#### МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турысова

Кафедра «Геофизика и сейсмология»

Кирсанова Катерина Анатольевна

Технология повышения качества структурных построений и динамической интерпретации с целью выявления зон распространения углеводородов (на примере участка в акватории Каспия)

#### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

7M07105 – «Нефтегазовая и рудная геофизика»

#### МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турысова

Кафедра «Геофизика и сейсмология»

УДК 550.834.05

На правах рукописи

Кирсанова Катерина Анатольевна

#### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Технология повышения качества структурных построений и динамической интерпретации с целью выявления зон распространения углеводородов (на примере участка в акватории Каспия)

Специальность 7M07105 – «Нефтегазовая и рудная геофизика»

Научный руководитель

Ассоциированный профессор,

доктор PhD

Умирова Г.К.

2025 г.

Рецензент

Кандидат технических наук, /ассоциированный профессор

Аршидинова М.Т.

2025 г.

Нормоконтроль

Старший преподаватель

Асирбек Н.А.

«23» Об 2025 г.

допущен к защите

Заведующий кафедрой «Геофизика и сейсмология» доктор технических наук,

профессо

Ратов Б.Т.

Алматы 2025

#### МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт геологии и нефтегазового дела им. К.Турысова

Кафедра «Геофизика и сейсмология»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
«Геофизика и сейсмология»
доктор технических наук,
профессор
Ратов Б.Т.
2025 г.

#### ЗАДАНИЕ на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Кирсановой Катерине Анатольевне

Тема магистерской диссертации: <u>«Технология повышения качества структурных построений и динамической интерпретации с целью выявления зон распространения углеводородов (на примере участка в акватории Каспия)»</u>

Утверждена приказом Ректора Университета № <u>548-П/Ө</u> от «<u>4</u>» декабря 2023г.

Срок сдачи законченной работы « 26 » июня 2025 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: научная литература, статьи, фактографическая база данных, включающая — сейсмический куб во временной области, кубы угловых сумм, скважинные данные, результаты изученности, стратиграфия и литология исследуемого участка.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) анализ геолого-геофизической и буровой изученности района исследований;
- б) подбор оптимального графа обработки и интерпретации сейсмических данных для атрибутного анализа;
- б) сравнительный анализ основных технологических подходов атрибутного анализа;
- в) интерпретация наиболее информативных сейсмических атрибутов;
- г) кроссплот-анализ с прогнозом литологии и флюидонасыщения;
- д) оценка достоверности моделей на основе скважинных данных.

Перечень графического материала: представлены 22 слайда презентации работы. Рекомендуемая основная литература:

- 1 Куандыков Б.М., Турков О.С., Шестоперова Л.В. Геологическое строение и оценка углеводородного потенциала северо-восточного сегмента Каспийского моря (в пределах Казахстана) Геология регионов Каспийского и Аральского морей // Казахстанское геологическое общество «КазГео». Алматы, 2004. С. 224-236.
- 2 Gregory F. Ulmishek Petroleum Geology and Resources of the Middle Caspian Basin, Former Soviet Union // U.S. Department of the Interior, 2001. 7-15 p.

- 3 Avseth P., Mukerji T., Mavko G. Quantitative Seismic Interpretation: applying rock physics tools to reduce interpretation risk // Cambridge University Press. Cambridge, 2005. 9-14 p.
- 4 Smith, R. The essentials of rock physics for seismic amplitude interpretation // Cambridge University Press, 2008. –3-8 p.
- 5 Shikeruk K., Jangirov A., Shestakov A. Review of Modern Methods of Prestack Seismic Data Analysis // European Association of Geoscientists & Engineers. 2nd EAGE International Conference KazGeo. Almaty 2012. 2-5 p.

**ГРАФИК** подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Введение	2.09.2024	выполнено
Современные сведения геолого- геофизической изученности, краткое геологическое строение района работ	9.12.2024	выполнено
Методическая и экспериментальная основы формирования базы данных. Контроль качества и анализ входных данных	3.03.2025	выполнено
Методика специализированной интерпретации геофизических материалов. Сравнительный анализ основных методик интерпретации сейсмических атрибутов	7.04.2025	выполнено
Результаты работ, выводы и рекомендации	5.05.2025	выполнено
Заключение	2.06.2025	выполнено

#### Подписи консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Введение	Г.К. Умирова (доктор PhD, ассоциированный профессор)	2.09.2024	y.gr
Современные сведения геолого- геофизической изученности и краткое геологическое строение района работ	Г.К. Умирова (доктор PhD, ассоциированный профессор)	9.12.2024	Yeg
Методическая и экспериментальная основы формирования базы данных. Контроль качества и анализ входных данных		3.03.2025	You
Методика специализированной интерпретации геофизических материалов. Сравнительный анализ основных методик интерпретации сейсмических атрибутов	А.Е. Абетов (доктор геол мин. наук, профессор,	7.04.2025	Muy
Результаты работ, выводы и рекомендации	А.Е. Абетов (доктор геол мин. наук, профессор, академик НАН РК)	5.05.2025	Muf.
Заключение	Г.К. Умирова (доктор PhD, ассоциированный профессор)	2.06.2025	To
Нормоконтролер	Старший преподаватель, Н.А. Асирбек	23.06.2025	Jak

Научный	руководитель
---------	--------------

Доктор PhD, ассоцированный профессор Умирова Г.К.

Задание приняла к исполнению магистрант

Дата

Кирсанова К.А. Тиц

«<u>2</u>» шоне 2025 г.

#### **АННОТАЦИЯ**

к магистерской диссертации «Технология повышения качества структурных построений и динамической интерпретации с целью выявления зон распространения углеводородов (на примере участка в акватории Каспия)».

Работа анализирует и демонстрирует различные технологические подходы к интерпретации сейсмических данных. К настоящему времени для решения задач прогнозирования резервуаров нефти и газа созданы различные технические и программные средства обработки и интерпретации данных сейсморазведки. При этом анализ перешел в стадию, когда в качестве исходных данных все чаще используются несуммированные сейсмические данные. В работе проведен сравнительный анализ эффективности сейсмических атрибутов и алгоритмов динамической интерпретации сейсмических данных на одном из участков Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна.

В работе продемонстрировано применение методов качественной и количественной интерпретации данных динамического анализа сейсморазведки для выявления зон глинизации и прогнозирования коллекторов. Представленные методики могут использоваться как отдельно, так и в сочетании — в зависимости от подходов к комплексированию полученной информации. Использование проанализированных атрибутов позволило уточнить геологическое строение района исследования, выполнить картирование зон глинизации и коллекторов, оценить преимущества используемых методов интерпретации при поиске и прогнозировании нефтегазоносных объектов, где литологический фактор оказывает значительное влияние на формирование залежей углеводородов.

#### **ABSTRACT**

to the Master's thesis «Technology for improving the quality of structural models and dynamic interpretation to identify hydrocarbon spreading zones (using the example of the Caspian offshore field)».

The thesis analyzes and demonstrates various technological approaches to seismic data interpretation. To date, various technical and software tools for seismic data processing and interpretation have been created to solve problems of oil and gas reservoirs prediction. At the same time, the analysis has moved to a stage where unstacked seismic data are increasingly used as the input data. This study presents a comparative analysis of the effectiveness of seismic attributes and dynamic interpretation of seismic data at a site within the Middle Caspian oil and gas basin.

The study demonstrates the application of qualitative and quantitative interpretation methods of dynamic seismic analysis data for clay zones identification and reservoir prediction. The presented methods can be applied both separately and in combination, depending on the approach to integrating the information obtained. The use of the analyzed attributes made it possible to revised geological model of the study area, map clay zones and reservoirs, and evaluate the advantages of the applied interpretation methods in the exploration and prediction of hydrocarbon-bearing feature, where the lithological factor has a significant impact on the formation of hydrocarbon deposits.

#### **АНДАТПА**

«Көмірсутектердің таралу аймақтарын анықтау мақсатында құрылымдық құрылыстардың және динамикалық интерпретация технологиясының сапасын арттыру (Каспий акваториясының телімі мысалында)» магистрлік диссертациясына аңдатпа.

Бұл жұмыс сейсмикалық деректерді интерпретациялаудың әртүрлі технологиялық тәсілдерін талдап, көрсетеді. Бүгінгі күні мұнай мен газ кенорындарын болжау мәселелерін шешу үшін сейсмобарлау деректерін өңдеу мен интерпретациялауға арналған әртүрлі техникалық және бағдарламалық құралдар жасалған. Қазіргі уақытта талдау бастапқы дерек ретінде жиынтықталмаған сейсмикалық деректерді жиі қолдану сатысына өтті. Жұмыс барсында Орта Каспий мұнай-газ алабының белгілі бір учаскесінде сейсмикалық атрибуттар мен сейсмикалық деректердің динамикалық интерпретациясының тиімділігіне салыстырмалы талдау жүргізілген.

Сонымен қатар сейсмобарлаудағы динамикалық талдау деректерін сапалық және сандық интерпретациялау әдістерін қолдану арқылы саздану аймақтарын анықтау және коллекторларды болжау мүмкіндіктері көрсетілген. Ұсынылған әдістемелер алынған ақпаратты кешендеу тәсілдеріне байланысты жеке де, біріктірілген түрде де қолданылуы мүмкін. Талдаудан өткен атрибуттарды пайдалану зерттелетін ауданның геологиялық құрылымын нақтылауға, саздану және коллекторлар аймақтарын карталауға, литологиялық фактор көмірсутек шоғырларының түзілуіне елеулі әсер ететін жағдайларда мұнай-газ кен орындарын іздеу және болжау кезінде қолданылған интерпретация әдістерінің артықшылықтарын бағалауға мүмкіндік берді.

### СОДЕРЖАНИЕ

Введе	ние	11
1	Современные представления о геолого-геофизической и	18
	буровой изученности района исследований	
1.1	Сейсморазведка	18
1.2	Буровая изученность	22
2	Выявление геолого-тектонических, структурных,	23
	литологических и геофизических критериев для проведения	
	интерпретации сейсмических данных	
2.1	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	23
2.2	Тектоническое строение района исследований	27
2.3	Нефтегазоносность района исследований	31
3	Интерпретация геолого-геофизических данных	34
3.1	Петрофизическая база данных	34
3.2	Сейсмическая база данных	38
3.2.1	Обработка сейсмических данных	38
3.2.2	Оценка качества сейсмических данных	41
3.3	Структурная сейсмическая интерпретация	43
3.3.1	Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов к	43
	данным ГИС	
3.3.2	Интерпретация целевых горизонтов и нарушений	44
3.3.3	Глубинные преобразования	48
3.3.4	Анализ результатов структурых построений	49
4	Методика специализированной интерпретации	56
	геофизических материалов	
4.1	Сравнительный анализ основных методик интерпретации	56
	сейсмических атрибутов	
4.1.1	Синхронная инверсия Sparse Spike	57
4.1.2	AVO-анализ	64
4.2	Лито-флюидная классификация и расчет кубов свойств	69
5	Результаты работ, выводы и рекомендации	72
5.1	Критерии оценки перспектив нефтегазоносности по	73
	результатам атрибутного анализа AVO	
5.2	Критерии оценки перспектив нефтегазоносности по	77
	результатам синхронной инверсии	
5.3	Построение кроссплотов и кластерный анализ	78
5.4	Рекомендации	80
Заклю	чение	
Переч	ень принятых терминов и сокращений	
_	к использованной литературы	

#### **ВВЕДЕНИЕ**

Нефтегазовая отрасль играет ключевую роль в экономическом развитии Казахстана, обеспечивая значительную часть ВВП страны. В условиях возрастающей глобальной конкуренции и нестабильности энергетических рынков перед Казахстаном стоит задача эффективного освоения углеводородных ресурсов. Особую значимость приобретает изучение новых перспективных месторождений, особенно на шельфе Каспийского моря, где сосредоточены крупные запасы нефти и газа.

Средний Каспий представляет собой один из наименее изученных нефтегазоносных регионов Казахстанского сектора. Несмотря значительные успехи в разведке месторождений, таких как Хвалынское, Сарматское и Широтное, остается большое количество неразведанных локальных структур, обладающих потенциальной нефтегазоносностью [1; 2;]. В условиях сложного геологического строения региона традиционные методы интерпретации сейсмических данных оказываются недостаточно эффективными. В этой связи актуальность работы обусловлена динамической необходимостью современных внедрения методов интерпретации, позволяющих повысить точность прогнозирования углеводородонасыщенности.

Объектом изучения является участок В Среднекаспийском нефтегазоносном бассейне, расположенный в Казахстанском Каспийского моря [3]. Обзорная схема района работ представлена на рисунке 1. Район характеризуется сложным тектоническим строением и значительной мощностью осадочного чехла. В его пределах выявлены перспективные нефтегазовые структуры, однако степень ИХ изученности остается недостаточной.

Географически участок исследований находится в акватории Каспийского моря, в зоне слаборазведанных мезозойских структур, где имеются благоприятные условия для накопления углеводородов. Основные перспективы связаны с терригенными отложениями средней юры и неокома.

Разведочные работы на Каспийском шельфе ведутся с 1990-х годов. В регионе был открыт ряд месторождений, включая такие крупные объекты, как Хвалынское, Сарматское, Широтное (им. Корчагина), Ракушечное и др. Однако одновременно с успешными открытиями фиксировались и неудачные результаты бурения, что указывает на сложность геологического строения региона и необходимость совершенствования методов интерпретации данных.

В пределах Среднего Каспия в разное время проводились геологоразведочные работы с использованием традиционных методов сейсморазведки. В последние годы внимание исследователей сосредоточено на применении современных технологий обработки и интерпретации сейсмических данных, позволяющих детально изучить строение осадочного чехла и повысить достоверность прогнозирования залежей нефти и газа.

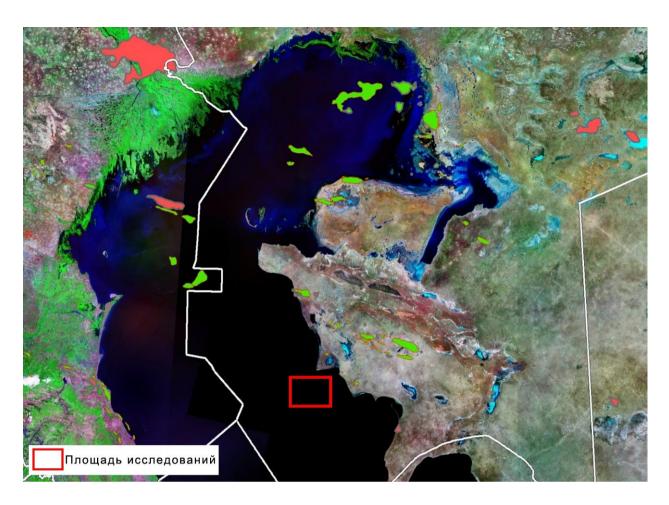


Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Выбор объекта изучения обоснован следующими пунктами:

**Перспективность нефтегазоносности региона** — Средний Каспий является одной из ключевых зон для поисков углеводородов в Казахстанском секторе Каспийского моря. В пределах данного района уже открыты значимые месторождения (Хвалынское, Сарматское, Широтное и др.), однако остается большое количество неразведанных структур.

**Наличие сложных геолого-геофизических условий** — район исследования характеризуется значительной мощностью осадочного чехла, наличием разломных зон, высокими амплитудами тектонических поднятий и активными процессами нефтегазомиграции, что требует применения передовых методов интерпретации.

**Необходимость повышения эффективности поисково-разведочных работ** — бурение ранее проведенных скважин дало неоднозначные результаты, включая случаи отрицательных исходов (Тюб-Караган-1, Курмангазы-1 и др.), что подчеркивает необходимость повышения эффективности сейсмических методик.

**Наличие исходных данных высокого качества** — для анализа использованы современные трехмерные (3D) сейсмические данные, собранные с применением передовых технологий обработки, что позволяет достичь высокой детализации геологического строения.

**Возможность практического применения результатов** — полученные модели распределения коллекторов, глинистости и углеводородонасыщенности могут быть использованы при проектировании разведочного и эксплуатационного бурения в данном районе, снижая геологические и экономические риски.

Таким образом, выбор объекта исследования обусловлен его высокой научной и практической значимостью, а также возможностью применения современных геофизических методов для повышения эффективности геологоразведочных работ.

На рисунке 2 представлен обзор анализируемых технологических подходов атрибутного анализа. В данной работе применяются современные методы динамической интерпретации сейсмических данных, включая сравнение следующих основных методик [4: 5;]:

- •AVO-анализ метод анализа изменения амплитуды сейсмических волн в зависимости от угла падения, позволяющий выявлять аномалии, связанные с насыщением пород углеводородами.
- •Сейсмическая инверсия метод, позволяющий получить объемные модели распределения упругих параметров пород, что значительно повышает точность интерпретации.



Рисунок 2 – Обзор анализируемых технологических подходов атрибутного анализа

Таким образом, проведенные исследования направлены на совершенствование методик интерпретации сейсмических данных в сложных

геологических условиях Среднего Каспия путем сравнения результативности методик и выявления наиболее информативного набора сейсмических атрибутов. Результаты могут быть использованы для оптимизации геологоразведочных работ и повышения эффективности освоения нефтегазовых ресурсов региона.

С учетом изложенного, актуальность магистерской диссертации «Технология повышения качества структурных построений и динамической интерпретации с целью выявления зон распространения углеводородов (на примере участка в акватории Каспия)» обусловлена необходимостью применения методического подхода к интерпретации 3Д-сейсмических данных МОГТ в условиях ограниченной геологической изученности и неоднозначных результатов бурения на исследуемом участке в акватории Среднего Каспия, путем внедрения современных технологических и программных подходов, направленных на прогнозирование коллекторских свойств продуктивных пластов на основе сейсморазведочных данных.

В этом аспекте целью магистерской диссертации является разработка методики, позволяющей повысить достоверность прогноза перспективных объектов на основе сравнительного анализа доступных алгоритмов динамической интерпретации и выявление наиболее информативного набора сейсмических атрибутов для их последующего использования при решении геологоразведочных задач в изучаемом регионе в схожих геологических условиях (Средний Каспий, Песчаномысско-Ракушечный свод, терригенные отложения средней юры и нижнего мела).

Поставленной цели автор магистерской диссертации добивался за счет последовательного решения следующих задач:

- 1. Анализ геолого-тектонических особенностей района с целью выявления критериев поиска перспективных зон скопления углеводородов.
- 2. Выбор наиболее оптимальных методик обработки с целью повышения соотношения сигнал/помеха, подавления линейных помех и кратных волн.
- 3. Выявление наиболее информативных AVO-атрибутов, построение объемных моделей распределения коллекторов, глинистости и углеводородонасыщенности для детального картирования коллекторов.
- 4. Оценка эффективности динамической интерпретации данных для прогноза нефтегазоносных объектов на основе сравнительного анализа AVO-атрибутов и инверсии.
- 5. Изучение методики сопоставления полученных результатов со скважинными данными для оценки достоверности прогнозных моделей и контроля качества сейсмических построений.
- 6. Разработка рекомендаций по построению концептуальной геологической модели, с возможностью применения на участках со схожими геологическими условиями (масштабирование технологии).

Реализация указанных задач позволила повысить точность прогнозирования нефтегазоносных объектов и разработать рекомендации по

дальнейшему применению методов динамической интерпретации сейсмических данных.

#### Достоверность выполненных исследований обеспечивается:

- использованием различных методов интерпретации сейсмических данных (AVO-анализ, сейсмическая инверсия), позволяющих исключить случайные ошибки;
- достоверной корреляцией выделенных аномальных зон углеводородонасыщения с фактическими данными бурения;
- контролем качества данных на этапе обработки сейсмических данных на основе учета соотношения сигнал/помеха и оценки шумов;
- высокой сопоставимостью полученных объемных сейсмогеологических моделей распределения коллекторов и зон углеводородонасыщенности с геологическими моделями.

Достоверность полученных результатов определяется комплексным технологическим подходом, основанным на использовании разномасштабных геолого-геофизических методов. Применены методы с принципиально различной физической основой: скважинные (каротажные) исследования с высокой вертикальной разрешающей способностью (до 5 мм), сейсмическая съемка (разрешение 10-15 м), AVO-анализ, инверсия и кроссплот-анализ. интерпретационных признаков ПО различным геофизическим данным, подтверждает высокую достоверность результатов. перспективные интервалы данным прогноза Выделенные ПО подтверждены бурением оценочной скважины, что свидетельствует о соответствии построенной модели реальному геологическому разрезу. Разработанные технологические подходы внедрены в производственную практику компании TOO «Professional Geo Solutions Kazakhstan».

Таким образом, проведенные исследования имеют высокую степень достоверности, что делает их результаты применимыми для дальнейших геологоразведочных работ.

Научная новизна обосновывается применением методов динамической интерпретации для картирования коллекторов и зон углеводородонасыщенности, проведением сравнительного анализа AVO-атрибутов и сейсмической инверсии для повышения достоверности прогноза, а также впервые выявленным для геологического разреза исследуемого участка наглядных преимуществ инверсии (алгоритм Sparse-Spike) перед традиционными методами.

В рамках диссертационной работы был разработан оригинальный методический подход, представляющий собой новое технологическое решение, направленное на повышение эффективности геофизического анализа данных сейсморазведки МОГТ 3Д. Реализация данного подхода позволила сформировать концептуальную геологическую модель, которая обеспечила возможность по-новому интерпретировать геологическое строение исследуемого участка, а также выявить новые перспективы в оценке нефтегазоносности региона. Детализировано тектоническое строение участка,

а именно — выделение блоков/сегментов объекта, который ранее, по 2Д данным, выделялся как единая структура с осложненными тектоническими нарушениями. Кроме того, данный подход может быть адаптирован и применён для *ранжирования структур* в пределах Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна.

**Практическая значимость** заключается в возможном использовании результатов исследований при проведении дальнейших геологоразведочных работ на шельфе Каспийского моря при анализе терригенных коллекторов.

Разработанная методика основана на использовании эффективных технологических подходов атрибутного анализа, и предназначена для повышения достоверности прогноза литологии и флюидонасыщения перспективных объектов в условиях ограниченной буровой изученности Среднего Каспия (Песчаномысско-Ракушечный свод). Предлагаемая технология позволяет более точно выявлять зоны возможного скопления углеводородов, опираясь на согласованный анализ геолого-геофизических данных, включая петрофизические, скважинные и сейсмические данные.

Предложенный технологический подход позволит снизить геологические выбор участков риски, оптимизировать бурения структур), экономическую эффективность (ранжирование повысить геологоразведочных работ, а также может быть адаптирован для изучения других нефтегазоносных регионов.

Личный вклад. Магистерская диссертация написана на основе исследований, выполненных на базе компании TOO «PGS Kazakhstan», в которых принял непосредственное участие автор диссертации. Автор разработал, обосновал самостоятельно изучил возможности высокотехнологичного подхода, качество повышающего структурных построений и динамической интерпретации с целью выявления зон распространения углеводородов. Проведена оценка применимости разработанной технологии на участке в акватории Среднего Каспия, что позволит адаптировать данный подход для условий Песчаномысско-Ракушечного свода.

В рамках выполненных исследований поэтапно осуществлены: анализ геолого-тектонических особенностей района с целью выявления критериев поиска перспективных зон скопления углеводородов, супервизирование этапов обработки, структурная интерпретация, сравнительный анализ методик динамического анализа, построение концептуальной геологической модели, оценка достоверности моделей на основе скважинных данных.

**Апробация работы и публикации.** Методика, разработанная в рамках диссертационного исследования, прошла апробацию через публикации в рецензируемых научных изданиях. Основные положения и результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации диссертации представлены в статьях и были доложены на научных конференциях.

Среди опубликованных материалов, оказавших большое влияние на структуру и содержание диссертации, можно назвать работы Куандыкова Б.М. (2004), Avseth P. (2005), Gregory F. Ulmishek (2001), Smith, R. (2008).

## 1 Современные представления о геолого-геофизической и буровой изученности района исследований

Масштабное, системное И всестороннее изучение акватории Каспийского моря началось после открытий нефтяных месторождений на о. Нефтяные Камни в Азербайджанском секторе. В рамках этих работ проводились региональные гравиметрические, магнитометрические сейсморазведочные исследования, результатом которых явились составленные в 60-80-х годах прошлого столетия геологическая карта Каспийского региона, представленная на рисунке 1.1, гравиметрическая и магнитная карты акватории Каспийского моря и прилегающей территории, а также структурно-тектонические карты различного масштаба, составленные разными авторами для всего Каспийского региона.

С 1950-х годов, геологические исследования в Каспийском регионе включали в себя проведение геологических съемок береговой и прилегающей мелководных территорий в масштабах 1:50 000 и мельче. Помимо этого, осуществлялись различные виды работ, включая донное опробование и геоакустические исследования для изучения верхней части геологического разреза, а также картировочное, глубокое параметрическое и поисковое бурение.

В начале 1960-х годов, впервые, И.О. Бродом было произведено нефтегеологическое районирование акватории Каспийского моря и прилегающих территорий. В результате он выделил три нефтегазоносных бассейна: Северо-Каспийский, Средне-Каспийский и Южно-Каспийский. Исследуемый нами участок расположен в пределах Средне-Каспийского бассейна [6].

#### 1.1 Сейсморазведка

1990 1974 ПО геофизический период ГОДЫ «Каспморнефтегеофизразведка» совместно с Государственным предприятием «Шельф» провели региональные детальные сейсморазведочные И исследования на морском продолжении Беке-Башкудукского вала, а также Карабогазского и Песчаномысского поднятий [7]. В ходе этих работ были построены структурные карты по основным отражающим горизонтам для структур Северо-Ракушечная и Ракушечное-море. В результате на Северо-Ракушечной структуре было открыто нефтегазовое месторождение, а на структуре Ракушечное-море скважина Р-4, из-за непредвиденного фонтана газа, была ликвидирована.

В начале 1990-х годов Международным консорциумом «Казахстанкаспийшельф» были выполнены сейсморазведочные работы МОГТ в казахстанском секторе Каспийского моря, в результате которых были выявлены локальные структуры Нурсултан, Ракушечное-море, Аль-Фараби, Улутау, Кетик, Акмола, Женис и Сары-Арка, представленные на рисунке 1.2.

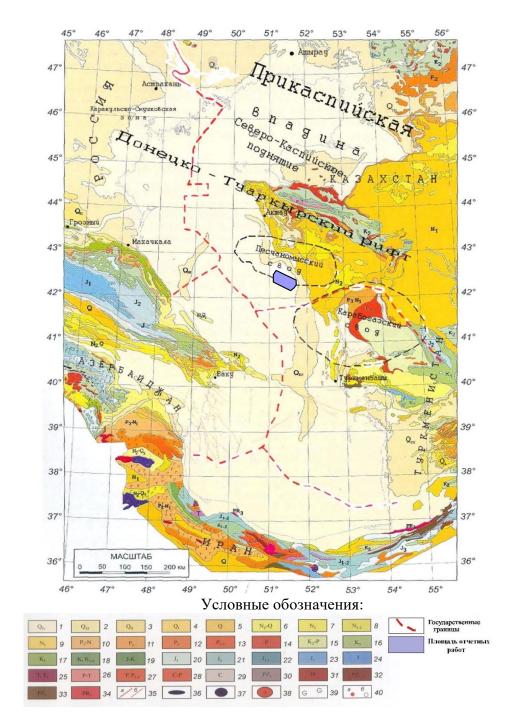


Рисунок 1.1 — Обзорная геологическая карта Каспийского региона Возраст отложений: 1 — современный (голоцен), 2 — позднечетвертичный, 3 — среднечетвертичный, 4 — раннечетвертичный, 5 — четвертичный (антропоген), 6 — плиоцен-антропоген, 7 — плиоцен, 8 — миоцен-плиоцен, 9 — миоцен, 10 — олигоцен-миоцен (майкопская серия и ее синхронные аналоги), 11 — олигоцен, 12 — эоцен, 13 — налеоцен-эоцен, 14 — палеоген нерасчлененный, 15 — верхний мел-палеоген, 16 — верхний мел, 17 — нижний мел, 18 — мел нерасчлененный, 19 — юра-мел, 20 — верхняя юра, 21 — средняя юра, 22 — нижняя-средняя юра, 23 — нижняя юра, 24 — юра нерасчлененная, 25 — триас нерасчлененный, нижний триас, 26 — пермь-

триас, 27 — пермь нерасчлененная, 28 — карбон-пермь, 29 — карбон, 30 — верхний палеозой, 31 — девон, 32 — нижний-средний палеозой, 33 — нижний палеозой, 34 — поздний протерозой; 35 — разрывные нарушения: взбросы и надвиги (а), прочие разломы (б); магматические породы: 36 — интрузии базитов и ультрабазитов, 37 — субвулканические тела и вулканические сооружения основного и среднего состава, 38 — граниты и гранитоиды; 39 — эффузивные породы смешанного состава; 40 — грязевые вулканы: действующие (а), потухшие (б)

В результате проведенных исследований, сеть профилей МОГТ-2Д здесь была доведена до густоты 16×16 км, 8×8 км, а в некоторых районах — до 4×4 км. С целью детального изучения строения структур Нурсултан и Ракушечноеморе, и подготовки их под поисковое бурение, в 2008 году на исследуемом участке были проведены сейсмические исследования. В этом же году компанией ООО «Атмогеохимия» были выполнены геохимические исследования, включая донный отбор проб в пределах указанных структур. Схема сейсмической изученности казахстанского сектора Каспийского моря представлена на рисунке 1.3.

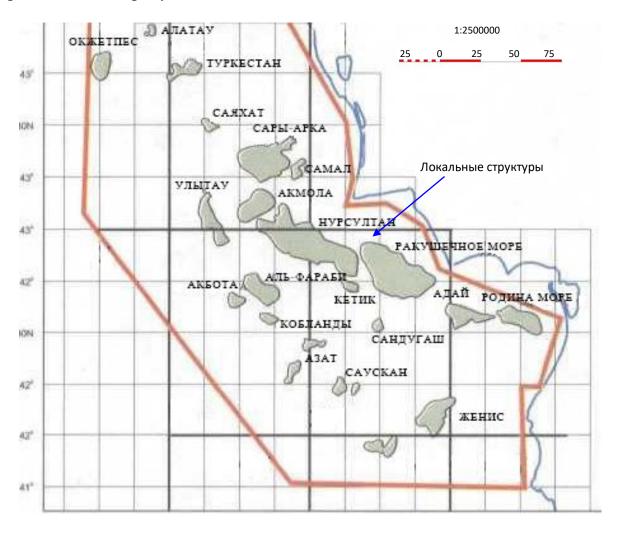


Рисунок 1.2 – Обзорная карта структур Среднего Каспия

результате интерпретации проведенных исследований составлены структурные карты по девяти отражающим горизонтам, а также выполнена оценка перспективности исследуемого участка на наличие углеводородов. Исследования были проведены с целью детального изучения строения разреза, определения возможных геологического оценки нефтегазового потенциала региона на углеводородов, геохимических данных и космического мониторинга, для выбора мест заложения первых поисковых скважин, а также расширения изучаемой площади, включая структуры Аль-Фараби, Акбота, Улытау, Сары-Арка, Самал. В 2012 году на участке Ракушечное-море была проведена полнократная 3Д сейсмическая съемка общей площадью 920 км<sup>2</sup>, с целью уточнения геологического строения данного участка.

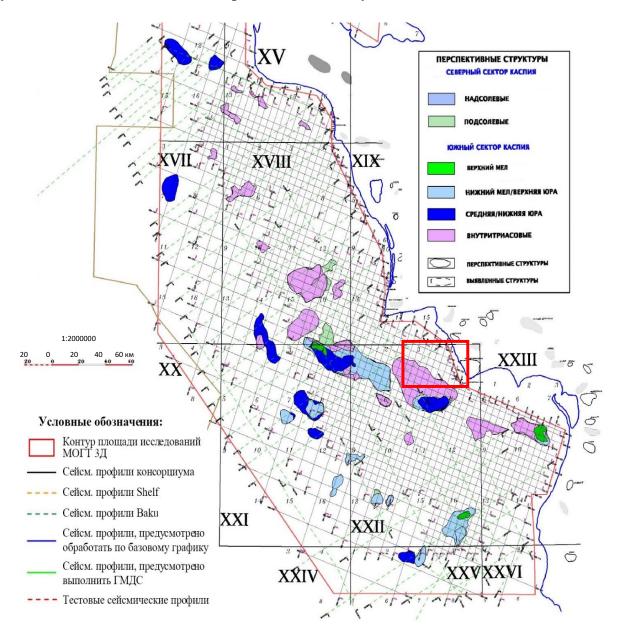


Рисунок 1.3 — Схема сейсмической изученности казахстанского сектора Каспийского моря

#### 1.2 Буровая изученность

В пределах исследуемого района, в зоне 2Д-3Д сейсмической съемки и на прибрежных территориях, было пробурено около 15 скважин. Большая часть из них относится к старому фонду и расположена на участках Жага, Песчаный Мыс, Северное Ракушечное и Ракушечное-море. Помимо этого, были пробурены две новые скважины: R-1 на структуре Ракушечное-море и N-1 на структуре Нурсултан, по которым имеется наиболее полная геологическая информация.

В 2010 году на участке Ракушечное-море была пробурена скважина R-1 с общим забоем 2600 м. В ходе бурения были вскрыты мезозойско-кайнозойские отложения, бурение было завершено в карбонатных отложениях триаса.

По скважине R-1 был проведен каротаж в открытом стволе с целью уточнения углеводородного потенциала, а также для определения литологического состава пород и стратиграфии. В рамках исследований были проведены следующие работы:

- Газовый каротаж, с целью определения содержания и состава углеводородных газов.
  - Лабораторный анализ боковых грунтов.
- Измерения пластового давления и отбор проб флюидов и газа Модульным Динамическим Испытателем пластов (MDT).
  - Анализ глубинных проб нефти, газа и пластовой воды.

Кроме того, по новым и ряду старых скважин, были получены биостратиграфические данные для уточнения возраста пород, а также данные ВСП и сейсмокаротаж, использованные для увязки с сейсмическими данными.

Таким образом, в результате влияния ряда факторов, территория исследований характеризуется довольно низкой геолого-геофизической изученностью, особенно буровой, что не дает возможности для достоверного моделирования геологического строения и оценки нефтегазоносности. С учетом высоких затрат на бурение в этом регионе, ранжирование структур по геологическому риску следует осуществлять на основе доступных геолого-геофизических данных. Это подчеркивает необходимость применения методического подхода к интерпретации сейсмических данных в условиях ограниченной геолого-геофизической изученности и неоднозначных результатов бурения на исследуемом участке, разработке которого посвящена магистерская диссертация.

# 2 Выявление геолого-тектонических, структурных, литологических и геофизических критериев для проведения интерпретации сейсмических данных

#### 2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Южного Мангистау участвуют породы от нижнего палеозоя до кайнозойского возраста включительно. Литологостратиграфический разрез Среднего Каспия представлен на рисунке 2.1. В пределах Средне-Каспийского бассейна выделяются пять стратиграфических комплексов — палеозойский фундамент, триасовая система, юрская система, меловая система, палеоген-неогеновая система.

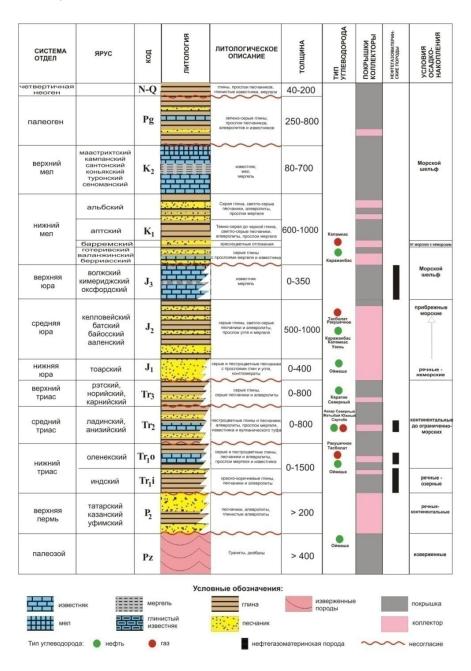


Рисунок 2.1 – Литолого-стратиграфический разрез Среднего Каспия

Палеозойский фундамент. Раннепалеозойские породы регионально метаморфизованы в амфиболитовую, эпидот-амфиболитовую фацию зеленых сланцев, возраст которых по калий-аргоновому методу определяется от 440-300 млн. лет, что соответствует геологическому периоду от ордовика до карбона (по данным П.Н. Куприна и др., МГУ, 1982 г.). Эти породы рядом исследователей отнесены к складчатому фундаменту. В пределах территорий Южного Мангистау раннепалеозойские амфиболитовые сланцы скважинами не вскрыты, ввиду их возможного глубокого залегания в опущенных блоках земной коры [6].

Фундамент Среднего Каспия относится к герцинской складчатости деформированных пород среднего и позднего палеозоя. Наиболее древними породами, вскрытыми рядом скважин в пределах северо-западного склона Карабогазского свода (пл. Южный Аламурун, Жанаорпа, Тамды и Букбаш), Песчаномысско-Ракушечной зоны поднятий Жетыбай-Узеньской тектонической ступени являются, наряду с гранитоидами, первичноосадочные, осадочно-вулканогенные породы, которые метаморфизованы в наиболее измененных различных фациях, начиная ОТ амфиболитовых сланцев (площади Южный Аламурун, Жанорпа, Тамды и Букбаш) до слабометаморфизованных черных сланцев, песчаников и аргиллитов (пл. Оймаша, Ракушечная, Жетыбай и др.).

В целом, отражающий горизонт PZ отождествляется с размытой поверхностью палеозойских отложений. На имеющихся временных разрезах, по рассматриваемой территории Ракушечное-море, горизонт уверенно выделяется на участках, где имеются высокие контрасты импеданса со слабодислоцированными нижнетриасовыми отложениями. Обычно горизонт просматривается в виде пачек высокоамплитудных прерывистых отражений. Ниже горизонта PZ волновая картина характеризуется отсутствием какихлибо протяженных осей синфазности, то есть хаотичными отражениями.

По сейсмическим материалам, по аналогии с изученными регионами Южного Мангышлака, можно предположить, что на исследуемой территории на фундаменте залегают красноцветные грубообломочные отложения верхней перми, которые имеют локальное распространение в депрессиях и прогнутых участках.

На большей части территории в пределах 3Д съемки, фундамент перекрыт породами триаса и, возможно, местами даже юры. В пределах исследуемого участка палеозойские отложения скважинами вскрыты не были.

**Триасовая система.** Триасовые отложения представлены тремя отделами – нижним, средним и верхним.

В нижнем отделе выделены *индский и оленекский ярусы*, первый из которых сложен переслаивающимися красноцветными и пестроцветными аргиллитами, алевролитами и песчаниками с редкими прослоями мергелей и глинистых известняков. Суммарная мощность пород индского яруса резко изменяется по площади бассейна, превышая 1000÷1500 м. *Оленекский ярус* залегает на индском ярусе с размывом, литологически сложен чередованием

песчаников, известняков, алевролитов и туфогенных пород, имеющих крайне ограниченное распространение.

В среднем отделе триаса выделяется *анизийский ярус*, в котором по литологическим особенностям прослежены три пачки: вулканогенно-доломитовая, вулканогенно—известняковая и вулканогенно-аргиллитовая с суммарной мощностью от 100 м до 800 м в Песчаномысско-Ракушечной зоне и на западном борту Жазгуринского прогиба.

Нижняя, вулканогенно-доломитовая пачка, в литологическом отношении представлена известняками серыми, органогенно-обломочными, мелкозернистыми с различным содержанием туфогенного материала, а также песчаниками серыми, мелкозернистыми с прослоями глинистых и туфогенных пород.

Средняя, вулканогенно-известняковая пачка, сложена преимущественно черными, доломитизированными, а также органогенно-детритовыми известняками с маломощными прослоями туфов, туффитов, туфоаргиллитов и туфопесчаников.

Верхняя, вулканогенно-аргиллитовая пачка, представлена черными, слабо карбонатными аргиллитами с подчиненными прослоями алевролитов и туфопесчаников. Мощность вулканогенно-аргиллитовой толщи достигает 500 м в районе Сегендыкской депрессии и уменьшается в Песчаномысско-Ракушечной зоне до 100 м. В целом, для отложений среднего триаса, характерна достаточно высокая битуминозность известняков и аргиллитов.

В верхнем отделе триаса, по литологическим особенностям, выделяются три пачки: *три пачки*: *три* 

Первая из них представлена разнозернистыми зеленовато-серыми песчаниками и туфопесчаниками с туфоаргиллитами и туфоалевролитами серого и темно-серого цвета.

Вторая сложена равномерным чередованием черных аргиллитов, серых и темно-серых алевролитов и разнозернистых песчаников с увеличением доли грубозернистых разностей в нижней части пачки.

Третья пачка также представлена переслаиванием разнозернистых песчаников и алевролитов с черными аргиллитами.

#### Юрская система

Юрские отложения залегают на триасовых и более древних образованиях с угловым и стратиграфическим несогласием. Толщина юрских образований изменяется в широких пределах: от 0 м (Карабогазский свод) до 1940 м.

В пределах рассматриваемой территории мощность юрских отложений колеблется в диапазоне 1000-1300 м.

Обломочные породы нижней — средней юры представлены песчаноглинистыми разностями. Зачастую, обогащены угольно органическим материалом. Эти породы, в основном, имеют континентальный генезис в нижней части и становится более морскими к верхней части разреза. В большей степени морские пропластки встречаются в батском ярусе. В среднем, толщина средней юры, в пределах рассматриваемого участка (по данным скважин), колеблется в пределах 700-1000 м, сокращение мощности идет к своду структуры Ракушечное-море.

Если рассматривать среднеюрские отложения с региональной позиции, то толщина разреза достигает от 1300 до 1400 м в центральной части Южно Мангистауской депрессии и утончается до 800-1000 метров на Жетыбай-Узеньской ступени. Региональной покрышкой, несогласно перекрывающей морские отложения, являются келловей - киммериджские глины и карбонаты.

Как стратиграфически, так и литологически, верхнеюрские отложения можно разделить на породы двух комплексов — киммеридж-волжского и оксфордского. Отложения киммеридж-волжского комплекса представлены органогенно-обломочными известняками, доломитизированными известняками, с прослоями мергелей, доломитов, глин, алевролитов и мелкозернистых песчаников, крепко сцементированных карбонатным, или кремнистым цементом. Отложения оксфорда представлены преимущественно мергелистыми осадками, с прослоями глинистых разностей.

К кровле юрских отложений приурочен интенсивный отражающий **горизонт III**, представляющий протяженное высокоамплитудное двух-трех фазное отражение. Отражение приурочено к кровле карбонатных отложений, вследствие чего горизонт хорошо прослеживается по всей площади исследования и на отдельных участках наблюдается угловое несогласие.

#### Меловая система

Отложения мелового возраста развиты на всей территории Мангистау. Они, в одних случаях, без видимого размыва залегают на верхнеюрских образованиях, а в других — несогласно перекрывают породы различных подразделений юрской системы (площади Бузачинского свода, Тюбеджикского вала и др.) и более древних образований (северный борт Карабогазья).

В пределах рассматриваемой территории, меловые отложения выражены двумя отделами — верхним и нижним. Верхний отдел представлен, преимущественно, карбонатно-терригенными разностями, в составе известняков, мергелей, глинистых отложений. Мощность, в пределах участка Ракушечное-море, в целом изменяется от 30 до 170 м.

Нижний отдел представлен тремя комплексами — альбским, аптским и неокомским. Отложения альба представлены песчано-алевритовыми и глинистыми породами. Песчаники мелкозернистые, слабо сцементированные глинистым цементом. Отложения апта представлены глинами с подчиненными пластами и прослоями алевролитов, реже песчаников. Песчаники алевритистые, мелкозернистые. Мощность комплекса апт+альб изменяется от 650 м с сокращением к своду в среднем до 550 м.

Отложения неокома представлены песчаниками, глинами и алевролитами, с редкими прослоями мергелей, известняков и доломитов. Мощность, в пределах куба 3Д, изменяется в пределах 90-180 м.

К кровле меловых отложений приурочен отражающий **горизонт II**, который представлен колебанием с различной степенью прослеживаемости.

#### Палеоген-неогеновая система

Палеогеновые отложения представлены переслаиванием мергелей, доломитов и органогенных известняков с редкими пропластками глин и песчаников. Цвет пород белый, светло-серый и буровато-серый. Мощность палеогеновых отложений достигает 250-300 м.

Миоцен-неогеновые отложения залегают на подстилающих с резко выраженным несогласием. В нижней части они сложены серовато-зелеными известковистыми глинами с прослоями белых мергелей и светло-серых известняков. В верхней части разреза представлены глинистыми органогенно-обломочными известняками и известняками-ракушечниками. Мощность отложений в пределах куба 3Д изменяется в пределах 220-420 м.

На волновом поле палеогеновой и неогеновой части разреза отмечаются рифы, в нижней части которых отражения имеют хаотичный характер. Вверх по разрезу, в рифовом массиве, волновая картина меняется, появляются высокоамплитудные параллельные отражения, которые свидетельствуют о цикличности роста рифов. Размеры рифов достигают 30 км протяженности при максимальной высоте 700 м. Наблюдается также эрозионные останцы, высота которых достигает 230 м и эрозионные врезы, вероятно, представляющие русла Палео-Волги.

#### 2.2 Тектоническое строение района исследований

Основные особенности строения геологического разреза исследуемой территории обусловлены широкомасштабным поэтапным воздействием тектонических сил со стороны Большого Кавказского складчатого пояса по направлению к Южно-Мангышлакско Устюртской системы депрессий. Предполагается, что на начальном этапе развития бассейна под действием вышеуказанных произошло образование наиболее сил (внутрипалеозойских) разломов с формированием системы приподнятых и опущенных блоков. В последующем, в ходе палеозойско – триасового осадконакопления, из-за относительного изменения направления воздействия произошло смещение разлома вдоль основного ранее сформировавшихся блоков.

Как видно из приведенного ниже рисунка 2.2, имеются две основные рифтовые системы — Центрально-Мангышлакская и Туаркыр-Карауданская. Рассматриваемая площадь расположена на западной оконечности Карауданского рифта, где разломы теряют свою большую амплитуду по сравнению с восточной частью региона. К тому же, они превращаются в обратные взбросовые разломные нарушения со значительной частью сдвиговой компоненты [3].

Туаркыр-Карауданский рифт, вероятно, сформировался в раннем палеозое. Среднепалеозойские осадки накапливались в условиях растяжения континентальной коры. В процессе дальнейшей геодинамической эволюции формировалась офиолитовая ассоциация ультраосновных и основных пород девон-раннекаменноугольного возраста. Породы представлены амфиболитами, кремнистыми сланцами и кварцитами. Они интенсивно дислоцированы, прорваны телами габброидов и метасоматически изменены. Комплекс офиолитов в Туаркырской структуре образует линейную зону и прослеживается под плитным чехлом на значительное расстояние в северозападном направлении.

Процесс рифтогенеза и формирования отдельных блоков продолжался и в более позднее триасовое время, образуя структуры надвигов и выпирающих блоков. На последующем этапе, в платформенных условиях, проходило осадконакопление мезо-кайнозойского комплекса пород, сопровождавшееся слабовыраженным тектоническими нарушениями, заложенными в палеозойское время.

#### Тектонико - стратиграфическое развитие.

В пределах изучаемого региона выделяются *четыре* стадии развития геологического разреза, они представлены на рисунке 2.2 в виде палеогеодинамической схемы.

Стадия 1. Палеозойский рифтогенез (250-300 млн. лет).

В протерозойское время произошло заложение рифтовой зоны в пределах исследуемой территории, что привело к накоплению наибольших мощностей палеозойских отложений (более 500 млн. лет). В последующем в этих отложениях, в процессе каледонского орогенеза, образовались складчатые зоны в виде валообразных поднятий, которые унаследовано развивались в герцинской, кимериджской и альпийской фазах орагенеза.

По, предположительно, палеозойским отложениям, в пределах рассматриваемой площади по данным сейсмики, выделяются на фоне общего субширотного простирания два локальных структурных поднятия этого же простирания: Нурсултан, Ракушечное-море.

**Стадия 2**. *Триас* – *Эоцен* (210 млн. лет).

триасовое время происходят квазиплатформенные условия претерпели глубокие размывы осадконакопления, которые осадконакопления в предоленекское, анизийско - ладинское, предюрское и предмеловое время, что в современном структурном плане отобразилось в структурно-тектоническом строении слагающих мезокайнозойских отложений. Структурные планы по отражающим горизонтам **II**, **III**, **V** формировались в платформенных условиях осадконакопления, начиная с нижней юры до олигоцена.

Стадия 3. Олигоцен – Плиоцен (36 млн. лет).

Формирование этого комплекса происходило в морских платформенных условиях осадконакопления с преобладанием отложений карбонатного и глинисто – карбонатного состава.

#### Стадия 4. Современная стадия, Плейстоцен-Голоцен (5 млн. лет).

В плиоценовое время идет образование карбонатных пород (ракушняки, известняки), в морских условиях осадконакопления, а в последующем в четвертичное время идет отступление (регрессия) моря и накопление осадков в виде супесей, суглинок и песков.

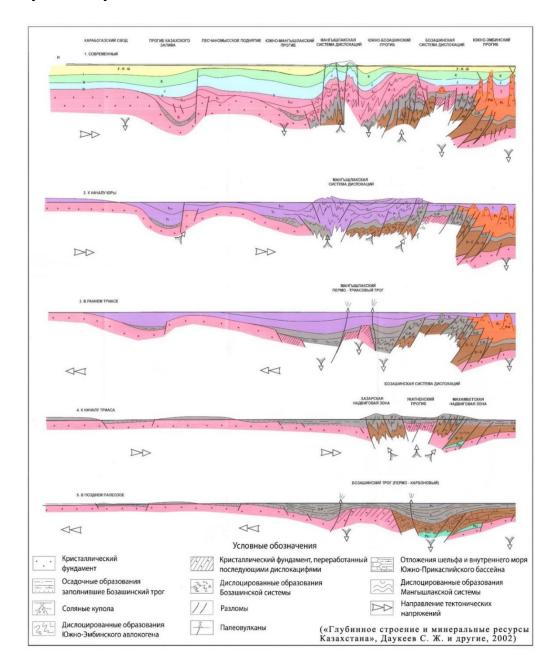


Рисунок 2.2 – Палеогеодинамическая схема эволюции мангистаусскобузачинского региона

Вследствие интенсивной тектонической переработки северо-восточного склона Среднекаспийской антеклизы в пермское, триасовое и последующее время, в современном структурном плане южный борт Центрально-Мангистауского рифта оказался разделенным на ряд крупных структур второго порядка.

По поверхности палеозоя, в средней части акватории Каспия, наиболее крупной положительной структурой является Песчаномысско-Ракушечное поднятие, ограниченное на севере Сегендыкской, на востоке Жазгурлинской, на юге депрессией Казахского залива. На западе эта структура граничит с региональной отрицательной структурой — Терско-Каспийским краевым прогибом.

Выделенные по кровле палеозойских отложений структурные элементы практически отражают в региональном плане особенности строения триасового комплекса осадков, для которого свойственны резкие изменения толщин и интенсивная разломная тектоника.

К югу от Центрально-Мангышлакской системы дислокации крупным положительным элементом фундамента является Песчаномысско-Ракушечное сводовое поднятие. Это крупный приподнятый структурный элемент, почти изометричных очертаний. Отложения триаса в его пределах вскрыты на глубинах 3,2-3,6 км. По данным расчета гравимагнитных аномалий предполагается, что в наиболее приподнятой части Песчаномысско-Ракушечного свода, глубина залегания фундамента составляет около 4 км. Между Мангышлакской мегантиклиналью и Песчаномысско-Ракушечной зоной располагается депрессионная зона — Сегендыкский прогиб, в пределах которого мощность осадочных образований превышает 7,0 км. Этот прогиб имеет линейные очертания и вытянут в субширотном направлении.

В рамках исследуемой территории доминирующее положение занимает Песчаномысско-Ракушечный свод. Его размеры по замыкающей по кровле триаса изогипсе -3400 м составляют 150 км х 85 км. По этой структурной поверхности наиболее приподнятое положение занимает южная приразломная часть свода, где отметки V отражающего горизонта составляют -2200 м. Его северный борт крутой и связан с Туаркырским разломом, а южный плавно воздымается в сторону Карабогазского свода. Гравимагнитные данные свидетельствует о том, что, видимо, наиболее погруженная часть прогиба находится непосредственно в прибрежной зоне Казахского залива.

Наиболее приподнятая его часть, по-прежнему, располагается на южном склоне, на своде антиклинали Ракушечное-море, вблизи с Туаркырской системой сдвигов.

По результатам сейсмических исследований в пределах исследуемой площади, выявлены локальные структуры Нурсултан, Ракушечное-море, Аль-Фараби, Улытау, Сары-Арка и другие. Большинство выявленных структур представляет антиклинальные поднятия, некоторые из которых нарушены разломами. В целом, наблюдается унаследованный от рельефа поверхности палеозоя характер поднятий, выполаживающихся вверх по разрезу.

Важно отметить развитие взбросов в конце палеозоя и в начале триаса, и приуроченных к ним горстов, сводам которых соответствует структура Ракушечное-море.

В регионе, помимо антиклинальных поднятий и тектонически-экранированных структур в мезозойско-кайнозойской части осадочного

разреза, достаточно отчетливо выделяются эрозионно-аккумулятивные формы рельефа, образующие рифовые баровые, дельтовые, эрозионные и структурноденудационные ловушки.

#### 2.3 Нефтегазоносность района исследований

**Песчаномысско-Ракушечный нефтегазоносный район** (НГР) приурочен к крупному (140х90 км) одноименному поднятию, занимающему значительную часть акватории Среднего Каспия.

Оно расположено между тремя крупными мезозойскими очагами генерации углеводородов и представляет собой крайне благоприятную геологическую структуру для формирования на ее склонах и вершине залежей нефти и газа. Перспективным здесь считается весь мезозойский разрез. Однако, триасовый комплекс на поднятии имеет небольшие толщины, что не позволяет прогнозировать открытие в нем значительных по запасам месторождений.

В Песчаномысско-Ракушечном НГР выделяются три зоны нефтегазонакопления (НГН): Оймашинская, Сарыаркинская и Ракушечноморская.

Оймашинская зона НГН занимает вершину и восточный склон поднятия и располагается большей частью на суше. В плане она граничит на востоке с Жазгурлинским очагом генерации УВ. Здесь выявлена целая группа месторождений, залежи которых находятся в породах палеозойского, триасового и юрского возраста. В целом, продуктивность связана с нижними секциями мезозойского разреза, что указывает на хорошие изолирующие свойства верхнеюрской покрышки. Большинство залежей нефти, газа и конденсата выявлено в триасовом комплексе, имеющем блоковое строение. Наиболее изученными месторождениями Оймашинской зоны является Ракушечное и Оймаша.

Структура Ракушечное выявлена сейсморазведочными работами в 1972 году. Месторождение открыто в 1973 году. Глубокими скважинами пройден весь мезозойский разрез. В триасовой части по особенностям литологического состава выделяются три толщи: нижняя и верхняя терригенные, и средняя карбонатная. Вышележащий разрез на месторождении, как и на всей территории Южно-Мангышлакской НГО сложен преимущественно песчаноглинистыми породами, и лишь верхние части юрских, меловых и неогеновых отложений сложены известняками и мергелями.

Промышленная нефтегазоносность на структуре установлена в 1973 году, когда была доказана продуктивность юрских (байосский ярус Ю-Х) и триасовых отложений (оленекский ярус, залежи А и Б).

**Сарыаркинская перспективная зона нефтегазонакопления** (ЗНГН) охватывает группу локальных поднятий, расположенных на северо-западном склоне Песчаномысско-Ракушечного поднятия. Они окаймляют с юго-востока

Сегендыкский очаг генерации углеводородов. Перспективными на этих поднятиях являются триасовые, юрские и меловые отложения.

Всю южную часть Песчаномысско-Ракушечного НГР занимает протяженная Ракушечноморская ЗНГН. В ее пределах выявлены крупные поднятия, сформированные вдоль Туаркырского сдвига и осложненные поперечными и продольными разломами.

Рассматриваемая зона сопрягается на юге с Северо-Карабогазским очагом генерации углеводородов.

Перспективный НГР Казахского залива приурочен к центральной части одноименной депрессии и очага генерации углеводородов. Здесь выявлено свыше 20 локальных поднятий, являющихся потенциальными ловушками для нефти и газа. Перспективен весь мезозойский разрез, возможно, и палеозой.

Выбор объекта исследования был обусловлен рядом ключевых факторов, определяющих его научную и практическую значимость.

Прежде всего, стоит отметить высокую перспективность нефтегазоносности Среднего Каспия. Этот регион считается одной из стратегических зон для разведки углеводородов в казахстанском секторе Каспийского моря. Здесь уже открыты значимые месторождения, такие как — Хвалынское, Сарматское и Широтное. Однако, несмотря на это, остаётся множество неразведанных структур, что открывает широкие возможности для новых открытий.

Вторым важным фактором стало наличие сложных геологогеофизических условий. Территория характеризуется значительной мощностью осадочного чехла, наличием разломных зон, выраженными тектоническими поднятиями и активной миграцией углеводородов. Всё это создаёт дополнительные вызовы и требует применения современных, высокоточных методов интерпретации геофизических данных.

Также необходимо отметить актуальность повышения работ. Предыдущие буровые эффективности поисково-разведочных работы, например, на скважинах Тюб-Караган-1 и Курмангазы-1, дали неоднозначные результаты. Это подчёркивает или отрицательные необходимость совершенствования подходов, в том числе сейсмического анализа и интерпретации. А именно – необходимость применения методического подхода к интерпретации 3Д-сейсмических данных МОГТ в условиях ограниченной геологической изученности и неоднозначных результатов бурения на исследуемом участке в акватории Среднего Каспия, путем внедрения современных технологических и программных подходов, направленных на прогнозирование коллекторских свойств продуктивных пластов на основе сейсморазведочных данных.

Ещё одним важным аргументом в пользу выбора объекта стало наличие качественных исходных данных. В нашем распоряжении находятся современные трёхмерные сейсмические материалы, полученные с использованием передовых технологий обработки. Это даёт возможность

достичь высокой степени детализации при моделировании геологического строения.

И, наконец, **практическая применимость результатов**. Разработанные в рамках исследования модели распределения коллекторов, глинистости и углеводородонасыщенности могут быть использованы на практике — при планировании как разведочного, так и эксплуатационного бурения. Это способствует снижению как геологических, так и экономических рисков.

Таким образом, все перечисленные аспекты делают выбранный объект исследования не только актуальным, но и крайне перспективным, как с научной, так и с прикладной точки зрения.

#### 3 Интерпретация геолого-геофизических данных

В рамках магистерской работы был выполнен анализ полевых данных 3Д сейсморазведки, обработка сейсмических данных 3Д, анализ скважинных данных, а также структурная и динамическая интерпретация, включающая AVO-анализ и инверсионные преобразования.

#### 3.1 Петрофизическая база данных

В пределах исследуемого участка и на прибрежных территориях пробурено около 15 скважин, непосредственно на исследуемой площади располагается 7 поисково-разведочных скважин. Большая часть из них относится к старому фонду, к новому фонду относится скважина R-1, по которой имеется наиболее полная скважинная информация [8].

В 2010 году в своде структуры Ракушечное-море была пробурена разведочная скважина **R-1** с забойной глубиной 2600 метров, вскрывшая карбонатный комплекс пород триаса.

По скважине R-1 был проведен каротаж в открытом стволе. В рамках исследований были проведены следующие работы: газовый каротаж (для определения содержания и состава углеводородных газов), лабораторный анализ боковых грунтов, измерения пластового давления и отбор проб флюидов и газа Модульным Динамическим Испытателем пластов (MDT), а также анализ глубинных проб нефти, газа и пластовой воды.

Для петрофизического анализа скважины R-1 был предоставлен полный комплекс данных ГИС, включая диаграммы акустического каротажа, сейсмокаротажа и устья скважины, а также материалы ВСП. Фрагмент планшета ГИС в интервале 950-1650м по скважине R-1 представлен на рисунке 3.1.

Исходными для петрофизического анализа данными являлись следующие методы ГИС:

- электрические методы измерение кажущегося удельного сопротивления пород кровельным (обращенным) и подошвенным градиентзондами (GZ3B, GZ3), боковой каротаж (LL3), индукционный каротаж (ILD);
- метод естественных потенциалов самопроизвольной поляризации (SP);
- радиоактивные методы гамма (GR) и нейтронный-гамма (NGLD) каротаж;
  - кавернометрия (CALI);
  - акустический каротаж (DT);
  - плотностной гамма-гамма каротаж (RHOB).

**Выделение пластов коллекторов и оценка эффективных мощностей.** Выделение коллекторов и оценка эффективных мощностей проводились по комплексу качественных признаков, с привлечением граничных значений коллекторов.

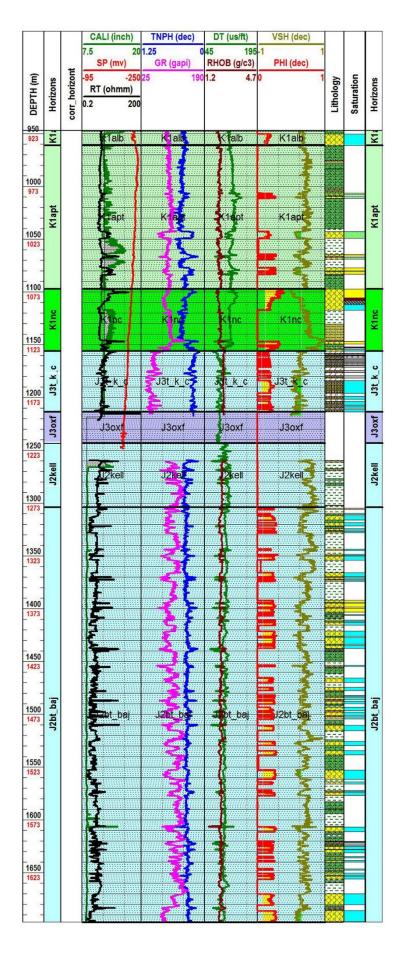


Рисунок  $3.1 - \Pi$ ланшет ГИС по скважине R-1. Интервал 950-1650м.

Качественные признаки выделения коллекторов в интервале 1020-1130 м по скважине R-1 представлены на рисунке 3.2. Основными качественными признаками являлись: сужение диаметра скважины за счет фильтрации ПЖ в пласт-коллектор и образования глистой корки; отрицательная аномалия SP; положительное приращение на кривых микрозондирования; понижение интенсивности естественного гамма излучения при средних показаниях нейтронного метода.

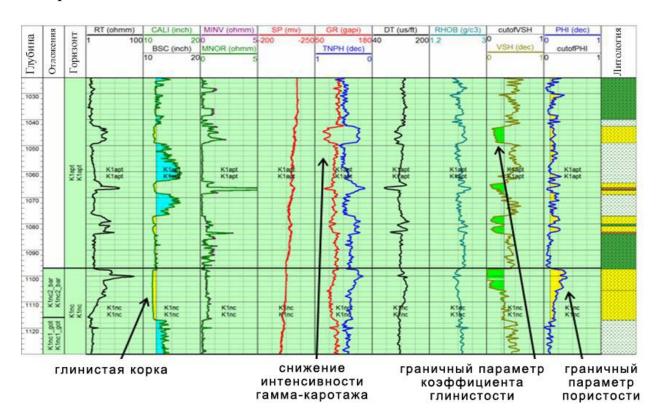


Рисунок 3.2 – Качественные признаки выделения коллекторов (интервал: 1020-1130 м, скважина R-1)

**Глинистость.** В скважине R-1 глинистость рассчитывалась по комплексу нейтронного и плотностного гамма-гамма каротажа, так как кривые GR и SP малоинформативны. На рисунке 3.3 представлен нейтронно-плотностной кроссплот для определения глинистости.

**Пористость.** Определение коэффициента пористости коллекторов производилось по акустическому и радиоактивному каротажу. Во всех способах учитывались глинистость и литологический состав пород.

Пористость по акустическому каротажу:

$$\mathbf{K}\mathbf{\pi} = \frac{\Delta T - \Delta T \mathbf{c}\mathbf{K}}{\Delta T \mathbf{\phi} - \Delta T \mathbf{c}\mathbf{K}}$$

где,  $\Delta T$ ск,  $\Delta T \varphi$  — интервальные времена пробега волны в минеральном скелете породы и жидкости, заполняющей поры.

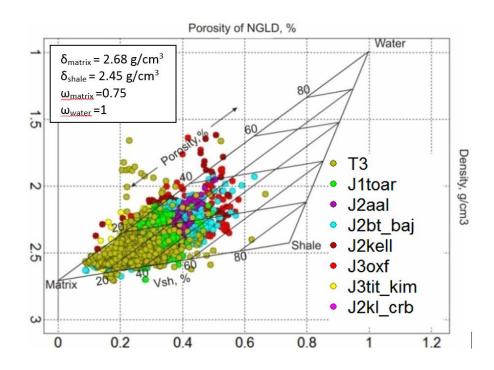


Рисунок 3.3 — Нейтронно-плотностной кроссплот для определения глинистости

В скважине R-1 пористость рассчитывалась по комплексу нейтронного и плотностного гамма-гамма каротажа, при помощи палетки, в основу которой положены уравнения для пород сложного компонентного состава, матрицы пород, пустотного пространства и пластовых флюидов. Результативный нейтронно-плотностной кроссплот для определения пористости и литологии представлен на рисунке 3.4.

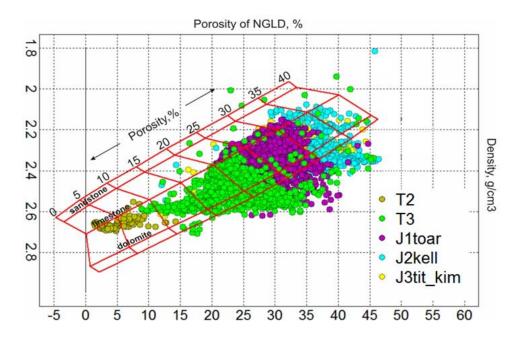


Рисунок 3.4 — Нейтронно-плотностной кроссплот для определения пористости и литологии

Положительный результат применения данного комплекса для определения пористости подтверждается хорошей сходимостью с керновыми данными по скважине R-1.

### Характеристика коллекторов.

Пластами-коллекторами в отложениях аптского и неокомского яруса являются полимиктовые мелко-среднезернистые песчаники. Эффективная толщина коллекторов в среднем равна 53 м. Пористость коллекторов изменяется от 13 % до 29 % и в среднем составляет 19 % [8].

Продуктивность аптского и неокомского горизонтов установлена по геофизическим материалам, а также подтверждено результатами опробования скважин. Эффективная нефтенасыщенная толщина колеблется от 4,4 м (скв. R-1) и до, вероятно, 19,50 м (увеличение к северо-востоку (опубликованные данные) и в среднем равна 12,30 м.

В скважине R-1 при опробовании на глубинах 1082,0 м, 1101,0 м, 1148,5 м получены притоки газа, а на глубине 1107,5 м — приток нефти, что подтверждает результаты, полученные по ГИС. По данным ГИС в интервалах: 1064,3-1066,2 м, 1077-1080,1 м, 1080,8-1083,2м, 1097,3-1105,7 м, 1105,7-1107,9 м, 1146,9-1149,3 м, 1149,3-1150 м, 1151,7-1153,1 м коллектора имеют характеристику продуктивных пластов.

В скважине R-1 продуктивность коллекторов бат-байосского горизонта подтверждается по опробованию, на глубинах 1305,61 м и 1395,5 м — получены притоки газа, на глубинах 1310,0м, 1343,71м, 1397,5 — получены притоки нефти. По результатам опробования: в скважине R-1 на глубинах 2483 м, 2514 м — получен газ.

#### 3.2 Сейсмическая база данных

# 3.2.1 Обработка сейсмических данных

Ответственной за проведение сейсморазведочных работ МОГТ 3Д на акватории Каспийского моря, в пределах изучаемого участка, на структуре Ракушечное-море в 2011-2012 гг. являлась компания ТОО «Geo Energi Group». В таблице 1 представлены основные параметры системы наблюдений МОГТ 3Д.

Обработка сейсмических материалов МОГТ 3Д в объеме 920 км<sup>2</sup> выполнялась на вычислительном центре компании ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» с использованием программного обеспечения «HoloSeis (PGS)» и включала в себя обработку данных во временной области, а также специализированную обработку, ориентированную на изучение динамических характеристик.

Обработка сейсмических данных, ориентированная на изучение динамических характеристик сейсмических данных. Так как целью исследования магистерской диссертации является выявление наиболее

информативного набора сейсмических атрибутов, получаемых в результате динамической интерпретации (AVO-анализ, инверсионные преобразования), то обязательным был этап *специализированной обработки* сейсмических данных, ориентированной на изучение динамических характеристик сейсмических данных [4: 5;].

Основной задачей являлось повышение качества и разрешенности результатов инверсионных технологий и AVO анализа, путем специализированной обработки данных до суммирования и оптимизации финальных кубов угловых сумм на входе динамической инверсии.

Таблица 1- Основные параметры системы наблюдений МОГТ 3Д

No	Наименование	Параметры	
1	Номинальная кратность	90	
2	Размер бина [м х м]	25 x 6.25	
3	Количество линий приема в шаблоне	4	
4	Количество пунктов приема (ПП) на линии приема (ЛП)	360	
5	Количество активных каналов в шаблоне	1440	
6	Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП [м]	12,5	
7	Интервал между линиями приема [м]	100	
8	Тип системы наблюдений	фланговая	
9	Характер расположения линий взрыва	ортогональная	
10	Количество линий взрыва на расстановке	1	
11	Тип источника	пневмосточник	
12	Количество пневмоисточников	2 источника	
13	Объем пневмоисточников	2х799 куб дюймов	
14	Расстояние между пневмоисточниками	50 м	
15	Глубина погружения пневмоисточников	6 м	
16	Интервал стрельбы	12,5 м (флип-флоп)	
17	Отстрел профилей	01(181) градус	
18	Расстояние между профилями	200 м	
19	Регистрирующая сейсмостанция	Seal	
20	Длительность регистрации	4 сек	
21	Шаг дискретизации	2 мс	

Обработка сейсмических данных включала в себя следующие процедуры:

- •Загрузка и контроль качества данных.
- •Подавление кратных волн (включая предварительный автоматический анализ скоростей суммирования).
  - •Коррекция формы сигнала с учетом поглощения.

- Автоматический анализ скоростей суммирования и эффективного анизотропного параметра Eta с высокой плотностью.
- •Выравнивание спектров трасс с удалением и коррекция кинематических поправок на дальних офсетах.
- •Расчет, сглаживание и ввод динамических временных сдвигов для окончательного выравнивания годографов.
- •Коррекция остаточного затухания амплитуд и компенсация амплитудных аномалий, связанных с «газовыми шапками».
- •Расчет и применение корректирующего нуль-фазового фильтра по данным ВСП.
  - •Получение суммарных кубов для 4-х диапазонов углов падений.
- •Запись результативных данных (угловые суммы и кубы скоростей) в формате SEG-Y для последующего анализа динамических характеристик.

Коррекция остаточного затухания амплитуд и компенсация амплитудных аномалий, связанных с «газовыми шапками». Анализ суммарного куба сейсмических данных выявил наличие аномальных зон, характеризующихся значительным ослаблением амплитуд сейсмического сигнала. Пространственное положение этих зон приурочено к сводовой части структуры и контролировалось положением «газовых шапок» - скоплений газа в приповерхностных пластах.

На основе анализа сделан вывод, что значительные вариации амплитуд сейсмического сигнала вызваны наличием газа в разрезе, что, в свою очередь, приводит к появлению зон низкого соотношения сигнал/помеха и зон акустической мутности.

временных разрезов, фрагментах пересекающих структуру, отчетливо заметно понижение уровня амплитуд в сводовой части, перекрытой газовой «шапкой». Для компенсации фоновых аномальных значений амплитуд разработана методика, заключающаяся в расчете и применении масштабирующих коэффициентов, получаемых при помощи моделирования распределения амплитуд по площади в широком интервале, включающем в себя целевые отражения. Параметры моделей основаны на корреляционных зависимостях, устанавливаемых для различных сейсмических атрибутов. К ним относятся градиент затухания амплитуд и амплитуда на нулевом удалении, получаемые с использованием данных до суммирования. наглядно продемонстрирована оценка зависимостей между различными атрибутами: время по отражающему горизонту, амплитуда на нулевом удалении и градиент затухания амплитуд с удалением.

Обработка сейсморазведочных данных 3Д была направлена на решение следующих задач:

• эффективное подавление помех различных типов и многократно отражённых волн с целью получения временных и глубинных разрезов 3Д данных с высоким соотношением сигнал/помеха, а также с высокой

разрешенностью в горизонтальном и вертикальном направлениях; повышение низкочастотной составляющей амплитудного спектра данных, путем подавления волн-спутников;

- сохранение относительных амплитуд для AVO анализа;
- выполнение глубинных преобразований (построение скоростной сейсмической модели, откалиброванной с помощью данных ВСП);

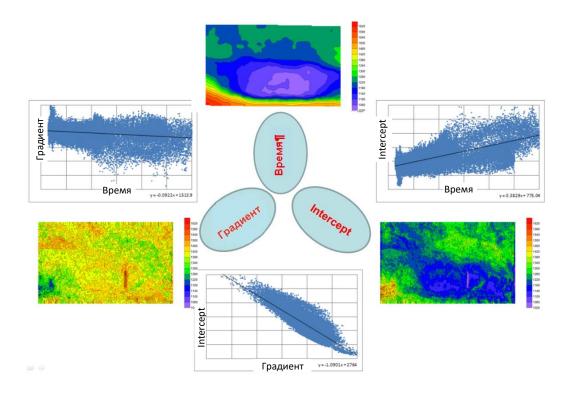


Рисунок 3.5 – Карты сейсмических атрибутов и оценка корреляционных зависимостей между различными атрибутами

Граф обработки включал широкий набор современных процедур. Кинематический набор процедур включал оценку качества данных, присвоение геометрии, скоростной анализ и др.), динамические процедуры были направлены на подавление помех, подавление кратных волн, коррекцию амплитуд, поверхностно-согласованная деконволюцию и др.).

В результате обработки были получены данные с высоким разрешением для последующих процедур структурной и динамической интерпретации (инверсионные преобразования, AVO-анализ), а именно — временной куб PSTM, угловые суммы для 4-х диапазонов углов падения (5°-15°;15°-25°; 25°-35°; 35°-45°), куб скоростей суммирования.

#### 3.2.2 Оценка качества сейсмических данных

Новые 3Д сейсмические данные, полученные в центральной части Каспия, а также пробуренные скважины, подтвердили наличие скоплений газа

в верхней части разреза. На основе анализа полученных данных можно сделать вывод, что значительные вариации амплитуд сейсмического сигнала вызваны наличием газа в разрезе, что, в свою очередь, приводит к появлению зон низкого соотношения сигнал/помеха и зон акустической мутности.

Колебания амплитуд отраженных сигналов создают трудности при корреляции горизонтов на суммарных разрезах, уменьшают разрешенность, а также приводят к искажению результатов AVO анализа и сейсмической инверсии. AVO анализ и сейсмическая инверсия основаны на выделении аномальных значений сигнала на фоне, обусловленном геологическим строением исследуемого интервала. Колебания фоновых значений атрибутов сейсмического сигнала (в том числе и амплитуд), не связанные с геологическим строением изучаемого интервала, приводят к искажению результатов обеих методик, вплоть до появления «ложных» аномалий. Таким образом, задача компенсации колебаний фоновых значений атрибутов, обусловленных влиянием вышележащих толщ, является одной из основных при подготовке сейсмических данных к AVO анализу и инверсии.

Другим, осложняющим регистрируемую волновую картину фактором, является фиксируемые палеоген-неогеновые врезы, влияние от которых распространяется на нижерасположенную часть волнового поля, также затрудняя однозначную корреляцию целевых сейсмических горизонтов, что наглядно демонстрирует рисунок 3.6.

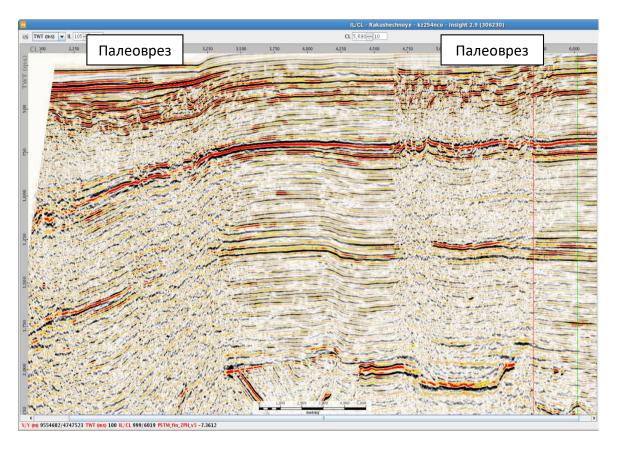


Рисунок 3.6 – Инлайн 105. Пример палеоврезов и их влияния на качество сейсмических данных

# 3.3 Структурная сейсмическая интерпретация

Интерпретация сейсмических данных 3Д на изучаемом участке проводилась в ТОО «Профешинал Гео Солюшинз Казахстан» на рабочих станциях с использованием программного обеспечения "GeoGraphix" (Landmark Discovery) и "DUG INSIGHT". Петрофизический анализ скважинных данных выполнялся в ПО Interactive Petrophysics.

Интерпретация сейсмических данных выполнялась с целью:

- •Уточнения и повышения качества структурных построений в пределах съемки 3Д;
- •Изучения скоростной характеристики разреза, проведения AVO-анализа с целью выявления зон распространения углеводородов.
  - •Выработки рекомендаций на заложение скважины.

Для выполнения работ по интерпретации геолого-геофизических данных были предоставлены следующие материалы:

Сейсмические данные:

- •Временной куб PSTM;
- •Угловые суммы (5°-15°;15°-25°; 25°-35°; 35°-45°);
- •Куб скоростей суммирования;
- •Сейсмограммы PSTM.

Скважиные данные: скважина R-1 — координаты, стратиграфические разбивки, las-файлы с полным комплексом данных ГИС (электрические методы, радиоактивные методы, кавернометрия, акустический каротаж, плотностной гамма-гамма каротаж), а также материалы ВСП.

На рисунке 3.7 представлена принципиальная схема структурной интерпретации.

# 3.3.1 Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов к данным ГИС

Разведочная скважина R-1 пробурена своде структуры Ракушечноеморе. В этой скважине имеется ВСП и полный набор каротажных данных. Во всех остальных скважинах имеются лишь общие скоростные законы. Поэтому, в данном исследовании основная привязка сейсмических горизонтов проводилась только по скважине R-1.

Расчет синтетических сейсмограмм. Расчет синтетических сейсмограмм выполняется с целью привязки отдельных сейсмических отражений к литолого-стратиграфическим границам пластов. В идеальном случае кровле или подошве пласта должен соответствовать четкий экстремум сейсмического колебания (положительный или отрицательный), опорное отражение, используемое для идентификации формирующий горизонта по всей площади. При этом при расчете используется нуль-фазовый сигнал, знак которого будет зависеть от соотношения скорости и плотности в смежных пластах, на границе которых формируется отражение.

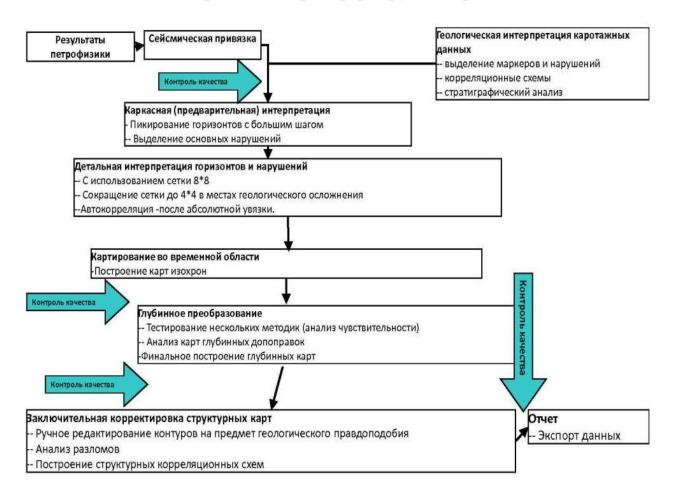


Рисунок 3.7 – Принципиальная схема структурной интерпретации

Методика расчета синтетической сейсмограммы основывается на использовании данных акустического каротажа (АК) и плотностного каротажа (ГГП), которые перемножаются, в результате чего получается кривая акустической жесткости (АИ - акустический импеданс). АИ отображает изменение петрофизических свойств пород, флюидонасыщенности, которое может служить связью между наблюденным сейсмическим полем и ГИС. При отсутствии данных плотностного каротажа, плотность может вычисляться теоретически по данным АК. По полученной кривой акустической жесткости производится расчет значений коэффициентов отражения во временной области. На рисунке 3.8 представлена результат привязки сейсмических данных к скважине R-1.

# 3.3.2 Интерпретация целевых горизонтов и нарушений

**Интерпретация горизонтов.** На начальном этапе проводилась привязка опорных отражающих горизонтов к геологическому разрезу с учетом

имеющихся данных бурения, ВСП и синтетического моделирования волнового поля. По выполненной привязке осуществлялась корреляция целевых горизонтов и трассирование нарушений.

Корреляция тектонических нарушений и горизонтов осложнена, ввиду наличия геологических осложнений, а именно — зафиксированными палеогеннеогеновыми врезами, влияние от которых распространяется на волновое поле, затрудняя однозначную корреляцию целевых сейсмических горизонтов и нарушений.

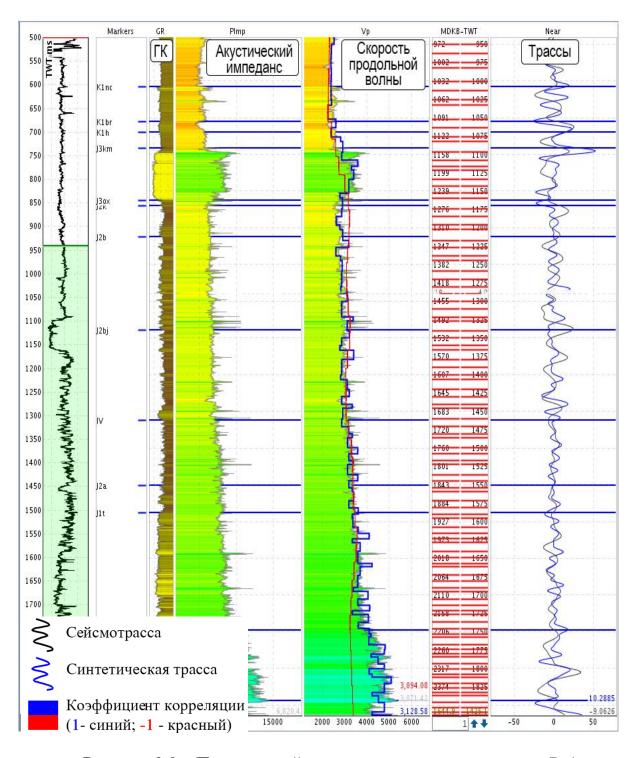


Рисунок 3.8 – Привязка сейсмических данных к скважине R-1

Потеря корреляции происходит за счет множества нарушений и потери качества сейсмических данных (влияние палеоврезов и газовых трубок) [8].

В таблице 2 представлен список прокоррелированных горизонтов, их стратиграфическая привязка, тип залегания и коэффициент отражения. В процессе интерпретации, в местах с неоднозначной корреляцией горизонтов и нарушений, на структурные карты наносился контур ухудшения качества сейсмических данных, который был вынесен в условные обозначения.

В качестве примера, результат корреляции целевых горизонтов (I, II, IIa, IInc, III, IIIa, IV, V, V2, Pz) и тектонических нарушений по временному разрезу Inline 770, представлен на рисунке 3.9.

Таблица 2 — Список прокоррелированных горизонтов и их стратиграфическая привязка

No	Индекс горизонта	Стратификация горизонтов	Тип залегания	Коэффициент отражения
1	SB	Дно моря	согласное	+
2	I	Подошва миоценового эрозионного канала, N1	несогласное	+
3	II	Кровля карбонатов верхнего мела, $K_2$	согласное	+
4	IIa	Подошва карбонатов верхнего мела, К2	несогласное	-
5	IInc	Кровля неокома, $K_1$ nc	несогласное	+
6	III	Кровля карбонатов юры, $\mathbf{J}_3$	несогласное	+
7	IIIa	Подошва верхней юры, Ј3	несогласное	-
8	IV	Условный горизонт внутри бат-байосса	согласное	+
9	V	Подошва юры, ${\sf J}_1$	несогласное	+
10	V2	Кровля карбонатов среднего триаса, Т2	несогласное	+
11	Pz	Условная кровля палеозоя, Рх	несогласное	+

**Интерпретация нарушений.** Изучение тектонического строения геологической среды является важной практической задачей как на локальном, так на региональном и глобальном уровнях.

Большую роль в интерпретации тектонических нарушений играют геометрические атрибуты. Существующие алгоритмы можно подразделить на две группы: погоризонтные и объемные. К геометрическим погоризонтным (поверхностным) атрибутам относятся такие атрибуты, как Dip Angle, Dip Azimuth, Mean Curvature, Rugosity. Подобные геометрические атрибуты уже стали стандартными и обеспечивают устойчивое картирование разломов. В благоприятных условиях удается выделять малоамплитудные нарушения – линеаменты и зоны, возможно связанные с повышенной трещиноватостью.

Объемные атрибуты, в отличие от погоризонтных, рассчитываются по объему сейсмических данных, а не по горизонту. Это позволяет анализировать любые сечения *до начала* процесса интерпретации. Одним из наиболее эффективных объемных атрибутов является когерентность. Данный атрибут

доказал большую информативность на исследуемом участке по сравнению с другими атрибутами (спектральная декомпозиция и др.).

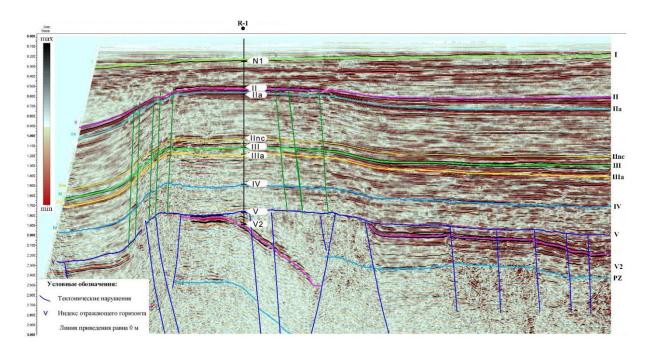


Рисунок 3.9 – Пример корреляции целевых горизонтов по линии Inline 770

Как уже было отмечено выше, *куб когерентности* использовался для картирования тектонических нарушений. Пример оценки когерентности вдоль горизонта III (кровля карбонатов юры,  $J_3$ ) с целью картирования тектонических нарушений представлен на рисунке 3.10.

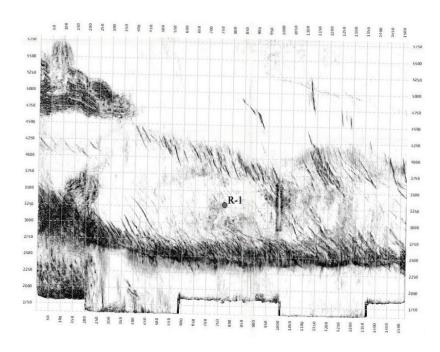


Рисунок 3.10 – Срез куба когерентности вдоль горизонта III

### 3.3.3 Глубинные преобразования

Площадь исследований осложнена значительными латеральными и вертикальными изменениями скорости, связанными изменениями литологического гипсометрического плана геологических комплексов, состава пород и различным флюидонасыщением. В связи с тем, что скважинный контроль пределах куба 3Д имеет неравномерное распределение, то для корректного описания скоростной характеристики среды использовались сейсмические скорости суммирования, полученные в результате обработки.

Ключевой задачей структурной интерпретации является производство скоростной модели, которая бы обеспечила точное глубинное преобразование на изучаемой территории, как структурных построений, так и результатов последующей динамической интерпретации. Скоростная модель, производимая данной последовательностью процедур, имеет стабильный геологически обоснованный фоновый тренд, который позволяет увязать скважинную информацию. Рисунок 3.11 демонстрирует технологическую цепочку геостатистического глубинного преобразования для получения скоростной модели, увязанной со скважинными данными.

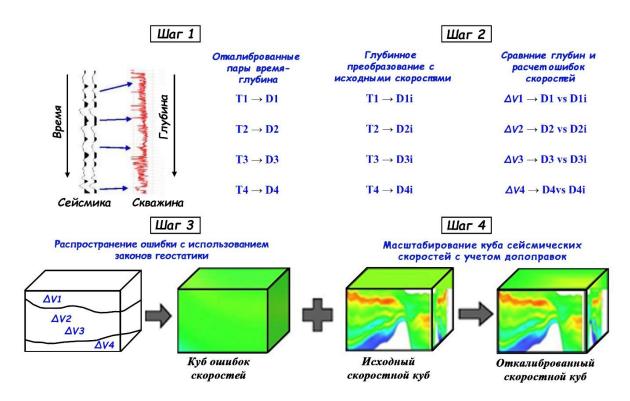


Рисунок 3.11 — Технологическая цепочка геостатистического глубинного преобразования

**Шаг один** предполагает увязку скважинных данных с сейсмическими данными, для того, чтобы получить откалиброванные карты глубинновременного преобразования. **Второй шаг** заключается в расчете

погрешностей В существующем скоростном поле c учетом откалиброванных карт глубинно-временного преобразования. Третий шаг – построение 3Д модели этих погрешностей с использованием геостатистики. Заключительным является шагом применение полученного погрешностей скоростей к существующей модели для того, чтобы создать финальную масштабированную скоростную модель для глубинно-временного преобразования всего массива данных 3Д [8].

Рисунок 3.12 наглядно демонстрирует разрезы интервальных скоростей ДО и ПОСЛЕ калибровки. Большая часть корректировок происходит в верхнеюрских карбонатах. При сопоставлении кривой сейсмической скорости с записанной в скважине R-1, очевидно, что сейсмическая скорость после калибровки становится ближе по значениям, записанным в скважине.

На рисунке 3.13 отображено сопоставление скоростей суммирования и записанной в скважине R-1. Кривая *синего* цвета — скорость, записанная в скважине R-1, кривая *красного* цвета — скорость суммирования. Красными стрелками на рисунке показаны уровни основных изменений.

# 3.3.4 Анализ результатов структурных построений

В результате структурной интерпретации сейсмических данных 3Д были выполнены структурные построения кровли меловых отложений, кровли отложения неокома, кровли и подошвы верхней юры, кровли триасовых отложений и кровли карбонатных отложений среднего триаса. Также, были закартированы резервуары, глубина которых в скважине R-1 составляет 1007 и 1097 м. Результаты структурных построений представлены на рисунках 3.15—3.20 [8].

Основная структура по горизонтам II, IIa, IInc, III, IIIa, IV и V имеет схожее унаследованное строение выступа фундамента. Структура представлена в виде уступа, с крутым падением к югу и плавным погружением к северу, вытянута в субширотном простирании. К западу и востоку также погружается относительно полого. Структура осложнена мелкими нарушениями преимущественно северо-западного простирания.

Отличие лишь в размерах:

По II горизонту в пределах последней замыкающей изогипсы -540 м размеры составляют 30 х 11 км, при амплитуде 100 м.

По IIа горизонту в пределах последней замыкающей изогипсы -640 м размеры составляют 39 х 11,5 км, при амплитуде 140 м.

По IInc горизонту в пределах последней замыкающей изогипсы -1180 м размеры составляют 36 х 10 км, при амплитуде 160 м.

По III горизонту в пределах последней замыкающей изогипсы -1300 м размеры составляют 35 х 9,5 км, при амплитуде 160 м.

По IIIа горизонту в пределах последней замыкающей изогипсы -1460 м размеры составляют 36,5 х 10,5 км, при амплитуде 200 м.

По IV горизонту в пределах последней замыкающей изогипсы -1920 м размеры составляют 35 х 10 км, при амплитуде 220 м.

По V горизонту в пределах последней замыкающей изогипсы -2480 м размеры составляют 39 х 10,5 км, при амплитуде 280 м.

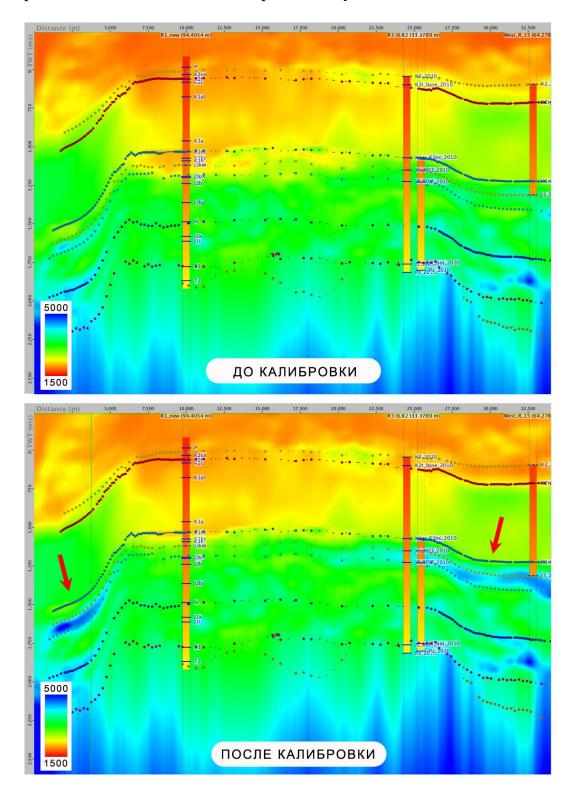


Рисунок 3.12 – Интервальные скорости до и после калибровки

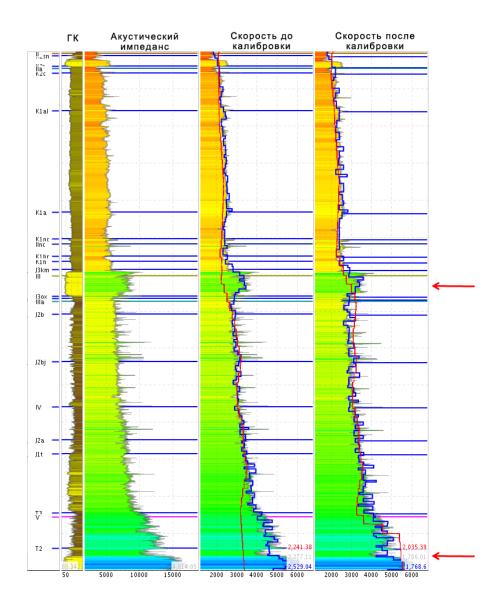


Рисунок 3.13 — Сопоставление скоростей суммирования и записанной в скважине R-1

Результат глубинных преобразований на примере III отражающего горизонта (кровля карбонатов юры) представлен на рисунке 3.14.

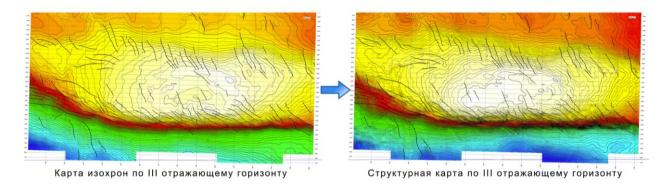


Рисунок 3.14 — Результат глубинных преобразований на примере III отражающего горизонта (кровля карбонатов юры)

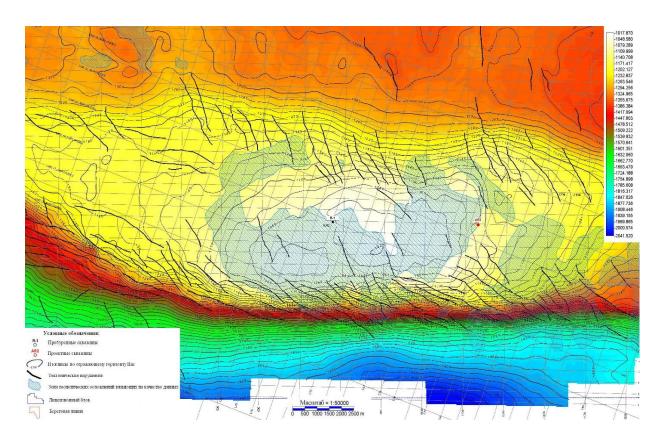


Рисунок 3.15 — Структурная карта по отражающему горизонту IInc (кровля неокома,  $K_1$ nc)

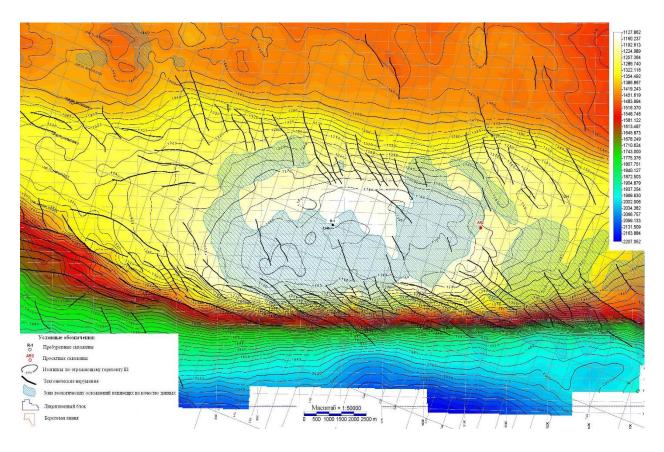


Рисунок 3.16 — Структурная карта по отражающему горизонту III (кровля карбонатов юры,  $J_3$ )

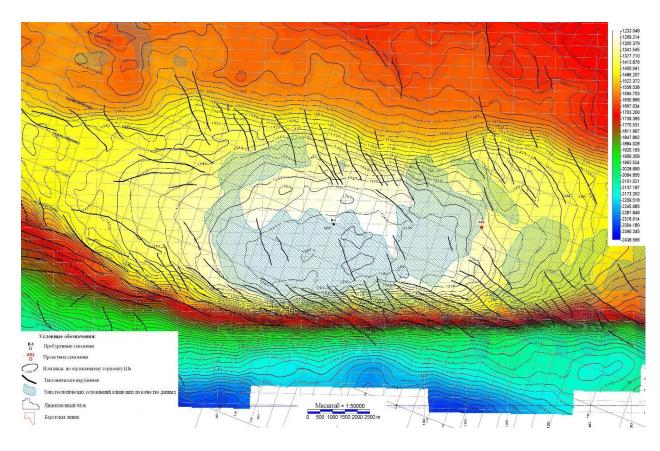


Рисунок 3.17 — Структурная карта по отражающему горизонту IIIa (подошва верхней юры,  $J_3$ )

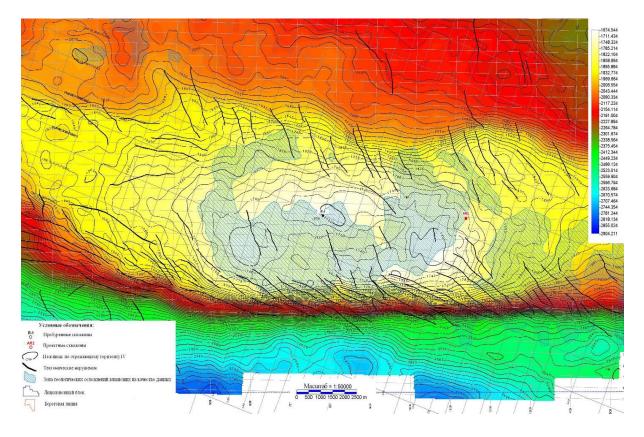


Рисунок 3.18 — Структурная карта по условному горизонту внутри батбайосса

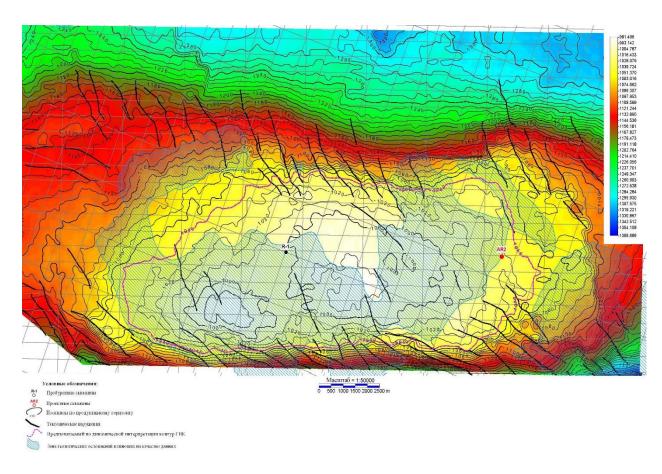


Рисунок 3.19 — Структурная карта по продуктивному горизонту на уровне  $-1007 \mathrm{m}$ 

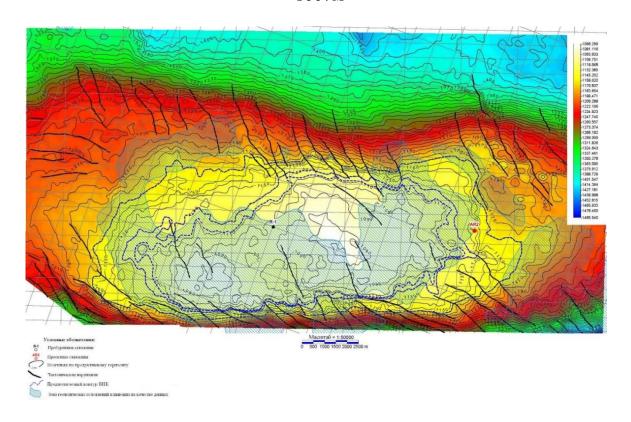


Рисунок 3.20 — Структурная карта по продуктивному горизонту на уровне -1097м

Благодаря современному комплексу ГИС, имеющемуся по скважине R-1, был проведен **качественный анализ петро-упругих свойств** коллекторов, рассчитаны глинистость и пористость, подтвержденные хорошей сходимостью с керновыми данными по скважине.

Обработка сейсмических материалов МОГТ 3Д включала в себя обработку данных во временной области, а также специализированную обработку, ориентированную на изучение динамических характеристик сейсмических данных. Целью обработки являлось повышение качества и разрешенности результатов инверсионных технологий и AVO анализа, посредством специализированной обработки данных до суммирования и оптимизации финальных кубов угловых сумм на входе динамической инверсии.

Граф обработки включал широкий набор современных процедур – оценку качества данных, присвоение геометрии, скоростной анализ, подавление помех и кратных волн, коррекцию амплитуд и др. Выбранные параметры обработки позволили получить качественную сейсмическую информацию – в результате обработки были получены данные с высоким разрешением для последующих процедур структурной и динамической интерпретации (временной куб PSTM, кубы угловых сумм, куб скоростей суммирования).

Процесс **структурной интерпретации** охватывал этапы привязки сейсмических данных к скважинным данным, корреляцию отражающих горизонтов и тектонических нарушений. Завершающим этапом структурной интерпретации стало построение структурных карт и их анализ.

Стратиграфическая привязка целевых отражающих горизонтов к скважинным данным проводилась с использованием данных о стратиграфических разбивках и данных ВСП разведочной скважины **R-1**. Таким образом, результат привязки стал основой для корреляции опорных и целевых горизонтов во временной области.

С целью интерпретации тектонических нарушений были использованы объемные атрибуты, в частности — атрибут когерентности, доказавший большую информативность, по сравнению с другими атрибутами (спектральная декомпозиция и др.). Особенно важно отметить, полученная модель тектонических нарушений позволила детализировать структурноформационное строение исследуемого участка, а конкретно — были выделены блоки объекта, который ранее, по 2Д-сейсмическим данным, выделялся как единая структура с осложненными тектоническими нарушениями — что является элементом научной новизны диссертационного исследования.

В результате структурной интерпретации сейсмических данных 3Д были получены структурные карты кровли меловых отложений, кровли отложения неокома, кровли и подошвы верхней юры, кровли триасовых отложений и кровли карбонатных отложений среднего триаса, а также структурная карта по продуктивному горизонту на уровне -1007 м и структурная карта по продуктивному горизонту на уровне -1097 м.

# 4 Методика специализированной интерпретации геофизических материалов

Данная работа ориентирована на апробацию алгоритмов основных методик интерпретации результатов AVO-анализа и синхронной инверсии до суммирования.

# 4.1 Сравнительный анализ основных методик интерпретации сейсмических атрибутов

Ha 4.1 представлен обзор наиболее рисунке популярных технологических интерпретации сейсмических подходов данных суммирования [4; 5]. Выделяются два основных направления: анализ отражательной способности (амплитуды) и анализ данных на основе свёрточной модели (сейсмические инверсии). Так как целью магистерской диссертации является разработка методики, позволяющей повысить достоверность прогноза перспективных объектов на основе сравнительного анализа доступных алгоритмов динамической интерпретации, в рамках поставленных задач исследования будут воспроизведены и проанализированы оба направления – как на основе отражательной способности, так и на основе свёрточной модели. Анализ результативных атрибутов определит наиболее информативные параметры ДЛЯ выявления 30H распространения углеводородов для конкретной геологической среды (Средний Каспий, Песчаномысско-Ракушечный свод, терригенные отложения средней юры и нижнего мела).

Анализ амплитуд по данным до суммирования является наиболее быстрым инструментом. В то время как анализ данных на основе сейсмические инверсии требует применения кластерного оборудования.

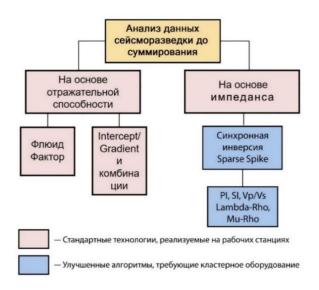


Рисунок 4.1 – Обзор анализируемых технологических подходов атрибутного анализа. Разработка алгоритма.

### 4.1.1 Синхронная инверсия

преобразует сейсмическую Сейсмическая инверсия неравномерным откликом блоками или слоями, возникающими в случае моделей среды с акустическим и/или эластичным импедансом. Исходными данными для сейсмической инверсии, традиционно, считаются сейсмические данные после миграции до суммирования во временной области, сигнал по каждой угловой сумме, а также исходная модель среды (тренд скорости и плотности из данных каротажа). В результате мы получаем отклик, который количественно описывает упругую породу в наблюдаемом поведении AVO, присутствующем в исходных сейсмических отраженных данных. Если говорить более точно, алгоритмы инверсии лучше работают с углом падения, чем с удалением, поэтому более точной аббревиатурой скорее будет AVA (Amplitude versus Angle – амплитуда по сравнению с углом). Следует что существует много видов осуществления сейсмической отметить, инверсии, включая процедуры до и после суммирования, процедуры, основанные на модели, на слоях, нерегулярных импульсных всплесках (детерминистическая группа) ПО сравнению c стохастическимигеостатистическими, байесовскими процедурами (недетерминистическая группа), и так далее.

Схематически процедура сейсмической инверсии представлена на рисунке 4.2. Геологическая среда, в сочетании с некоторыми результатами прохождения импульса, представляет собой зарегистрированные сейсмические данные. После того, как импульс выделен, отраженные данные можно инвертировать и получить структуру импеданса геологической среды (AI = акустический импеданс). Затем, с помощью моделирования физических свойств пород выполняется прогнозирование литологии и распространения флюидов на основании данных комбинации Р-импеданса, S-импеданса и плотности (редко).

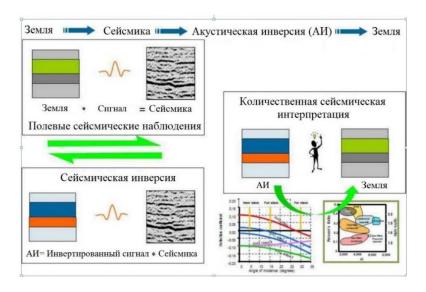


Рисунок 4.2 - Схематическое изображение сейсмической инверсии

В данном исследовании был использован алгоритм инверсии CSSI (constrained pre-stack simultaneous sparse spike) [9]. Прежде всего, инверсия нерегулярных импульсных всплесков представляет собой инверсию на основе модели, при которой делается допущение, что отражательную способность можно рассматривать в качестве серии крупных импульсных всплесков на фоне маленьких всплесков (то есть, применяется распределение вероятностей Γaycca). Инверсия нерегулярных импульсных всплесков предполагает, что полезными являются только крупные всплески. Инверсия нерегулярных импульсных всплесков позволяет построить наиболее простую возможную модель отражающей среды (минимальное количество плоскостей акустического импеданса, или импульсных всплесков), которая затем объединяется с импульсом и в результате получается синтетическая модель, которая соответствует исходным сейсмическим данным. При построении модели рефлективности, за один проход строится один импульсный всплеск. факт, что большинство массивов сейсмических данных ограниченный диапазон, приводит к отсутствию полезных низкочастотных компонентов. Поэтому, низкочастотный тренд импортируется из исходной модели, например, из профильтрованных и проинтерполированных данных каротажа в сочетании с сейсмическими скоростями, где возможно – что демонстрирует рисунок 4.3.

Сейсмические данные с ограниченным диапазоном создают сложности в ходе выполнения сейсмической инверсии. Особенно сильно сказывается отсутствие низких частот, в связи с этим необходимо построить компенсирующую низкочастотную модель для того, чтобы облегчить восстановление информации по низкочастотному импедансу в процессе инверсии.

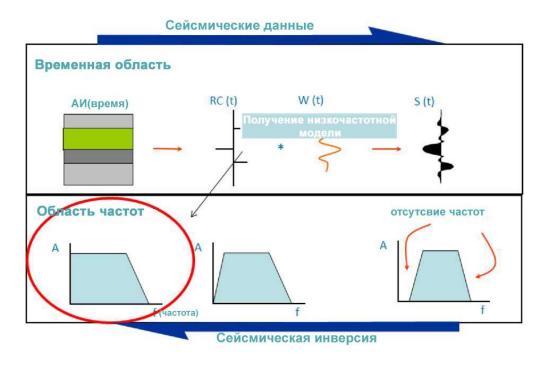


Рисунок 4.3 – Сейсмические данные с ограниченным диапазоном частот

В первую очередь, следует отметить, что импульс является наиболее важным компонентом точной инверсии. Во-вторых, низкоскоростная модель, которая строится в качестве компонента процесса инверсии, должна содержать надежную информацию о трехмерной структуре импеданса геологической среды в диапазоне частот от 0 Гц и ниже до самой низкой полезной частоты, присутствующей в сейсмических данных (обычно 8-10 Гц для массива стандартных сейсмических данных). Таким образом, комбинирование низкоскоростной модели и инвертированных сейсмических данных должно в итоге образовать отображение импеданса геологической среды в широком диапазоне частот.

Что касается «синхронной» инверсии, то используют трехчленную аппроксимацию AVO до точного уравнения Цепритца. Также используется другое приближение – версия Аки и Ричардса (1980):

$$R(\vartheta) = a \frac{\Delta V_p}{V_p} + b \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta V_s}{V_s}$$

Синтетические сейсмограммы AVA моделируются путем расчета рефлективности по всем углам, при этом используется исходные расчетные значения Vp, Vs и р, затем данные объединяются с рассчитанными импульсами (по одному на каждую угловую сумму). Исходными данными являются несколько сейсмических угловых суммарных разрезов (обычно как минимум 4-5). Например, пять угловых диапазонов заглушаются, в соответствии с наилучшими имеющимися скоростными моделями, и пять диапазонов суммируются, в результате чего получается пять трасс для каждой сейсмограммы. Затем, смоделированные трассы сравниваются с реальными трассами угловых суммарных разрезов, и рассчитывается «разница». Затем, модель перестраивается и выполняется новое сравнение с целью сокращения разницы. Схема инверсии предполагает выполнение около 2000 итераций по каждой трассе с целью обеспечения хорошего соответствия между синтетическими и исходными трассами. Инверсия оптимизирует решение, основанное на двух основных ограничивающих условиях, сейсмическое совпадение и разрежённость (поиск решения с минимальным количеством значительных коэффициентов). Конволюция предполагает распространение плоских волн через границы горизонтально гомогенных слоев и не принимает геометрическое расхождение, неупругое поглощение, внимание дисперсию импульса, потери на прохождение, преобразование вида колебаний и многократные отражения. Данные моменты были учтены в ходе подготовки данных.

Очень важно отметить, что синхронная инверсия позволяет получить упругие свойства в каждой точке трассы: Р-импеданс  $(Vp \cdot \rho)$ , S-импеданс  $(Vs \cdot \rho)$  и плотность  $(\rho)$ . Также, можно получить и другие абсолютные продукты процесса исследования свойств пород, включая Vp/Vs, коэффициент Пуассона, лямбда-ро и мю-ро.

**Последовательность процедур сейсмической инверсии.** Последовательность процедур синхронной инверсии (относительной и абсолютной) нерегулярных импульсных всплесков по данным до суммирования состоит из следующих элементов:

- •Выделение импульса.
- •Построение низкоскоростной модели.
- •Геостатистическое глубинное преобразование.
- •Контроль качества сейсмической инверсии и производство.
- •Прогнозирование байесовской литологии / флюидов с использованием статистической модели зависимых от глубины физических свойств породы.

Выделение импульса методом Байеса (оценка неопределенности). Последовательность процедур по выделению импульса, основывается на схеме выделения импульса методом Байеса (Ганнинг и Глинский, 2006 г.). Последовательность процедур позволяет выполнять выделение импульса по данным множества скважин и множества суммарных разрезов и показывает неопределенность в расчете импульса (амплитуда, наилучшее расположение и увязка со скважиной). Программа выделения импульса с помощью байесовского анализа на основании данных из множества скважин с учетом множества углов рассчитывает импульс(ы) и его неопределенность (уровень сейсмического шума) в имеющихся местах расположения скважин. Программа представляет собой полностью интегрированный байесовский подход к аккумулированным неопределенностям в расчете импульса, данный процесс является критически важным в изучении инверсии. Выделение импульса позволяет получить характеризующиеся максимальной вероятностью расчетные значения импульса, а также множественных реализаций последующих импульсов (финальные рассчитанные распределения), после того как все собранные данные и исходная информация приняты во внимание – в результате выделяются неопределенности в масштабе и протяженности импульса, сюда включается выделение импульса с разным временным окном (когда необходимо), чтобы количественно охарактеризовать любые вариации сейсмического импульса в качестве функции времени, пространства (боковые вариации), частоты, фазы и амплитуды. Вкратце, все данные, передаваемые для контроля качества, используются для статистического сравнения нескольких возможных форм импульса (или «реализаций» импульса) до тех пор, пока не будет выбран наиболее подходящий вариант. Финальные выделенные импульсы могут использоваться для определения поля импульса 3Д, изменяющегося как по времени, так и в боковых направлениях. Использование переменных во времени / пространстве импульсов должно проводиться с максимальной осторожностью, особенно это касается переменного в пространстве варианта. Как уже упоминалось, контроль качества предварительной подготовки данных критически важен.

Вариации импульса как функция суммы (угол падения) также

количественно оценивается с помощью синхронного выделения импульсов по множеству суммарных разрезов – очевидно, что данный процесс очень важен для синхронной инверсии по данным до суммирования. Все содержащие неопределенности параметры в последовательности процедур по увязке со скважиной (включая глубинно-временное преобразование, погрешность в определении местоположения, ограничения интервальных скоростей, длина импульса) количественно оцениваются последующими байесовскими вариациями, что позволяет выполнить множество этапов контроля качества, с оценкой статистической значимости рассматриваемых вариаций. Теория выбора байесовской модели используется для решения важного вопроса относительно длины импульса (и статистической значимости избыточной энергии бокового луча, которая может негативно повлиять на результаты инверсии). Уровень шума (по каждому суммарному разрезу) также оценивается количественно и может использоваться для оценки, как синтетических результатов, так и качества увязки инверсии. Более традиционные меры контроля качества, как например коэффициент корреляции, тоже могут использоваться.

После оценки качества всех результатов (и, если необходимо) финальные выделенные импульсы могут использоваться для определения поля импульса 3Д — изменяющегося по времени и в боковом направлении. Такое поле импульсов используется при создании синтетических данных по скважинам и для инверсии. На рисунке 4.4 на левой панели показан финальный импульс, который в процессе итераций менялся слева направо, выделенная жирным сейсмотрасса является финальным импульсом. На правой панели показан финальный выделенный импульс (жирным) и исходный импульс, который использовался для генерации синтетических данных для процессов сейсмической инверсии. Несмотря на то, что визуально эти импульсы выглядят одинаково, разница между ними огромна, она выражается в точности финальных атрибутов Ір, Іѕ и Vp/Vs, рассчитанных в ходе сейсмической инверсии.

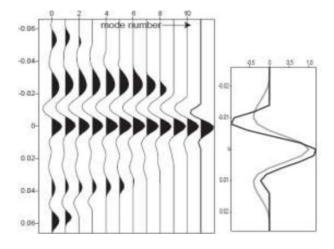


Рисунок 4.4 — Пример из процедуры выделения импульса методом Байеса (Ганнинг и Глинский. 2006 г.).

В инверсии, выполненной в рамках задач диссертационного исследования, для расчета импульса было протестировано 3 окна с целью контроля стабильности формы импульса. Множество импульсов для ближнего, среднего, дальнего диапазонов углов (углы 5-15, 15-25, 25-35). На рисунках 4.5–4.7 представлены окна тестирования импульсов. Наиболее вероятный импульс показан красной стрелкой.

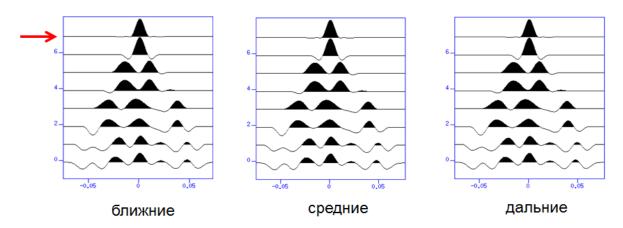


Рисунок 4.5 – Вариант расчета импульсов для окна 500-1900 мс.

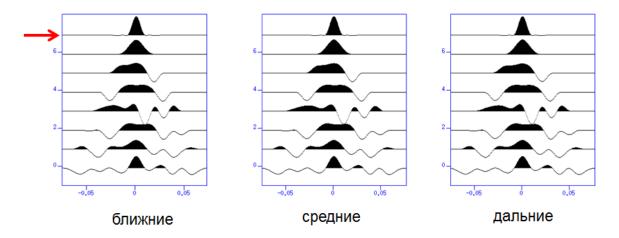


Рисунок 4.6 – Вариант расчета импульсов для окна 750-1750 мс

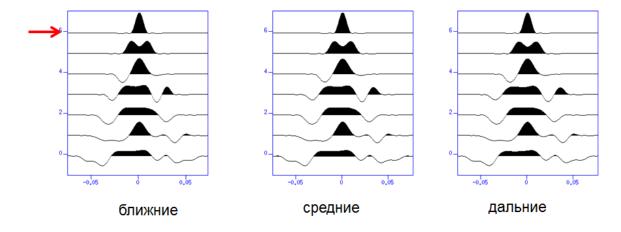


Рисунок 4.7 – Вариант расчета импульсов для окна 900-1900 мс

При смене окон импульс показал стабильность своей формы и фазовой составляющей. Таким образом, для последующих процедур инверсии был выбран вариант импульса, рассчитанного в окне **900-1900 мс**, представленный на рисунке 4.7.

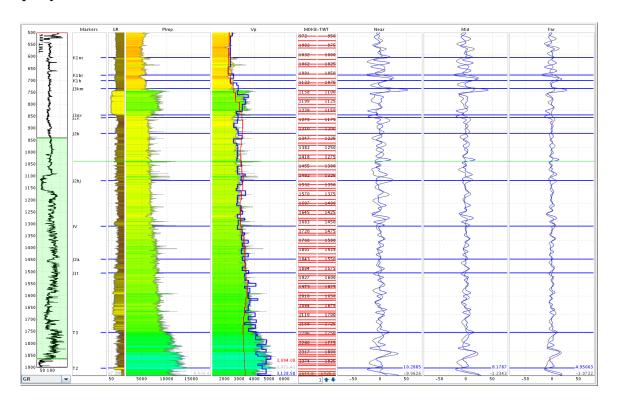


Рисунок 4.8 — Результат увязки угловых сумм. Скважина R-1. Трассы синего цвета — синтетика, рассчитанная на основе извлеченных импульсов, трассы черного цвета — реальные сейсмические трассы

Относительная инверсия по сравнению с абсолютной инверсией. В диссертационным исследованием поставленных задач, выполнено два варианта инверсии: «относительная» инверсия позволяет получить модель импеданса без ограничений на основании только исходных, ограниченных по диапазону частот отраженных данных, «абсолютная» инверсия ограничена имеющейся низкоскоростной моделью (сейсмические скорости и каротажные данные). В точке скважины результаты абсолютной инверсии должны быть количественно точными в глубинном интервале имеющихся каротажных данных, при этом точность уменьшается с удалением от точки расположения скважины. Также следует отметить, что идеальный результат невозможно достичь даже в точке расположения скважины, в связи с различными факторами, как, например, качество скважинных и/или сейсмических данных.

Калибровка, сравнение и контроль качества результатов инверсии, в соответствии с существующими скважинными данными, являются важными составляющими рабочего процесса. Эти процедуры следуют за процедурой тщательной увязки скважин и выделения импульса. Для расчета импульса и

степени неопределенности такого расчета используется программа выделения импульса с помощью байесовского анализа, на основании данных из множества скважин с учетом множества углов. Такая программа учитывает (если необходимо) импульсы, изменяющиеся в боковом направлении и во времени по каждому угловому суммарному разрезу. Более того, построение низкочастотной модели может включать в себя геостатистические процедуры по данным 3Д, которые включают в себя всю имеющуюся информацию. Дополнительная информация по низким частотам из низкоскоростной модели позволяет инверсии восстановить фоновые тренды в ходе выполнения «абсолютной» инверсии, что демонстрирует рисунок 4.9.

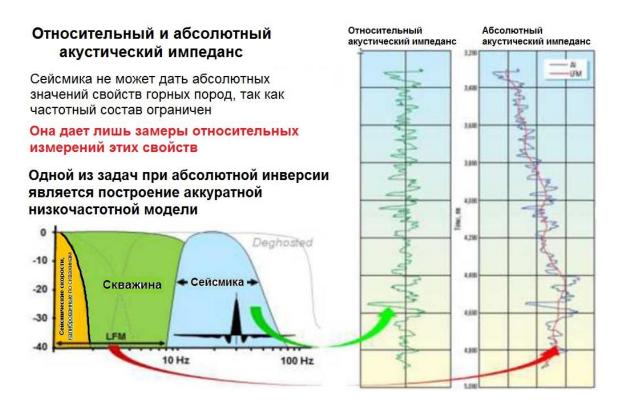


Рисунок 4.9 – Дополнительная информация по низким частотам из низкоскоростной модели

#### 4.1.2 AVO-анализ

Если сейсмической инверсией мы изучили атрибуты, основанные на расчетах импеданса, то AVO-анализ представляет изучение среды по отражательной способности сейсмических данных. В отличие от инверсии, оценка сейсмической отражательной способности – процесс более быстрый и легкий.

Пакет программ CUBE MANAGER AVO позволяет получить полный набор AVO-измерений для 2Д и 3Д съемок. Результатами являются угловые суммы и сейсмограммы, двух и трехчленные атрибуты Шуэ, параметры Ламе, флюид фактор, относительный P- и S- импедансы. AVO-атрибуты могут быть

рассчитаны на основе различных аппроксимаций. На данный момент доступны следующие аппроксимации:

- •13 атрибутов на основе линейной регрессии двухчленной аппроксимации Шуэ.
  - •14 атрибутов на основе трехчленной аппроксимации Шуэ.
  - •4 атрибута на основе аппроксимации Пан-Гардена.
  - •3 атрибута импедансов.
  - •3 атрибута Ламе.

Оценкой упругих свойств было доказано, что геологические условия предполагают наличие эффекта «Fizz gas», то есть «остаточный газ», что вносит большую неопределенность в анализ AVO-атрибутов. Тем не менее, была сделана попытка рассчитать максимально возможное количество атрибутов, с целью выявления наиболее информативных атрибутов. Анализ проводился в продуктивном интервале резервуара на глубине 1098 м, результативные срезы продуктивных интервалов представлены на рисунках 4.10 — 4.12. Одновременно, в этом же интервале были проанализированы атрибуты на основе импеданса для того, чтобы оценить эффективность классических AVO-атрибутов, рассчитанных на основе сейсмической отражательной способности, представленные на рисунках 4.13 — 4.15.

Анализируя AVO-градиент, представленный на рисунке 4.10, при ожидании III класса AVO, мы должны наблюдать большой отрицательный градиент. В целом, в центральной части съемки, в пределах структуры, наблюдаются отрицательные значения градиента, но этого недостаточно и контраст не настолько яркий, чтобы использовать данный атрибут для картирования углеводородов.

Атрибут "Intercept\*Gradient", представленный на рисунке 4.11, является результатом произведения двух AVO атрибутов, пересечения и градиента. Опять же, при ожидании III класса AVO, пересечение должно иметь отрицательное значение, градиент тоже должен быть резко отрицательным. При умножении данных двух атрибутов аномалии класса III должны увеличиваться. Мы наблюдаем подобное увеличение в своде структуры, но по краям съемки тоже присутствуют подобные области, что вносит неоднозначность в оценку данного атрибута.

Атрибут «Флюид-фактор», представленный на рисунке 4.12, является мерой отклонения значений атрибутов Intercept и Gradient от фоновой линии. Чем более отклоняются значения, тем более они соответствуют кровле или подошве углеводородонасыщенного песчаника. По-простому, при расчете флюид фактора, фоновые значения должны гаситься, а аномальные, т.е. отклонившиеся от линии фоновых значений, увеличиваться. В нашем примере, флюид фактор имеет такую же силу, что и градиент, то есть, не может быть использован в прямом картировании углеводородов.

На рисунках 4.13 и 4.14 представлены атрибуты, рассчитанные на основе импеданса, т.е. продольный импеданс и отношение скорости продольной к поперечной волне в своем относительном варианте (без учета

низкочастотной модели) показали большую информативность. То есть, стратегией динамического анализа по-прежнему остается анализ атрибутов на основе импедансов (продольного и поперечного).

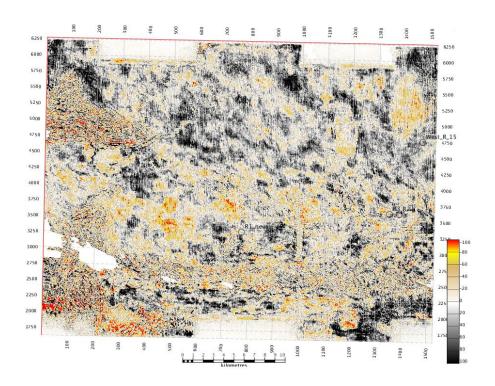


Рисунок 4.10 – Срез распределения AVO градиента в продуктивном интервале 1098-1113 м

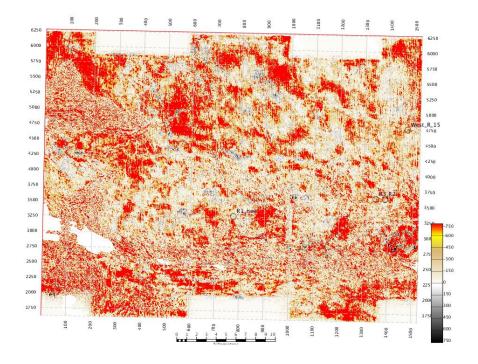


Рисунок 4.11— Срез распределения атрибута «Intercept\*Gradient» в продуктивном интервале 1098-1113 м

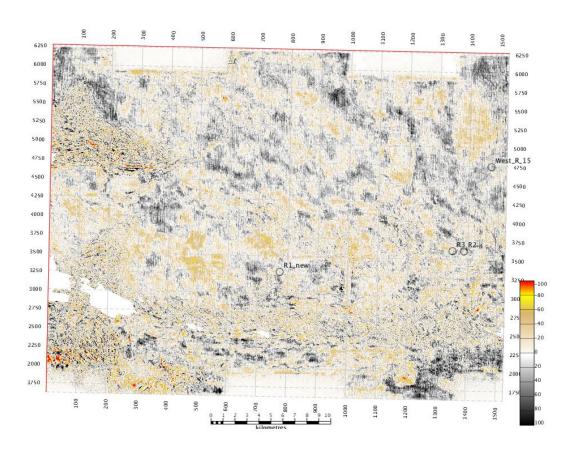


Рисунок 4.12 — Срез распределения атрибута «флюид-фактор» в продуктивном интервале 1098-1113 м

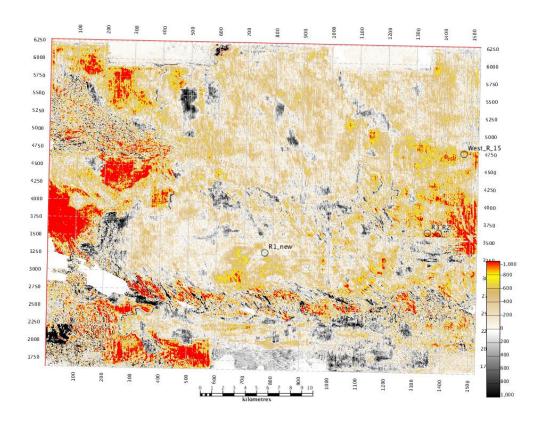


Рисунок 4.13 — Срез распределения атрибута «относительный продольный импеданс» в продуктивном интервале 1098-1113 м

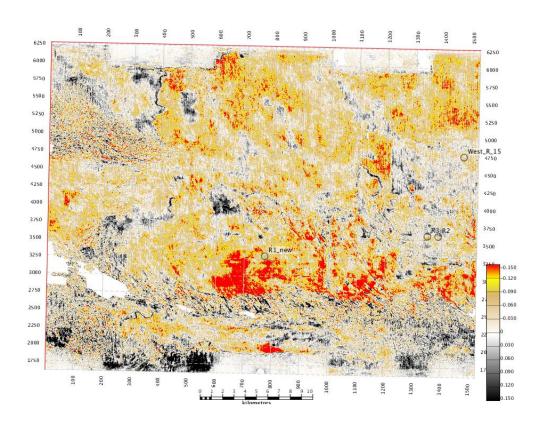


Рисунок 4.14 — Срез распределения атрибута «относительное отношение скорости продольной к поперечной волне» в продуктивном интервале 1098-1113 м

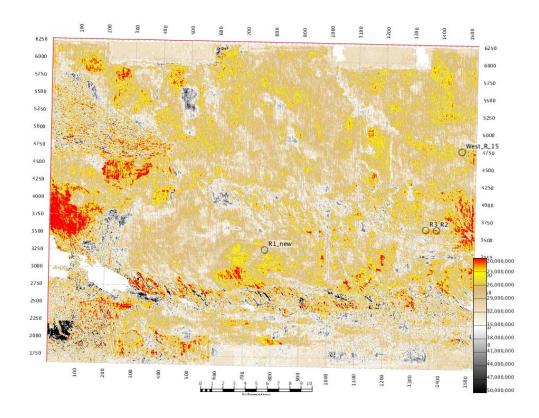


Рисунок 4.15 — Срез распределения атрибута «ламбда-ро» в продуктивном интервале 1098-1113 м

# 4.2 Лито-флюидная классификация и расчет кубов свойств

Результаты синхронной инверсии ΜΟΓΥΤ количественно интегрироваться с моделью статистических физических свойств пород, которые зависят от глубины, которые были определены путем анализа имеющейся скважинной каротажной информации, в результате чего получаются «куб вероятности – неопределённости» литологии и / или флюидов. Например, кросс-плоты Vp/Vs в сравнении с акустическим инвертированным коррелируются Р-импедансом, импедансом c импедансом и значениями плотности, полученными по результатам сейсмической инверсии по каждому дискретному значению трассы для того, чтобы получить куб данных, где амплитуды будут представлять 80% вероятность насыщенности газом. Также можно прогнозировать ряд прочих классов фаций. Также есть возможность изучать байесовскую (статистическую) литологию и прогнозировать флюидонасыщение в рамках схемы инверсии (а не после ее завершения), однако при этом сильно возрастают вычислительные затраты.

Конечной целью количественной инверсии является прогнозирование литологии и флюидного содержания вдали от скважин [10]. Данный процесс должен принимать во внимание все имеющиеся в наличии данные, а не только сейсмические или скважинные данные. Геологическое понимание региона позволят отобрать значимые сейсмические атрибуты и в результате получить соответствующие действительности продукты инверсии.

Неопределенность должна также учитываться, чтобы обеспечить оценку риска и повысить надежность прогнозов. Использование байесовской схемы позволяет учитывать предварительную информацию, как например, сведения о геологии, в вероятностном прогнозе, который отображает неопределенности и количественно определяет риск.

Предлагаемая последовательность процедур использует Байесову схему классификации для выполнения количественных прогнозов на основании инвертированных сейсмических зависимых данных И глубины статистических моделей физических свойств пород в целевой области [11]. В ходе процедуры генерируются массивы данных вероятной литологии и флюидосодержания. Вся информация комбинируется с применением знаний о геологии для создания исходной модели. Стохастически смоделированное множество вариантов функции плотности вероятностей (PDFs), которые ответственны за неопределенность в целевых комбинациях литологии и флюидосодержания, рассчитываются на каждой отметке глубины интересуемом интервале. Полученные данные количественно затем сравниваются с эквивалентными инвертированными данными для выработки прогнозов. После генерируются отдельные массивы данных вероятной литологии и флюидосодержания. Массив данных с наиболее высокой вероятностью также может рассчитываться, как и куб вероятности «неизвестной литологии», которые отображают результаты инверсии, не

согласующиеся с моделью физических свойств пород.

Для оценки достоверности полученных моделей, данные синхронной инверсии, были проверены на соответствие упругим параметрам, замеренных в скважине. На рисунке 4.16 на глубине 1100 м (внутри основного газонефтяного резервуара), была выделена область самых низких значений Vp/Vs и предположено, что это газонасыщенный песчаник. По средне-низким значениям Vp/Vs была предположена нефтяная зона.

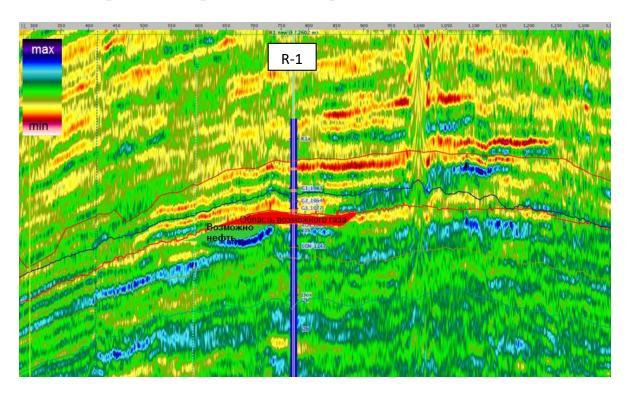


Рисунок 4.16 – Разрез атрибута Vp/Vs по линии кросслайн 3276

Таким образом, в главе «Методика специализированной интерпретации подробно геофизических материалов» описано решение поставленных задач диссертационного исследования, а именно - сравнение результатов наиболее быстрых технологий AVO-анализа и трудоемких техник инверсии Sparse Spike. AVO-анализ – метод анализа изменения амплитуды сейсмических волн в зависимости от угла падения, позволяющий выявлять аномалии, связанные с насыщением пород углеводородами. Сейсмическая инверсия – метод, позволяющий получить объемные модели распределения упругих параметров пород, что значительно повышает точность интерпретации. Были изучены возможности обеих методик, рассчитаны и получены различные атрибуты в объеме куба ЗД, выполнены сечения в продуктивных интервалах.

Результатом анализа данных *на основе отражательной способности* (AVO-анализ) стали кубы атрибутов Intercept, Gradient, их комбинации, а также атрибут Fluid Factor. Результатом анализа данных *на основе синхронной инверсии* — кубы атрибуты продольного и поперечного импедансов, а также

куб Vp/Vs как в относительном (модель импеданса без ограничений на основании только исходных, ограниченных по диапазону частот отраженных данных), так и в абсолютном (ограничена имеющейся низкоскоростной моделью) исполнениях.

Следующим этапом, разработанного в рамках диссертационного исследования высокотехнологичного подхода, является анализ результативных атрибутов и оценка достоверности полученных моделей на основе скважинных данных.

### 5 Результаты работ, выводы и рекомендации

Участок исследований находится в казахстанском секторе Каспийского моря, в Среднем Каспии. Основные особенности строения геологического разреза рассматриваемой территории обусловлены широкомасштабным поэтапным воздействием тектонических сил со стороны Большого Кавказского складчатого пояса по направлению к Южно-Мангышлакско Устюртской системы депрессий. Предполагается, что на начальном этапе развития бассейна под действием вышеуказанных сил произошло образование наиболее древних (внутрипалеозойских) разломов с формированием системы приподнятых и опущенных блоков. В последующем, в ходе палеозойскотриасового осадконакопления, из-за относительного изменения направления сил воздействия произошло смещение вдоль основного разлома ранее сформировавшихся блоков.

Регионально вокруг рассматриваемой территории имеются две основные рифтовые системы — Центрально-Мангышлакская и Туаркыр-Карауданская. Рассматриваемая площадь расположена на западной оконечности Карауданского рифта, где разломы теряют свою большую амплитуду по сравнению с восточной частью региона. К тому же, они превращаются в обратные взбросовые разломные нарушения со значительной частью сдвиговой компоненты.

В геологическом плане участок исследований относится к бассейну Южного Мангистау. Геологический разрез представлен отложениями палеозоя, триаса, юры, мела и отделов кайнозоя. Как было отмечено выше, отложения палеозоя и триаса изучены слабо. На сейсмической записи палеозойские образования выделяются на основании опорного сейсмического горизонта PZ, а породы триаса картируются по угловому несогласию между подошвой юры и горизонтом PZ. Отложения мезозоя и кайнозоя представлены, в основном, терригенной толщей, за исключением карбонатных отложений верхней юры и верхнего мела. Карбонаты встречаются также в нескольких отделах кайнозоя.

В качестве нефтематеринских пород геологи рассматривают не только собственный очаг триасовых отложений, но и очаги с латеральной миграцией: Сегендыкский и Жазгурлинский очаги генерации, Северо-Прикарабогазский узел (депрессия Казахского залива)

Акватория Каспийского моря находится в центре нефтегазоносного региона, где залежи углеводородов выявлены в широком стратиграфическом диапазоне. В соответствии с особенностями геологического развития региона продуктивная часть разреза осадочного чехла постепенно омолаживается в южном направлении. В Прикаспийской впадине основные нефтесодержащие отложения — палеозойские, на Северном Устюрте и Мангистау — мезозойские, а в южных районах — палеоген-неогеновые. Вертикальные миграции углеводородов способствуют вовлечению молодых пород в нефтегазонакопление.

Перспективы Южного Мангистау связаны с *мезо-кайнозойскими* и *палеозойскими* комплексами, где получены промышленные притоки нефти и газа, особенно в зонах Песчаномысско-Ракушечного поднятия. Здесь преобладают нефтяные залежи, а газовые месторождения смещаются к Карабогазскому своду. Основные генерационные породы — темноцветные карбонатно-глинистые триасовые отложения.

Целевыми стратиграфическими интервалами являются коллектора неокома, отложения верхней юры (карбонаты) и, возможно, отложения средней юры.

Использование скважины R-1 привело к уточнению структурного плана. Использование при картировании густой сети 3Д данных и учет скоростной модели, покрывающей всю область 3Д, позволило существенно уточнить структурный план по всем горизонтам.

В результате выполненной работы, по 3Д сейсмическим данным были получены структурные карты масштаба 1:50000 по следующим сейсмическим горизонтам: **SB** (поверхность дна моря), **I** (подошва миоценового эрозионного канала), **II** (поверхность карбонатной толщи сенон-туронского яруса  $K_2$ ), **IIa** (подошва карбонатной толщи сенон-туронского яруса  $K_2$ ), **IInc** (кровля неокома) представленный на рисунке 5.1, **III** (подошва неокома  $K_1$ ), представленный на рсиунке 5.2, **IIIa** (поверхность келловейского яруса  $J_2$ ), **IV** (условный горизонт в бат-байоссе), **V** (подошва юрских отложений  $J_1$ ), **V**2 (поверхность карбонатов среднего триаса), **Pz** (поверхность палеозойских отложений). Также, были закартированы резервуары, глубина которых в скважине R-1 составляет 1007 и 1097 м.

Благодаря наличию 3Д-сейсмических данных высокого качества, было детализировано структурно-формационное строении участка, а именно – объект, ранее трактуемый на основе 2Д-сейсмики, как единая структура, осложненная тектоническими нарушениями, на основе 3Д-данных, был представлен в виде отдельных блоков.

Согласно задачам диссертационного исследования, кроме структурной интерпретации сейсмических данных, на исследуемой площади были выполнены также и работы по динамическому анализу, в результате которого была получена карта возможного распределения углеводородов (нефть и газ) для каждого пласта, выделенного в скважине R-1. Проведенный анализ показал, что геологические условия, несмотря на некоторые осложнения, пригодны для динамического анализа.

## 5.1 Критерии оценки перспектив нефтегазоносности по результатам атрибутного анализа (AVO)

В диссертационном исследовании была сделана попытка рассчитать максимально возможное количество атрибутов, с целью выявления *наиболее информативных* атрибутов. Анализ проводился в продуктивном интервале резервуара на глубине до 1100 м (неоком – верхняя юра).

На рисунке 5.3 (а, б) показан результат анализа амплитуд в области до суммирования (AVO/AVA) в качестве разрезов атрибута Intercept R(0), характеризующий изменения упругих свойств на ближних удалениях и связанный с акустическим импедансом, и Gradient G, который характеризует изменение амплитуды с увеличением удаления и связан со скоростью не только продольной, но и поперечной волны. В соответствии с физикой распространения сейсмических волн, поперечная волна не регистрируется в среде флюидов, поэтому совместное использование характеристик продольных и поперечных волн может улучшить разделение литологии и флюидов по сейсмическим данным.

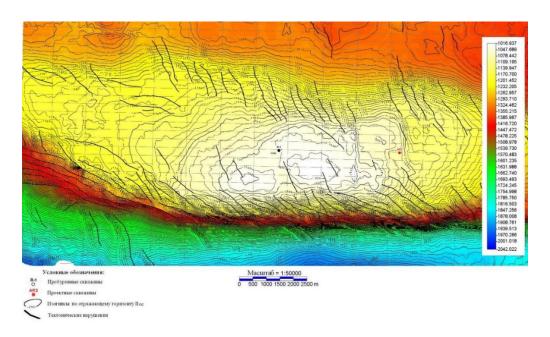


Рисунок 5.1 – Структурная карта по отражающему горизонту ІІпс

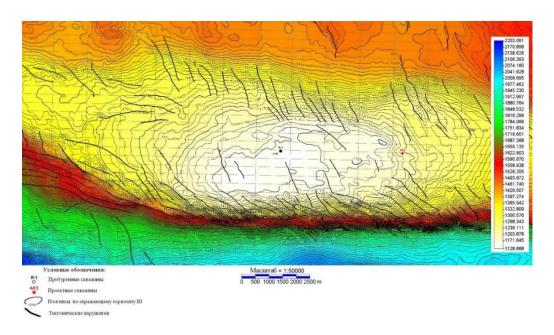


Рисунок 5.2 – Структурная карта по отражающему горизонту III

В работе был проанализирован продукт умножения R(0) и G. Физический смысл данной комбинации таков, что пласт с легкими углеводородами даст сильный показатель на атрибуте R(0), так как ожидается большой контраст между покрышкой и пористой средой (пористость и углеводороды). А умножение на показатель G еще больше должен выделить область, связанную с высокой пористостью и углеводородами.

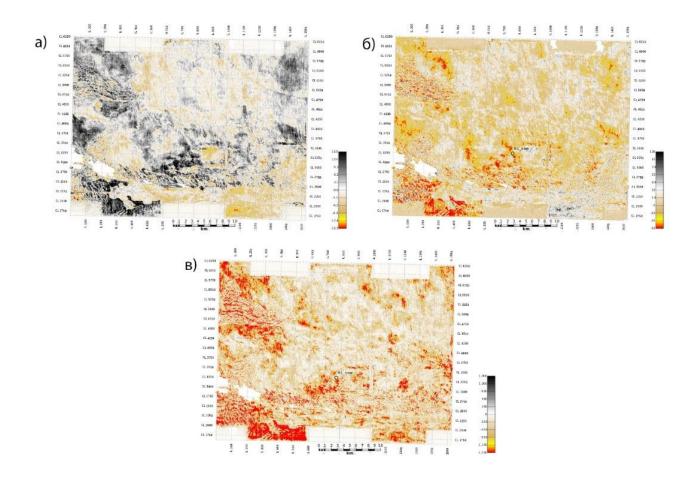


Рисунок 5.3 – Распределение атрибутов вдоль продуктивного интервала а) Intercept R(0); б) Gradient G; в) R(0)•G

Оценкой упругих свойств было доказано, что геологические условия предполагают наличие эффекта Fizz gas (остаточный газ). Этот фактор вносит большую неопределенность в анализ AVO-атрибутов. Анализ AVO-градиента основан на том, что при ожидании III класса AVO должен наблюдаться большой отрицательный градиент. Анализ 50 показывает, что в центральной части съемки, в пределах структуры, наблюдаются отрицательные значения градиента, однако контраст не настолько яркий, чтобы использовать данный атрибут для картирования углеводородов.

Атрибут Intercept\*Gradient, представленный на рисунке 5.3 (в), является результатом произведения двух AVO атрибутов, пересечения и градиента. При ожидании аномалий III класса AVO, пересечение должно иметь отрицательное значение, градиент тоже должен быть резко отрицательным.

При умножении данных двух атрибутов аномалии класса III должны увеличиваться. Мы наблюдаем подобное увеличение в своде структуры, но по краям съемки тоже присутствуют подобные области, что вносит неоднозначность в оценку данного атрибута.

В этих исследованиях также был использован атрибут FF-Fluid Factor (Smith and Gidlow), являющийся одним из информативных параметров AVO и позволяющий оценить насыщенность углеводородами, путем определения отклонений от фоновых значений, характерных для водонасыщенных пород. Таким образом, атрибут «флюид-фактор» является мерой отклонения значений атрибутов *Intercept* и *Gradient* от фоновых значений. Чем больше отклоняются значения атрибутов, тем больше вероятность, что они будут картировать кровлю или подошву углеводородонасыщенного песчаника, т. е. в идеале при расчете атрибута FF-флюид-фактор, фоновые значения должны гаситься, а аномальные — увеличиваться.

Наблюдения показали, что в состав наиболее информативных атрибутов можно внести и параметры коэффициентов Ламе. Основанием к этому может служить то, что параметр MR (mu-rho) зависит от свойств скелета/сухой породы, а LR (lambda-rho) — это комплексный параметр, зависящий как от свойств скелета/породы, так и от флюидонасыщения. На рисунке 5.4 (а, б) представлены результаты расчета этих динамических характеристик.

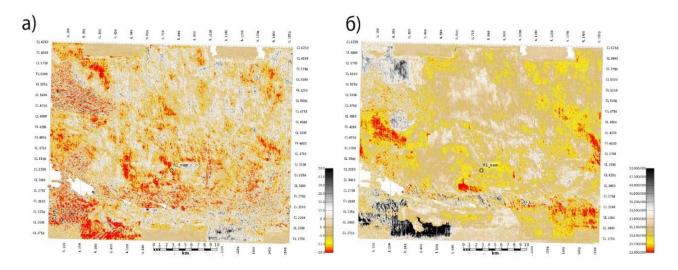


Рисунок 5.4 — Распределение атрибутов вдоль продуктивного интервала: a) Fluid Factor; б) Lambda-Rho вдоль продуктивного интервала

Анализ рисунка 5.4 показывает такую же интенсивность значений атрибута Fluid Factor, что и Gradient G, который зависит только от изменения амплитуды с увеличением удаления, то есть результаты расчета атрибута Fluid Factor не могут быть использованы в прямом картировании углеводородов.

# 5.2 Критерии оценки перспектив нефтегазоносности по результатам синхронной инверсии

Для оценки достоверности результатов AVO/AVA процедур в этом исследовании был использован анализ сейсмических данных, основанный на сейсмической инверсии. Исходными данными для сейсмической инверсии считаются сейсмические традиционно данные после суммирования, импульс, рассчитанный для каждой угловой суммы, а также низкочастотная исходная модель среды (тренд скорости и плотности из данных каротажа). В результате мы получаем отклик, который количественно описывает упругую породу в наблюдаемом поведении AVO, присутствующем в исходных сейсмических отраженных данных. Если говорить более точно, алгоритмы инверсии лучше работают с углом падения, чем с удалением, так как все основные формулы AVO (Zoeppritz и другие аппроксимации) оперируют углом падения, поэтому будем пользоваться, на наш взгляд, более точным определением AVA (Amplitude versus Angle – амплитуда в сравнении с углом).

Для сравнения эффективности AVO-анализа и синхронной инверсии параметры продольного импеданса и отношения Vp/Vs были рассчитаны без фоновой модели по скважинам, то есть в относительном варианте.

Сравнение на качественном уровне результатов наиболее быстрых технологий AVO-анализа и трудоемких техник инверсии Sparse Spike дает эффективности последней возможность сделать выводы об анализируемых методик, представленных на рисунке 5.5. Так, атрибут скоростей продольной поперечной (Vp/Vs), отношения И представленный на рисунке 5.5 (б), позволил на качественном и визуальном картировать зону распространения углеводородонасыщенной уровне структуры.

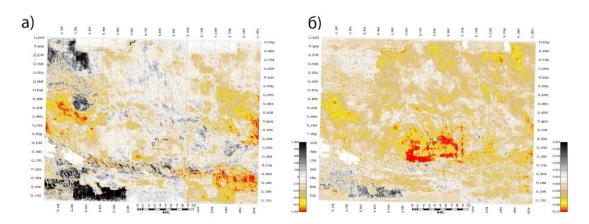


Рисунок 5.5 — Распределение атрибутов вдоль продуктивного интервала: а) продольный импеданс; б) отношение скоростей продольной и поперечной волны Vp/Vs

Атрибуты, рассчитанные на основе продольного импеданса и отношение скоростей продольной и поперечной волн в своем *относительном* варианте, показали *большую информативность*. Поэтому для условий района исследований стратегией динамического анализа был выбран анализ атрибутов на основе продольного и поперечного импедансов.

Для этого результаты инверсии были количественно интегрированы с моделью физических свойств пород на основе наблюдений по кросс-плотам. Кросс-плоты Vp/Vs в сравнении с акустическим импедансом по скважинным данным коррелируются с инвертированным P- и S-импедансами, полученными по результатам сейсмической инверсии по каждому дискретному значению трассы для того, чтобы получить куб данных по литологии и углеводородонасыщению. Отметим, что для данного анализа может быть использована скважина, не входящая в блок исследований, но расположенная в аналогичных геологических условиях.

#### 5.3 Построение кроссплотов и кластерный анализ

Для оценки достоверности полученных моделей, был построен кроссплот куба акустического импеданса от куба отношения продольной к поперечной волне (Vp/Vs), на который были нанесены полученные полигоны предполагаемого газонасыщенного песчаника и нефтенасыщенного песчаника [12]. Также на данный кроссплот была нанесена модель упругих свойств, соответствующая глубине 1100 м, которая была получена по скважинным данным. График зависимости акустического импеданса от отношения продольной к поперечной волне изображен на рисунке 5.6. В результате, полигоны предполагаемых газо- и нефтенасыщенных песчаников совпали с моделью, построенной по скважинным данным.

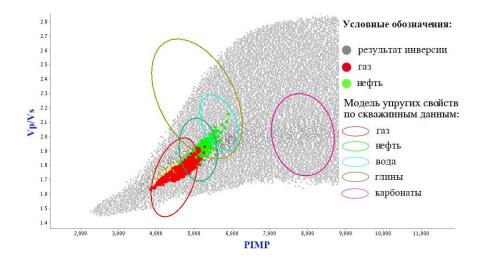


Рисунок 5.6 – График зависимости акустического импеданса от отношения продольной к поперечной волне

Достоверность данных после синхронной инверсии была проверена на соответствие упругим параметрам, замеренным в скважине. На глубине 1100 м (внутри основного газонефтяного резервуара) была выделена область самых низких значений Vp/Vs — и это дало возможность интерпретировать данные области, как газоносные. По средне-низким значениям Vp/Vs — была спрогнозирована вероятностная нефтяная зона.

На рисунке 5.7 представлены исходный сейсмический разрез (а) и кроссплот анализа результатов инверсии (б).

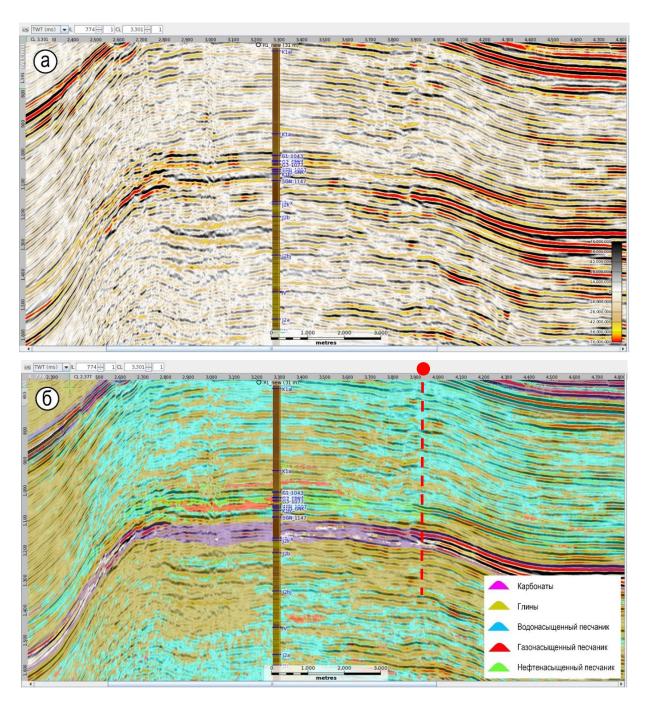


Рисунок 5.7 – Пример комплексного анализа сейсмических данных с результатами инверсии: а) сейсмический разрез; б) результат кросс-плот анализа результатов инверсии.

#### 5.4 Рекомендации

На основании интеграции полученных результатов, для выявления точной модели месторождения, была рекомендована оценочная скважина [8].

**Рекомендуемая скважина AR-2**. Скважину AR2 на структуре Ракушечное-море рекомендуется заложить на пересечении профилей инлайн 1133 и кросслайн 3291. Положение скважины по разрезу представлено на рисунке 5.7 (б).

Проектная глубина скважины определяется, исходя из возможных дополнительных разведочных задач, рекомендовано рассмотреть данную скважину только для верхней юры и нижнего мела, соответственно глубина не ниже **1500** м.

#### Основные факты о месторасположении скважины AR-2:

- ▶ заложена в районе изолинии -1160 м, то есть по краю аномалии резервуара;
- ▶ при вскрытии ВНК можно делать выводы об экономической целесообразности дальнейших работ;
- > доказанные пути миграции;
- > на краю выделенных и подтвержденных аномалий в сейсмическом поле.

#### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Объектом Среднекаспийском изучения является участок В нефтегазоносном бассейне, расположенный в Казахстанском моря. Район характеризуется сложным строением, значительной мощностью осадочного чехла и сохраняет высокий нефтегазоносности при недостаточной степени геофизической изученности. В этой связи, в условиях ограниченной геологогеофизической изученности и неоднозначных результатов бурения на исследуемом участке, возникла необходимость разработки и применения адаптированного методического подхода к интерпретации сейсмических данных МОГТ 3Д.

В рамках работы была сформулирована и реализована **технология повышения качества динамической интерпретации с целью выявления зон распространения углеводородов,** которая представляет собой оригинальный *методологический подход* к прогнозу перспективных объектов на основе сравнительного анализа различных алгоритмов динамической интерпретации сейсмических данных. Особое внимание было уделено обоснованию выбора сейсмических атрибутов, чувствительных к литологии и насыщению коллектора. По результатам анализа выделены наиболее информативные атрибуты, которые позволяют классифицировать имеющиеся структуры по вероятности насыщения углеводородами (ранжирование структур).

На этапе реализации разработанного подхода был проведён анализ интерпретации сейсмических данных до суммирования *на основе анализа отражательной способности* (AVO-анализ) и анализ данных на основе сейсмической инверсии (в алгоритме Sparse-Spike).

**AVO-анализ.** Анализ атрибутов Gradient и Intercept показал недостаточность интенсивности и контраста для использования данных атрибутов для картирования углеводородов.

Анализ расчета атрибута Intercept\*Gradient показал, что интенсивности аномалий класса III увеличились, однако подобное увеличение наблюдается не только в своде структуры, но и по краям съемки, что внесло неоднозначности в оценку данного атрибута.

Атрибут Fluid Factor также не показал яркого контраста аномальных значений от фоновых, что так же исключило использование этого атрибута из числа процедур однозначной интерпретации.

**Сейсмическая инверсия.** Атрибуты, рассчитанные на основе импеданса, т.е. продольный импеданс и отношение скоростей продольной и поперечной волн в своем относительном варианте (без учета низкочастотной модели) показали *наибольшую информативность*.

Построение кроссплота куба акустического импеданса от куба отношения продольной и поперечной волн (Vp/Vs) дало возможность построения полигонов предполагаемых зон газонасыщенного песчаника и

нефтенасыщенного песчаника. Нанесение на данный кроссплот модели упругих свойств, которая была получена по скважинным данным, показало их полное соответствие.

Таким образом, разработанный подход продемонстрировал высокую эффективность при решении задач геолого-геофизического анализа в слабоизученных акваториях. Реализация данного подхода на основе синтеза данных сейсморазведки, бурения и геологических материалов, позволила построить концептуальную геологическую модель, которая обеспечила возможность по-новому интерпретировать геологическое строение исследуемого участка, а также выявить новые перспективы в оценке нефтегазоносности региона.

Наличие высококачественных сейсмических данных 3Д позволило детализировать структурно-формационное строение участка, а именно были выделены блоки объекта, который ранее, по 2Д-сейсмическим данным, выделялся как единая структура, осложненная тектоническими нарушениями.

Выделенные перспективные интервалы были подтверждены скважины, результатами бурения оценочной что свидетельствует соответствии построенной модели реальному геологическому разрезу, подтверждает применимость предложенной технологии для ранжирования структур в пределах Среднекаспийского нефтегазоносного бассейна, а также демонстрирует её потенциал для масштабирования на участки со аналогичными геолого-геофизическими условиями.

#### Перечень принятых терминов и сокращений

ТОО – товарищество с ограниченной ответственностью

УВ – углеводороды

МОГТ – метод общей глубинной точки

PSTM – post-stack time migration – временная миграция до суммирования

PSDM – post-stack depth migration – глубинная миграция до суммирования

ГМДС – глубинная миграция до суммирования

ПП – пункт приема

ЛП – линия приема

ГИС – геофизические исследования скважин

ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование

МДТ – модульный динамический тестер

ГГП – гамма-гамма-плотностной каротаж

АК – акустический каротаж

ГК – гамма-каротаж

SB — sea bottom — дно моря

GR-gamma-ray — гамма-каротаж

DT – акустический каротаж

RHOВ – плотность

НГО – нефтегазоносная область

НГР – нефтегазоносный район

НГН – нефтегазонакопления

ЗНГН – зона нефтегазонакопления

ПЖ – промывочная жидкость

PDFs – probability density functions

Vp – скорость продольной волны

Vs – скорость поперечной волны

Ір – продольный импеданс

Is – поперечный импеданс

#### СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Куандыков Б.М., Турков О.С., Шестоперова Л.В. Геологическое строение и оценка углеводородного потенциала северо-восточного сегмента Каспийского моря (в пределах Казахстана) Геология регионов Каспийского и Аральского морей // Казахстанское геологическое общество «КазГео». Алматы, 2004. С. 224-236.
- 2 Ratov B.T., Chudik I.A., Fedorov B.V., Sudakov A.K., Borash B.R. Results of production tests of an experimental diamond crown during exploratory drilling in Kazakhstan // SOCAR Proceedings, 2023. 23-29 p. https://doi.org: 10.5510/OGP20230200842
- 3 Gregory F. Ulmishek Petroleum Geology and Resources of the Middle Caspian Basin, Former Soviet Union // U.S. Department of the Interior. U.S. Geological Survey, 2001. 7-15 p.
- 4 Avseth P., Mukerji T., Mavko G. Quantitative Seismic Interpretation: applying rock physics tools to reduce interpretation risk // Cambridge University Press. Cambridge, 2005. 9-14 p.
- 5 Smith, R. The essentials of rock physics for seismic amplitude interpretation // Cambridge University Press, 2008. –3-8 p.
- 6 Umirova G.K., Istekova S.A., Modin I.N. Geological interpretation of MT data in combination with GIS data and seismic surveys in Caspian depression in Kazakhstan Contributors // European Association of Geoscientists & Engineers. 2016. 843-847 p. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600196
- 7 Abetov A.E., Mukanov D.B. History of the geological evolution of the South Turgay basin in the Pre–Cretaceous // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences, 2023. 2-5 p.
- 8 Отчет «Результаты работ по I этапу исследований Мезозойского комплекса Казахстанского сектора Каспийского моря в рамках Соглашения об оказании технических услуг между АО НК «КазМунайГаз» и Chevron Exploration Kazakhstan B.V.». Астана, 2004.
- 9 Lamont M.G., Thompson T.A. and Bevilacqua C. Drilling success as a result of probabilistic lithology and fluid prediction: A case study in the Carnarvon Basin // WA. APPEA Journal, 2008. -6-9 p.
- 10 Jangirov A., Balabekov Y., Busk H., Kudaikulov K. Probabilistic Approach in Seismic Reservoir Characterization: Case Studies from Pre-Caspian Basin // European Association of Geoscientists & Engineers, First EAGE Caspian Region Workshop. Atyrau, 2011. 3-7 p.
- 11 Jangirov A. From Rock Physics Study through Inversion to Seismic Litho/fluid Prediction: A Case Study from Precaspian Basin. // European Association of Geoscientists & Engineers. 5th EAGE St. Petersburg International Conference and Exhibition on Geosciences. St. Petersburg, 2012. P. 4-9. https://doi.org/10.3997/2214-4609.20143612

- 12 Shikeruk K., Jangirov A., Shestakov A. Review of Modern Methods of Prestack Seismic Data Analysis // European Association of Geoscientists & Engineers. 2nd EAGE International Conference KazGeo. Almaty 2012. 2-5 p.
- 13 Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала // Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева». Алматы, 2023.

### МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ К.И.САТПАЕВА

#### СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

#### Кирсанова Катерина Анатольевна

#### Кафедра «Геофизика и сейсмология»

№ по п/п	Наименование	Форма работы	Выходные данные	Объем	Соавторы
1	2	3	4	5	6
	Публикации в научных журналах,	рекомендованных Ком	итетом по контролю	в сфере с	образования и науки
1	ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКА В АКВАТОРИИ СРЕДНЕГО КАСПИЯ	Статья	Нефть и газ 2025 1 (145), 80-94	13 стр	Ассоциированный профессор, доктор PhD – Умирова Г.К. Руководитель отдела интерпретации и изучения резервуаров TOO «PGSK» – Джангиров А.Н.
2	MODERN METHODS OF THE SEISMIC DATA INTERPRETATION IN THE OFFSHORE AREA OF THE MID- CASPIAN BASIN	Статья Конференция	«International Satbayev Conference 2025», Volume 25 (2025), Issue 1, 494-499	6 стр	Ассоциированный профессор, доктор PhD – Умирова Г.К.

Автор

Научный руководитель

Заведующий кафедрой «Геофизика и сейсмология»

Кирсанова К.А.

Умирова Г.К.

Ратов Б.Т.

#### РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию

#### Кирсановой Катерины Анатольевны

по образовательной программе 7M07105 «Нефтегазовая и рудная геофизика»

на тему «Технология повышения качества структурных построений и динамической интерпретации с целью выявления зон распространения углеводородов (на примере участка в акватории Каспия)»

Магистерская диссертация посвящена актуальной научно-практической задаче — повышению качества структурных построений и динамической интерпретации с целью выявления зон распространения углеводородов. Работа выполнена на основе данных участка в акватории Среднего Каспия. Работа ориентирована на использование современных технологических подходов для прогнозирования литологического строения и флюидонасыщения в условиях ограниченной буровой изученности.

**Актуальность исследований** не вызывает сомнений. Геологическое строение Среднего Каспия характеризуется высокой степенью неопределенности, а значительные затраты на разведочное бурение делают важной задачу приоритезации участков с использованием непрямых методов прогноза. Предложенный автором технологический подход отвечает вызовам, с которыми сталкиваются геологоразведочные предприятия региона.

**Цель и задачи диссертации** четко сформулированы и логично раскрываются в содержании работы. Автором проведен анализ существующей геолого-геофизической информации, представлен граф специализированной обработки, выполнен расчет сейсмических параметров по амплитудным и сверточным алгоритмам, проведен сравнительный анализ и информативность каждого параметра.

Научная новизна обосновывается оригинальным методическим подходом, который направлен на повышение эффективности геофизического анализа данных сейсморазведки МОГТ 3Д. В результате удалось сформировать концептуальную геологическую модель, которая обеспечила возможность по-новому интерпретировать геологическое строение исследуемого участка, а также выявить новые перспективы в оценке нефтегазоносности региона. Большим преимуществом является то, что данный подход может быть использован при ранжировании структур в условиях значительных геологических неопределенностей.

Практическая значимость заключается в возможности снижать геологические риски, оптимизировать выбор участков для бурения (ранжирование структур), повышать экономическую эффективность геологоразведочных работ, а также может быть адаптирован для изучения других нефтегазоносных регионов. Отдельное внимание заслуживает тот факт, что прогноз, выполненный на основе предложенного подхода, примененных в работе, подтвердился результатами бурения оценочной скважины, что демонстрирует высокую прикладную ценность исследования.

Достоверность результатов определяется комплексным технологическим подходом, основанным на использовании разномасштабных геолого-геофизических методов — скважинные (каротажные) исследования, сейсмическая съемка, АVO-анализ, инверсия и кроссплот-анализ. Совпадение интерпретационных признаков по различным геолого-геофизическим данным, подтверждает высокую достоверность результатов. Важно отметить, что выделенные перспективные интервалы по данным прогноза, были подтверждены бурением оценочной скважины, что свидетельствует о соответствии построенной модели реальному геологическому разрезу.

Таким образом, проведенные исследования имеют высокую степень достоверности, что делает их результаты применимыми для дальнейших геологоразведочных работ.

Основные результаты и их интерпретация. В рамках работы был сформулирован и реализован методологический подход к прогнозу перспективных объектов на основе сравнительного анализа различных алгоритмов динамической интерпретации сейсмических данных. Наиболее результативными, с точки зрения прогнозной значимости, оказались результаты инверсионных преобразований, адаптированные под специфические геологические условия региона.

Особое внимание было уделено обоснованию выбора сейсмических атрибутов, чувствительных к литологии и насыщению коллектора. На основе синтеза данных сейсморазведки, бурения и геологических материалов была построена концептуальная геологическая модель.

Разработанный подход демонстрирует высокую эффективность при решении задач геолого-геофизического анализа в слабоизученных акваториях.

#### Замечания и предложения

Несмотря на высокую научную и практическую ценность работы, следует отметить несколько моментов, требующих дополнительного внимания:

- Работа должна быть оформлена в соответствии с общими требованиями к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала.
- Главу 2 «Выявление геолого-тектонических, структурных, литологических и геофизических критериев для проведения интерпретации сейсмических данных» автору следует дополнить выводами.

#### Оценка работы

Магистерская диссертация Кирсановой Катерины Анатольевны «Технология повышения качества структурных построений и динамической интерпретации с целью выявления зон распространения углеводородов (на примере участка в акватории Каспия)» представляет собой завершенную научно-исследовательскую работу, содержащую как теоретические, так и прикладные результаты. Полученные результаты могут быть использованы при планировании геологоразведочных мероприятий на шельфе Каспийского моря и в других регионах с аналогичными геологическими условиями.

Работа заслуживает положительной оценки, а её автор — присуждения степени магистра техники и технологий по образовательной программе 7М07105 — Нефтегазовая и рудная геофизика.

Оценка 92 %

Рецензент

Кандидат технических наук,

ассоциированный профессор

Аршидинова М.Т.

2025 г.

#### ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на магистерскую диссертацию

#### Кирсановой Катерины Анатольевны

7M07105 - «Нефтяная и рудная геофизика»

Тема: «Технология повышения качества структурных построений и динамической интерпретации с целью выявления зон распространения углеводородов (на примере участка в акватории Каспия)»

Актуальность диссертации определяется необходимостью применения методического подхода к интерпретации 3Д-сейсмических данных МОГТ в условиях ограниченной геологической изученности и неоднозначных результатов бурения на исследуемом участке в акватории Среднего Каспия, путем внедрения современных технологических и программных подходов, направленных на прогнозирование коллекторских свойств продуктивных пластов на основе сейсморазведочных данных.

**Целью** магистерской диссертации является разработка методики, позволяющей повысить достоверность прогноза перспективных объектов на основе сравнительного анализа доступных алгоритмов динамической интерпретации и выявление наиболее информативного набора сейсмических атрибутов для их последующего использования при решении геологоразведочных задач в аналогичных геологических условиях (Средний Каспий, терригенные отложения средней юры и нижнего мела).

Новизна исследования заключается в разработке оригинального методического подхода к интерпретации 3D-сейсмических данных с целью повышения эффективности геофизического анализа и уточнения структурнофациального строения исследуемого участка. Технология позволила по-новому интерпретировать геологическое строение исследуемого участка, выделив неизвестные ранее элементы внутренней структуры объекта, а также выявить новые перспективы в оценке нефтегазоносности региона.

Разработанная методика основана на использовании эффективных технологических подходов атрибутного анализа, направленных на повышение достоверности прогноза литологии и флюидонасыщения перспективных объектов в условиях ограниченной буровой изученности Среднего Каспия (Песчаномысско-Ракушечный свод). Предлагаемая технология позволяет более точно выявлять зоны возможного скопления углеводородов, опираясь на согласованный анализ геолого-геофизических данных, включая петрофизические, скважинные и сейсмические данные.

Предложенный технологический подход позволит снизить геологические риски, оптимизировать выбор участков для бурения, повысить экономическую эффективность геологоразведочных работ, а также демонстрирует потенциал для масштабирования на участки со аналогичными геолого-геофизическими условиями.

#### НЕКОММЕРЧЕСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ имени К.И.САТПАЕВА»

В целом, магистерская диссертация «Технология повышения качества структурных построений и динамической интерпретации с целью выявления зон распространения углеводородов (на примере участка в акватории Каспия)» имеет завершенный характер, отвечает требованиям ГОСО и может быть допущена к защите с оценкой 95%, а автор Кирсанова Катерина заслуживает присвоения степени магистра технических наук по образовательной программе 7М07105 Нефтегазовая и рудная геофизика.

Научный руководитель доктор PhD, ассоц. профессор кафедры «Геофизика и сейсмология»

<u>Умирова Г.К.</u>
«<u>do»</u> <u>шои 2</u>025 г.

## Университеттің жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаменті директорының ұқсастық есебіне талдау хаттамасы

**Жүйе администраторы** мен Академиялык мәселелер департаментінің директоры көрсетілген еңбекке қатысты дайындалған Плагиаттың алдын алу және анықтау жүйесінің толық ұксастық есебімен танысқанын мәлімдейді:

Автор: Кирсанова Катерина Анатольевна
Тақырыбы: 2025_маг_Кирсанова Катерина Анатольевиа
Жетекшісі: Гульзада Умирова
1-ұқсастық коэффициенті (30): 5.9
2-ұқсастық коэффициенті (5): 5
Дәйексөз (35): 0.6
Әріптерді ауыстыру: 3
Аралықтар: 0
Шағын кеңістіктер: 0
Ақ белгілер: 0
<ul> <li>Ұқсастық есебін талдай отырып, Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры келесі шешімдерді мәлімдейді :</li> <li>☐ Ғылыми еңбекте табылған ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді. Осыған байланысты жұмыс өз бетінше жазылған болып санала отырып, корғауға жіберіледі.</li> <li>☐ Осы жұмыстағы ұксастықтар плагиат болып есептелмейді, бірақ олардың шамадан тыс көптігі еңбектің құндылығына және автордың ғылыми жүмысты өзі жазғанына қатысты күмән тудырады. Осыған байланысты ұқсастықтарды шектеу мақсатында жұмыс қайта өңдеуге жіберілсін.</li> <li>☐ Еңбекте анықталған ұқсастықтар жосықсыз және плагиаттың белгілері болып саналады немес мәтіндері қасақана бұрмаланып плагиат белгілері жасырылған. Осыған байланысты жұмыс</li> </ul>
қорғауға жіберілмейді.
Негіздеме:
2025-06-23
Күні Дү Д Д Кафедра меңгерушісі

### Протокол

### о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Кирсанова Катерина Анатольевна
Соавтор (если имеется):
Тип работы: Диссертация магистра наук
Название работы: 2025_маг_Кирсанова Катерина Анатольевна
Научный руководитель: Гульзада Умирова
Коэффициент Подобия 1: 5.9
Коэффициент Подобия 2: 5
Микропробелы: 0
Знаки из здругих алфавитов: 3
Интервалы: 0
Белые Знаки: 0
После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:
☐ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
Паким образом работа возвращается на доработку.
□ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских в смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается
□ Обоснование:
2025-06-23
Дата 27. ов 25. Заведующий кафедрой вогр

#### Протокол

### о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Кирсанова Катерина Анатольевна
Соавтор (если имеется):
Тип работы: Диссертация магистра наук
Название работы: 2025_маг_Кирсанова Катерина Анатольевна
Научный руководитель: Гульзада Умирова
Коэффициент Подобия 1: 5.9
Коэффициент Подобия 2: 5
Микропробелы: 0
Знаки из здругих алфавитов: 3
Интервалы: 0
Белые Знаки: 0
После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:
☐ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
□ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
□ Обоснование: Доступ к защите
2025-06-23
Дата Арайлым Жәңгірханова
проверяющий эксперт