University Press. Second Edition, 2009*
 51. Morlet, J., Arens, G., Fourgeau, E., and Glard, D.: Wave propagation and sampling theory- Part I: Complex signal and scattering in multilayered media, *Geophysics*, 47, 203–221, 1982.
 52. Nur A., Marion D., Yin H. Wave velocities in sediments. In *Shear Waves in Marine Sediments*, ed. J.M. Hovem, M.D. Richardson, and R.D. Stoll. Dordrecht // Kluwer Academic Publishers, 1991, pp. 131–140.
 53. Nur A., Mavko G., Dvorkin J., Gal, D, Critical porosity: the key to relating physical properties to porosity in rocks // *In Proc. 65th Ann. Int.*, 1995

54. Partyka, G. A., Gridley, J., and Lopez, J.: Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization, *The Leading Edge*, 18, 353–360, 1999.
55. Russell, B. and Hampson, D., 1991, A comparison of poststack seismic inversion methods: *Ann. Mtg. Abstracts, Society of Exploration Geophysicists*, 876-878.
56. Rutherford, S.R. and Williams, R.H. [1989] Amplitude-versus-offset variations in gas sands. *Geophysics*, 54, 680–688.
57. Shuey, R.T., 1985. A simplification of the Zoeppritz equations: *Geophysics*, 50, p. 609-614
58. Sinha, S., Routh, P.S., Anno, P.D., and Castagna, J.P.: Spectral decomposition of seismic data with continuous-wavelet transform, *Geophysics*, 70, 19-25, 2005.
59. Smith G.C, Gidlow P.M, 1987 “Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas”, *Geophysical Prospecting* 35, 993-1014.
60. Taner, M. T., F. Koehler, and R. E. Sheriff, 1979, Complex seismic trace analysis: *Geophysics*, 44, 1041–1063.
61. Taner, M. T., J. S. Schuelke, R. O’Doherty, and E. Baysal, 1994, Seismic attributes revisited: 64th Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 1104–1106. <https://doi.org/10.1190/1.1822709>
62. Taner, M. T., 2001, Seismic attributes: *CSEG Recorder*, 26, 48–56.
63. Volkov R.P., **Volkov D.S.**, Kozhevnikov G.S. From qualitative interpretation to quantitative analysis: Prediction of properties of geological bodies by using the spectral decomposition attribute – Case study of Achimov turbidity system in West-Siberia // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE 202030-MS. 31 p. <https://doi.org/10.2118/202030-MS>
64. Wyllie M.R.J., Gardner G.H.F., Gregory A.R.. Studies of elastic wave attenuation in porous media // *Geophysics*, 1963, Vol. 27, pp. 569–589.
65. Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner, L.W. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media // *Geophysics*, 1956, Vol. 21, pp. 41–70.
66. Wyllie, M. R. J., Gregory, A.R., and Gardner, G. H. F. An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. *Geophysics*, 1958 Vol. 23, pp. 459–493.
67. Xu, S. Y., and White, R. E., 1995, A new velocity model for clay-sand mixtures: *Geophysical Prospecting*, 43(1), 91–118.
68. Zabibi, N.E., and Siahkoohi, H.R.: Single frequency seismic attribute based on Short Time Fourier Transform.
69. Zoeppritz, K., 1919, *Erdbebenwellen VIII B*, On the reflection and propagation of seismic waves: *Göttinger Nachrichten*, I, 66-84.