

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»

Джангиров Асланбек Назымович

Изучение возможностей AVO-анализа и сейсмической инверсии в условиях
неконтрастных коллекторов и вмещающей среды

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

7М07105 – «Нефтегазовая и рудная геофизика»

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»

УДК 550.834(574)

На правах рукописи

Джангиров Асланбек Назымович

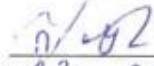
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Изучение возможностей AVO-анализа и сейсмической инверсии в условиях
неконтрастных коллекторов и вмещающей среды

Специальность 7М07105 – «Нефтегазовая и рудная геофизика»

Научный руководитель, доктор PhD,
ассоциированный профессор

 Умирова Г.К.
«23» 08 2025 г.

Рецензент

Кан. геол - мин. наук, ассоц. профессор,
Декан Школы геологии АО «КБТУ»

 Ахметжанов А.Ж.
«___» 2025 г.

Нормоконтроль
Старший преподаватель

 Асирбек Н.А.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой «Геофизика
и сейсмология»

Доктор технических наук,
профессор

 Ратов Б.Т.
«24» 08 2025 г.

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»



ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Джангирову Асланбеку Назымовичу

Тема магистерской диссертации: «Изучение возможностей AVO-анализа и сейсмической инверсии в условиях неконтрастных коллекторов и вмещающей среды»

Утверждена приказом Ректора Университета № 548-П/О от "4" декабря 2023 г.

Срок сдачи законченной работы «25» июня 2025 г.

Исходные данные магистерской диссертации: научная литература, статьи.

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) анализ упругих свойств для коллекторов и неколлекторов мезозойского интервала регионального участка вокруг площади исследований;*
- б) подбор оптимального графа обработки и интерпретации сейсмических данных для прогноза литологии ;*
- в) изучение и описание вероятностного подхода к интерпретации упругих свойств по результатам сейсмических инверсий, результаты наблюдений.*

Перечень графического материала: представлены 20 слайд презентации работы.

Рекомендуемая основная литература:

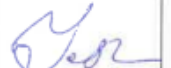
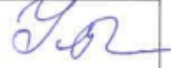
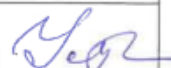
1. Avseth, P., Mukerji, T., Mavko, G. [2005]: Quantitative Seismic Interpretation: applying rock physics tools to reduce interpretation risk; Cambridge University Press.
2. M.G. Lamont, T.A. Thompson and C. Bevilacqua [2008]: Drilling success as a result of probabilistic lithology and fluid prediction—A case study in the Carnarvon Basin, WA; APPEA Journal 2008.
3. Smith, R. [2008]: The essentials of rock physics for seismic amplitude interpretation.

ГРАФИК
подготовки магистерской диссертации

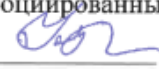
Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Введение	2.09.2024	Выполнено
Современные представления о геофизической и буровой изученности. Выявление геолого-тектонических, структурных, литологических и геофизических критериев для проведения переинтерпретации сейсмических данных	9.12.2024	Выполнено
Формирование геолого-геофизической основы для AVO-анализа и сейсмической инверсии	3.03.2025	Выполнено
Методика специализированной интерпретации геофизических материалов	7.04.2025	Выполнено
Результаты геофизических работ	5.05.2025	Выполнено
Закключение	2.06.2025	Выполнено

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Введение	Научный руководитель, доктор PhD, ассоциированный профессор Г.К. Умирова	2.09.2024	
Современные представления о геофизической и буровой изученности. Выявление геолого-тектонических, структурных, литологических и геофизических критериев для проведения переинтерпретации сейсмических данных	Научный руководитель, доктор PhD, ассоциированный профессор Г.К. Умирова	9.12.2024	
Формирование геолого-геофизической основы для AVO-анализа и сейсмической инверсии	Научный руководитель, доктор PhD, ассоциированный профессор Г.К. Умирова	3.03.2025	
Методика специализированной интерпретации геофизических материалов	Научный руководитель, доктор PhD, ассоциированный профессор Г.К. Умирова Профессор, доктор геолого-минералогических наук, академик НАН РК А.Е. Абетов	7.04.2025	 
Результаты геофизических работ	Научный руководитель, доктор PhD, ассоциированный профессор Г.К. Умирова Профессор, доктор геолого-минералогических наук, академик НАН РК А.Е. Абетов	5.05.2025	 
Заключение	Научный руководитель, доктор PhD, ассоциированный профессор Г.К. Умирова	2.06.2025	
Нормоконтролер	Старший преподаватель Н.А. Асирбек	23.06.2025	

Научный руководитель

Доктор PhD, ассоциированный профессор
Умирова Г.К. 

Задание принял к исполнению магистрант

Джангиров А.Н. 

Дата

«23» 06 2025 г

АННОТАЦИЯ

Рассматривается технологический подход к интерпретации сейсмических данных в области до суммирования, особенно актуальный в условиях слабого контраста физических свойств между коллекторами и вмещающими породами. Традиционная сейсморазведка основывается на различиях акустических жесткостей между слоями, что позволяет эффективно выделять границы между ними. Однако при слабой дифференциации упругих свойств коллекторов и неколлекторов, результаты интерпретации становятся неоднозначными. Поскольку именно результаты инверсии являются связующим звеном между сейсмическими данными и литологией, то при недостаточном контрасте коллекторов и вмещающей среды для анализа сейсмических данных предлагается использование вероятностного подхода. Применение вероятностного подхода при изучении сейсмических данных позволяет выполнить не только интерпретацию, но и оценить ее неопределенность.

Для реализации вероятностного подхода предлагается построение функций распределения вероятностей для каждого литотипа на основе скважинных литологических трендов. Эти функции зависят от глубины, центрального значения тренда и двойного стандартного отклонения, что позволяет учитывать вариации литотипов на разных глубинах. Такой подход помогает лучше описать изменчивость пород в поле упругих свойств и повысить точность их интерпретации.

Учитывая последующий пересчет сейсмических данных в кубы упругих свойств, рассматриваемый технологический подход предусматривает совместное изучение литологических трендов с проведением качественной обработки сейсмических данных до этапа суммирования. Сравнение результатов инверсии с функциями распределения вероятностей дает возможность классификации полученных данных, улучшения точности прогноза распределения коллекторов и повышения эффективности интерпретации сейсмических данных в сложных геологических условиях при слабом контрасте свойств горных пород.

ABSTRACT

This work discusses in detail the technological approach to the interpretation of pre-stack seismic data, which is especially relevant in conditions of weak contrast between reservoirs and non-reservoir rocks. Traditional seismic exploration is based on differences in elastic properties between layers, which makes it possible to effectively identify the boundaries between them. However, with similar elastic properties of reservoir and non-reservoir, the interpretation results become ambiguous. In such cases, it is proposed to use a probabilistic approach to analyze seismic data and inversion results, since the inversion results are the bridge between seismic data and lithology. The probabilistic approach of seismic data analysis makes it possible to perform not only interpretation, but also to assess the uncertainty of this interpretation.

To implement this probabilistic approach, it is proposed to construct probability distribution functions for each lithotype based on borehole lithological trends. These functions depend on the depth, the central value of the trend and the double standard deviation, which allows you to take into account variations in lithotypes at different depths. This approach helps to better describe the variability of rocks and improve the accuracy of their interpretation.

In parallel, it is necessary to carry out high-quality processing of seismic data in a pre-stack domain, since they will subsequently be inverted into volumes of elastic properties. By comparing the inversion results with probability distribution functions, it is possible to classify the data obtained and improve the accuracy of the reservoir distribution forecast. This method increases the efficiency of interpretation of seismic data in difficult geological conditions and with a weak contrast of rock properties.

АҢДАТПА

Бұл магистрлік диссертацияда жинақталғанға дейін саладағы сейсмикалық деректерді түсіндірудің технологиялық тәсілі егжей-тегжейлі қарастырылады, әсіресе коллекторлар мен негізгі жыныстар арасындағы әлсіз контраст жағдайында өзекті. Дәстүрлі сейсмикалық барлау қабаттар арасындағы акустикалық қаттылықтағы айырмашылықтарға негізделген, бұл олардың арасындағы шекараларды тиімді бөлуге мүмкіндік береді. Алайда, коллекторлар мен коллекторлардың ұқсас серпімді қасиеттерімен интерпретация нәтижелері екіұшты болады. Мұндай жағдайларда сейсмикалық деректер мен инверсия нәтижелерін талдау үшін ықтималдық тәсілін қолдану ұсынылады, өйткені бұл сейсмикалық деректер мен литология арасындағы байланыс болып табылатын инверсия нәтижелері. Сейсмикалық деректерді талдаудың ықтималдық тәсілі тек интерпретацияны ғана емес, сонымен бірге берілген интерпретацияның белгісіздігін бағалауға мүмкіндік береді.

Осы ықтималдық тәсілді іске асыру үшін ұңғымалық литологиялық трендтер негізінде әрбір литотип үшін ықтималдықты бөлу функцияларын құру ұсынылады. Бұл функциялар тереңдікке, трендтің орталық мәніне және екі стандартты ауытқуға байланысты, бұл әр түрлі тереңдіктегі литотиптердің өзгеруіне мүмкіндік береді. Бұл тәсіл тау жыныстарының өзгергіштігін жақсы сипаттауға және оларды түсіндірудің дәлдігін арттыруға көмектеседі.

Сонымен қатар, сейсмикалық деректерді жинақтау кезеңіне дейін сапалы өңдеу қажет, өйткені олар кейіннен серпімді қасиеттер текшелеріне айналады. Инверсия нәтижелерін ықтималдықты бөлу функцияларымен салыстыра отырып, алынған деректерді жіктеуге және коллектордың таралу болжамының дәлдігін жақсартуға болады. Бұл әдіс күрделі геологиялық жағдайларда және тау жыныстарының қасиеттерінің әлсіз контрастында сейсмикалық деректерді түсіндірудің тиімділігін арттырады.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	10
1 Современные представления о геофизической и буровой изученности	16
1.1. Обзор результатов магнито- и гравиметрических исследований	16
1.2 Сейсморазведка	18
1.3 Буровая изученность	20
1.4 Выявление геолого-тектонических, структурных, литологических и геофизических критериев для проведения переинтерпретации сейсмических данных	21
1.4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	21
1.4.2 Тектоническое строение района работ	27
1.4.3 Нефтегазоносность участка исследований	29
2 Формирование геолого-геофизической основы для AVO-анализа и сейсмической инверсии	32
2.1 Петрофизическая база данных – сбор, анализ и классификация коллекторов	32
2.2 Практические аспекты формирования сейсмической базы данных	36
2.3 Подготовка сейсмических материалов для реализации AVO-анализа и сейсмической инверсии	39
3. Методика специализированной интерпретации геофизических материалов	51
3.1 Вероятностное моделирование упругих свойств с использованием скважинных данных	51
3.2 Синхронная инверсия до суммирования	55
3.3 Принципы вероятностной интерпретации результатов инверсии	63
4. Результаты геофизических работ	66
Заключение	
Список использованной литературы	
Список использованных сокращений	
Список научных трудов	

ВВЕДЕНИЕ

Для экономики Республики Казахстан современным приоритетом является не только открытие новых нефтегазовых месторождений, но и поддержание уровня добычи углеводородного сырья. Особенно важным районом для осуществления нефтегазовых операций продолжает оставаться акватория Каспийского моря, так как по мнению специалистов на данный момент регион обладает огромным нераскрытым потенциалом.

В течение последних тридцати лет Каспийский регион развился в один из крупнейших центров сосредоточения значительных запасов углеводородного сырья, что оказало влияние на перспективы развития нефтегазового сектора и привлечение внимания международного научного сообщества и крупных нефтяных компаний к региону. Сегодня эти компании проявляют значительный интерес к участию в совместных проектах и инвестированию в нефтегазовые проекты в Казахстане.

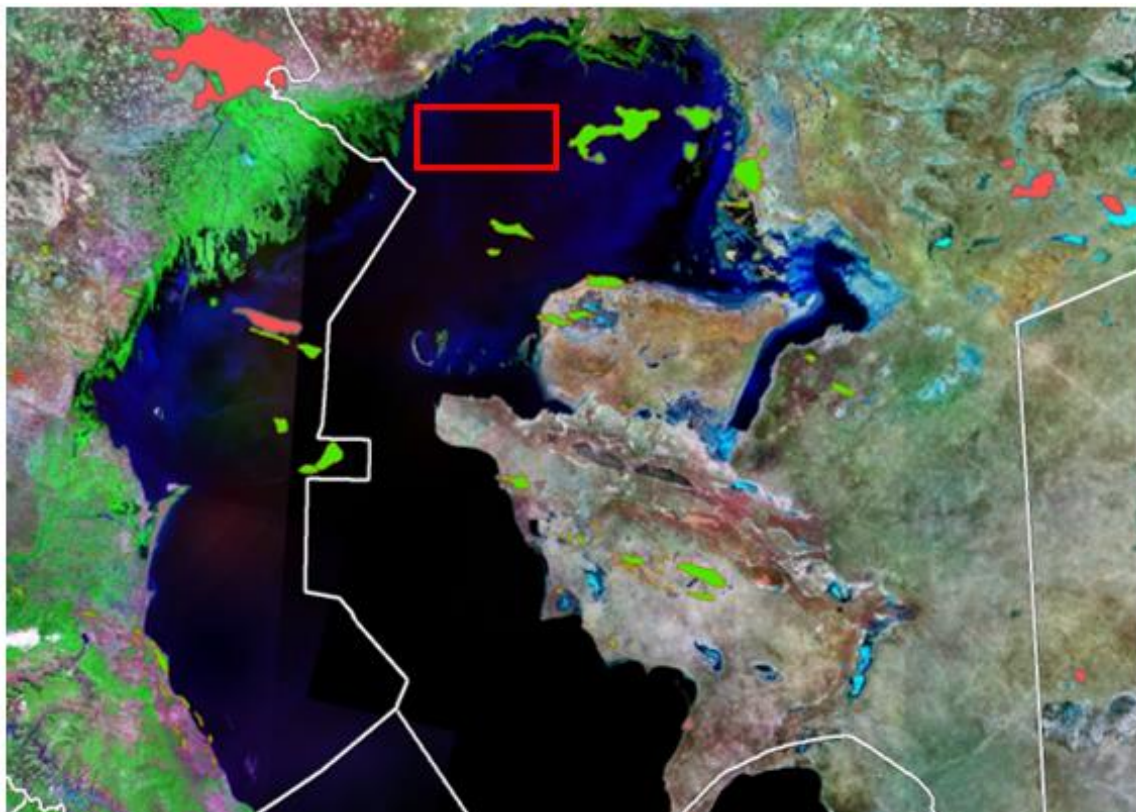
Несмотря на интерес государства и зарубежных инвесторов к акватории Каспийского моря, этот регион оказался сложным как по природно-экологическим условиям, так и по подтверждению ресурсов углеводородов. В частности, ранее считавшиеся перспективными структуры Курмангазы и Сатпаев оказались не столь успешными. В октябре 2019 года консорциум NCOС отказался от планов освоения и вернул Казахстану месторождение Каламкас-море, а компания Shell также уведомила о выходе из проекта разработки месторождения Хазар. Компании свои решения связали с низкой рентабельностью проектов. Все эти факты являются доказательством сложности проведения геологоразведочных работ на территории исследований и низким уровнем изученности региона для поиска залежей углеводородов.

Для сохранения привлекательности региона для инвесторов необходимо учитывать и опыт бурения с отрицательными результатами. Несмотря на то, что в Каспийском регионе, в том числе и в его казахстанской части, имеется достаточное количество структурных объектов, средний геологический риск составляет около 20%. Это означает, что лишь каждая пятая структура может оказаться успешной, в то время как остальные четыре могут быть «пустыми». Таким образом, геологоразведочные работы на Каспийском море требуют значительных инвестиций, а затраты на неудачное бурение могут достигать десятков миллионов долларов.

С учетом высоких затрат на бурение в этом регионе, ранжирование структур по геологическому риску следует осуществлять на основе доступных геолого-геофизических данных. Это включает в себя использование улучшенных алгоритмов анализа сейсмических данных для более точной оценки потенциала каждой структуры.

Район исследований расположен в нефтегазоносном Северном Каспии, который относится к казахстанскому сектору Каспийского моря. Район

включает обширную территорию, в пределах которой выявлено множество структур, в том числе Жамбыл, Жетысу и другие.



Условные обозначения



Участок исследований

Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Выбор **объекта изучения** обоснован тем, что территория исследований характеризуется довольно низкой геолого-геофизической изученностью, особенно буровой, что не дает возможности для достоверного моделирования геологического строения и оценки нефтегазоносности. При этом, геологический разрез территории характеризуется обширным диапазоном отложений, охватывающим периоды от палеозоя до кайнозоя (Рисунок 2). Продуктивными являются как палеозойские, так и мезокайнозойские отложения, что подтверждает наличие углеводородных запасов в различных стратиграфических горизонтах

Мезозойские и кайнозойские осадки формируют платформенный этаж, который перекрывает палеозойские и пермотриасовые породы. Тектонические особенности платформенного этажа во многом определяются активной соляной тектоникой, особенно заметной на южной границе Прикаспийской впадины.

Коллекторы анализируемой территории включают как карбонатно-терригенные отложения палеозоя, так и терригенные отложения

мезокайнозой, что свидетельствует о значительном потенциале для разведки и разработки углеводородов в этой области.

Поскольку фонд мезокайнозойских структур характеризуется наиболее представительным материалом, то в диссертации основное внимание обращено к терригенным коллекторам мезо-кайнозойского интервала.

АЛЬПИЙСКИЙ ПОЯС	С К И Ф С К А Я П Л И Т А			ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКАЯ ПЛАТФОРМА
ОРОГЕН ВОЛЯШОГО КАВКАЗА	О-КАВКАЗСКИЙ РАЙОН	ТЕРСКО-КАСПИЙСКИЙ ПРОГИБ	ПРИКУМСКО-ТЮЛЕНЕВСКАЯ СТУПЕНЬ В.-ТЮЛЕНЕВСКАЯ ВПАДИНА	КРЯЖ КАРПИНСКОГО ПРИКАСПИЙСКАЯ ВПАДИНА

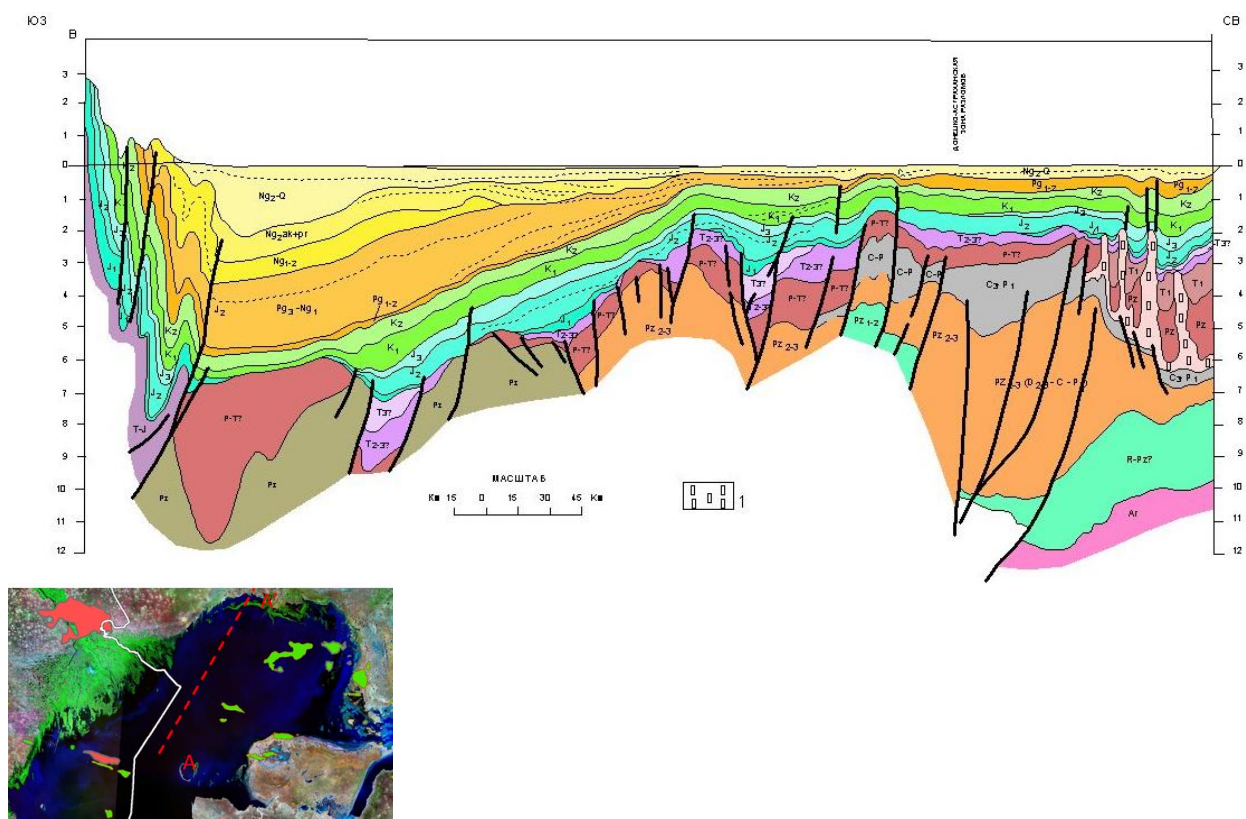


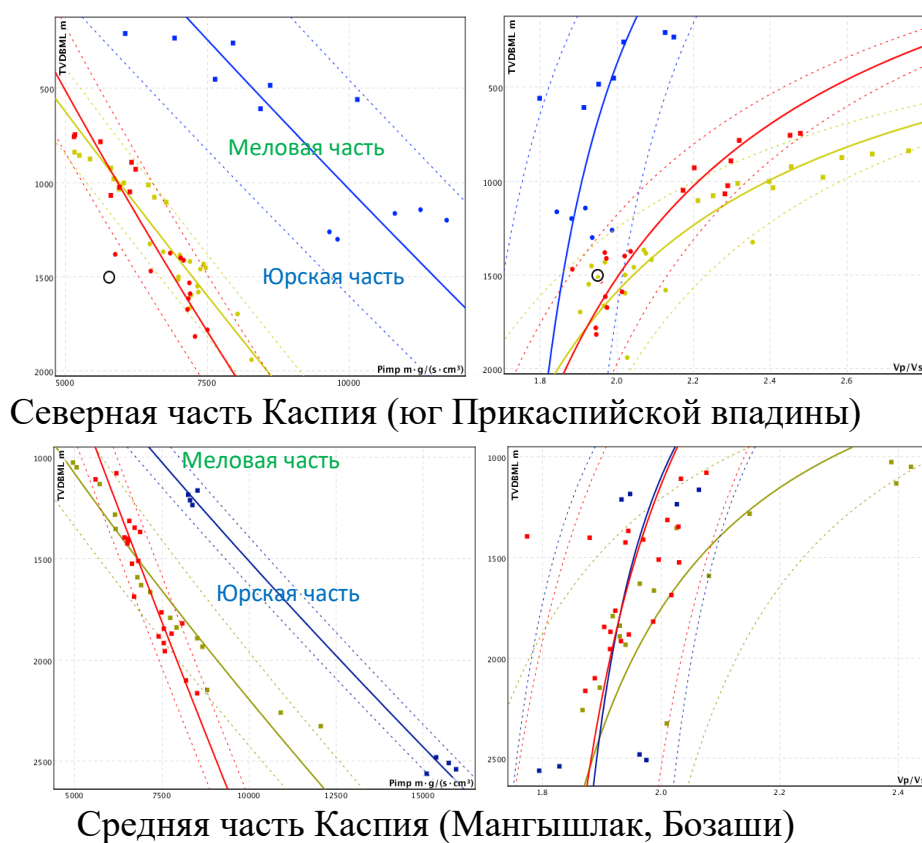
Рисунок 2 – Геологический разрез через участок исследований

Изученность участка исследований начала развиваться в годы создания государственного предприятия «Казахстанкаспийшельф» в 1993 году, позднее преобразованного в консорциум. В период с 1994 по 1997 годы консорциум успешно реализовывал государственную программу геофизических исследований казахстанского шельфа, отстреляв более 26 000 квадратных километров 2D сейсмических профилей МОГТ. Была отработана редкая сеть профилей плотностью, в основном, 16x16 км, 8x16 км. В результате выявлены такие структуры, как Кашаган и Каламкас-море, которые в дальнейшем стали рассматриваться как значимые месторождения углеводородов.

В интервале с 2009 по 2015 года на территории исследований проводились сейсмические исследования 2Д МОГТ. Целью одних съемок

была подготовка к разведочному бурению ранее выявленных локальных структур (1 482,65 пог. км), других – уточнение геологического строения и детализация наиболее перспективных структур (дополнительные морские сейсморазведочные работы в объёме 714,3 полнократных километров). В 2016 году на локальных участках были проведены сейсморазведочные работы 3Д объемом 606,5 пог. км.

По фактическим скважинным данным отметим, что наиболее перспективные в мезозойской части меловые и юрские интервалы характеризуются не всегда контрастными упругими свойствами. Так, на рисунке 3 представлены графики зависимости упругих свойств (продольный импеданс и отношение V_p/V_s) для двух удаленных друг от друга участков: первый участок – Север Каспия-юг Прикаспийской впадины (Рисунок 3, а); второй участок – средняя часть Каспия-Мангышлак (Рисунок 3, б).



Условные обозначения



Рисунок 3 – Статистика распределения упругих свойств в мезозойской части разреза

Анализ графиков указывает или на повышенный импеданс меловых песчаников в сравнении с импедансом глин, или на близкие диапазоны их значений. Юрская часть тоже имеет сильное перекрытие по импедансу. Такая ситуация наблюдается при глинизации песчаников или же при влиянии их цемента. Условия слабого контраста между коллекторами и вмещающими породами встречаются практически повсеместно на обширных территориях и бассейнах Казахстана и являются усложняющим фактором при оценке литологии по сейсмическим данным. Магистерская работа направлена на решение данной проблемы.

В соответствии с вышесказанным, актуальность магистерской диссертации определяется необходимостью повышения эффективности геолого-геофизического моделирования месторождений углеводородов на основе новых технологических и программных решений прогнозирования коллекторских свойств продуктивных толщ по данным сейсморазведки.

В этом аспекте целью магистерской диссертации является опробация и практическое использование вероятностного подхода при анализе сейсмических данных и результатов инверсии на основе переобработки и переинтерпретации и сейсмических инверсиях сейсмических данных МОГТ 3D.

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

1. Анализ данных по геолого-геофизической и буровой изученности с целью выделения проблем и направлений исследований;
2. Выделение геолого-тектонических критериев выявления продуктивных зон;
3. Построение функций распределения вероятностей для литотипов на основе данных о литологических трендах скважин;
4. Реализация инверсии для создания кубов упругих свойств и их дальнейшего вероятностного анализа;
5. Классификацию литотипов по вероятностному подходу на основе согласования данных инверсии с распределениями вероятностей.

Достоверность выполненных исследований обосновывается комплексным использованием скважинных и сейсмических данных на базе новых алгоритмов интерпретации.

Проведена качественная обработка сейсмических данных, обеспечившая их высокое разрешение. Получены кубы упругих свойств, использованные для оценки вероятности присутствия различных литотипов. Реализован технологический подход к классификации литотипов, продемонстрировавший повышение точности интерпретации в условиях низкого контраста упругих свойств. Выявлена перспективность ряда структур, что подтверждает эффективность предложенного подхода в сложных геологических условиях.

Научная новизна заключается в апробации вероятностного метода анализа сейсмических данных, основанного на взаимном использовании

функций распределения вероятностей и данных инверсии. Методика позволяет учитывать вариативность литологических характеристик и неопределенности при интерпретации, что является новым подходом для условий слабого контраста упругих свойств пород.

Практическая значимость работы. Разработанная методика может быть использована при разведке и разработке месторождений углеводородов в сложных геологических условиях. Она позволяет снижать геологические риски, оптимизировать выбор участков для бурения и повышать экономическую эффективность геологоразведочных работ.

Апробация работы и публикации. Основные положения и результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации диссертации представлены в статьях и докладывались на научных конференциях.

Магистерская работа выполнена на основе исследований, выполненных на базе компании ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан»). Автор работы благодарит геологическую службу этой компании за любезно предоставленные данные.

Среди опубликованных материалов, оказавших большое влияние на структуру и содержание диссертации, можно назвать работы:

1. M.G. Lamont, T.A. Thompson and C. Bevilacqua [2008]: Drilling success as a result of probabilistic lithology and fluid prediction—A case study in the Carnarvon Basin, WA; APPEA Journal 2008.
2. Smith, R. [2008]: The essentials of rock physics for seismic amplitude interpretation.
3. 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, Oct 2012, cp-315-00011. ISBN: 978-90-73834-37-8. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20142900>
4. Volozh Yu.A., Dmitrievskii A.N., Leonov Yu.G., Miletenko N.V. Rovnin L.I. On strategy of the upcoming exploration phase in the North Caspian petroleum province. Russian Geology and Geophysics. Том 50, Выпуск 4, Страницы 252 - 269 April 2009. ISSN 10687971, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.03.002>
5. Volozh Yu.A., Antipov M.P., Brunet M.-F., Garagash I.A., Lobkovskii L.I., Cadet J.-P. Pre-Mesozoic geodynamics of the Precaspasian Basin (Kazakhstan). ISSN 00370738, DOI: [https://doi.org/10.1016/S0037-0738\(02\)00281-6](https://doi.org/10.1016/S0037-0738(02)00281-6).

1 Современные представления о геофизической и буровой изученности

1.1 Обзор результатов магнито- и гравиметрических исследований

Региональная изученность участка основана на магнито- и гравиметрических исследованиях [1].

В период 1984-1990 годов на значительной части акватории Северного Каспия трестом «Каспморнефтегазгеофизразведка» и «Южморнефтегазгеофизразведка» проводились площадные гравиметрические съемки с целью изучения глубинного геологического строения и выявления нефтегазоперспективных структур. Съемки выполнялись донными гравиметрами с использованием радиогеодезической системы привязки пунктов наблюдений по сети (1,5 x 1,5) км и (1,0 x 2,0) км. Точность съемки и густота сети позволили составить гравиметрические карты в масштабе 1:100 000 с сечением 1 мГал.

В 2001 г. НПЦ «Геокен» выполнена штативная гравиметрическая съемка масштаба 1:50 000 по сети (1000x500) м на участке Жамбай Южный, масштаба 1:200000 по сети (2000x2000) м по обрамлению участка Жамбай Южный и на участке Забурунье Южное. Исследования проводились с использованием гравиметров CG-3 (3М) и дифференциальных систем спутникового позиционирования, точность определения аномалий 0,07 мГал, сечение карты 0,5 мГал.

В 2009 г. НПЦ «Геокен» по заказу ТОО «Жамбыл Петролеум» выполнил гравиметрические и магнитометрические исследования участка Жамбыл на акватории северной части Каспийского моря. Общий объем выполненных гравимагнитных исследований составил 3890 пог. км, изучена площадь 1935 кв. км. Дополнительно к площадной съемке, гравимагнитные наблюдения выполнены по линиям сейсмических профилей 185, 181 и 177, выбранных в качестве опорных для интерпретации. Расстояние между рядовыми профилями составило – 1000 м, связующими – 2000 м. Гравиметрические и магнитометрические измерения на съемочных профилях проводились практически непрерывно. Гравиметрические данные регистрировались с интервалом 1 секунда (соответствует расстоянию между физическими наблюдениями 3-4 м). Время дискретности записи магнитного поля цезиевым морским магнитометром – 0,5 секунды (1,5-2 м). Схема гравиметрической изученности района работ представлена на рисунке 1.1.

Основными результатами интерпретации материалов гравиметрической и магнитной съемок с привлечением данных сейсморазведки на участке являются:

1. Нефтеперспективные структуры мезозоя Жетысу, Элеонора и Гаухар располагаются в пределах отрицательных аномалий гравитационного и магнитного полей и по этому признаку классифицируются как генетически связанные с поднятиями соли.

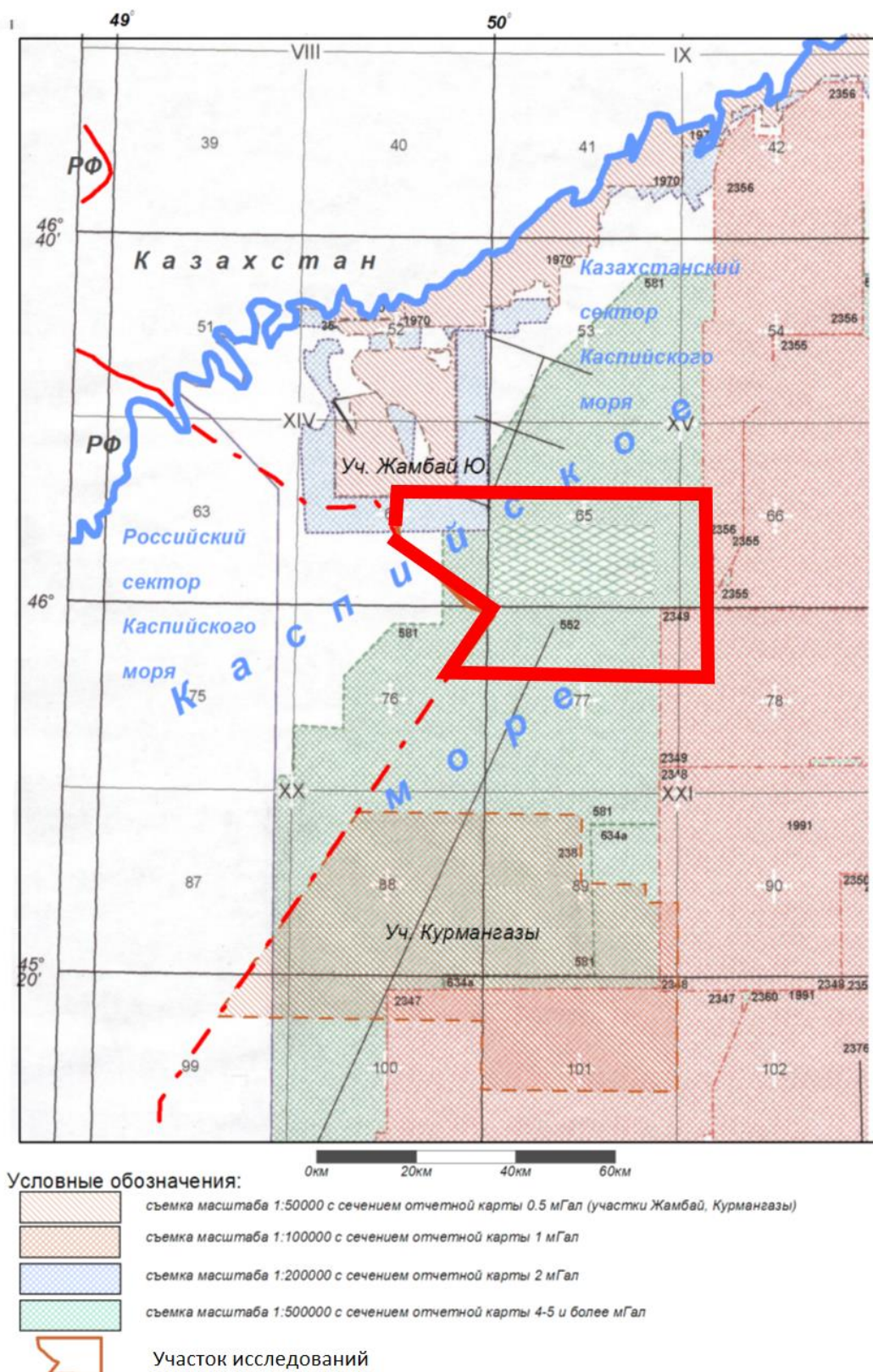


Рисунок 1.1 – Схема гравиметрической изученности
Структуры Жамбыл, Туйгын и Бибигуль отображаются гравитационными максимумами, слабыми положительными магнитными аномалиями, приурочены к сводам палеозойских выступов.

2. По кровле отложений карбона в гравитационном и магнитном полях положительными аномалиями выделяются линейные поднятия субширотного направления: Каламкасморский вал, Жамбыльский вал, Центральный вал, Жетысуйский вал.

3. Южная граница регионального распространения соляных отложений кунгура по данным гравимагнитометрии трассируется в северной части участка Жамбыл, и контролируется северным склоном вала Центральный.

4. В пределах участка Жамбыл локализованы своды соляных массивов, наиболее крупный из них имеет размеры в плане 25х15 км, располагается в северо – восточной части участка. Свод массива осложнен локальными поднятиями, к западному поднятию свода приурочена структура Жетысу, к северному склону восточного – структура Элеонора. Между Каламкасморским и Жамбыльским валами предполагается соляная гряда, к восточному куполу которой тяготеет структура Гаухар.

5. В девонско-среднекаменноугольной части разреза, в диапазоне глубин 2,5 – 4 км выделены положительные структуры, характеризующиеся повышенной плотностью, низкой намагниченностью и по этим признакам отождествляемые с вероятными карбонатными постройками.

6. Внутри палеозойской части разреза по данным гравиметрии предполагаются крупные поднятия (амплитудой до 2 км) с интенсивно расчлененным топографическим рельефом, глубина залегания подошвы гор относительно дневной поверхности прогнозируется на уровне 7 км, вершин – 5 км.

7. В додевонской секции разреза на основе анализа данных магнитометрии предполагается на глубинах (7-12) км наличие вулканической постройки либо интрузивного (субвулканического) тела дацит-андезитового состава.

8. На участке Жамбыл по данным гравимагнитометрии предполагается крупное разрывное нарушение северо-восточного простирания. Основным разлом осложнен серией оперяющих нарушений северо-западного и субширотного направлений.

1.2 Сейсморазведка

Международным Консорциумом «Казахстанкаспийшельф» в казахстанском секторе Каспия, на участке Жамбыл был выявлен ряд перспективных участков, связанных как с надсолевыми отложениями юры и мела, так и верхним палеозоем. Была отработана редкая сеть профилей плотностью, в основном, 16х16 км, 8х16 км.

В 2004 году Рабочей группой АО «НК «КазМунайГаз» и Корейской Национальной Нефтяной Корпорации проведены переобработка и переинтерпретация сейсмических данных на перспективных участках шельфа Каспийского моря, где расположены участки «Махамбет»,

«Жетысу», «Жамбыл» и «Сатпаев» с привязкой к разведочной скважине Каламкас-море-1. В результате были пересмотрены и уточнены структурные построения по основным отражающим горизонтам П1, VI, V, III.

В 2009 году на лицензионном участке Жамбыл по заказу ТОО «Жамбыл Петролеум» с целью подготовки к разведочному бурению структур Жамбыл и Жетысу, изучения геологического строения участка, прогноза вещественной характеристики геологического разреза и уточнения геологического строения структуры Туйгын, были проведены сейсмические исследования МОГТ 2Д: из них компанией ТОО «Гео Энерджи Групп» 330,175 пог. км с донной косой и 1152,475 пог. км с борта НИС «Морской Геотехник» ООО «ПГС Хазар» КСП с плавающей косой. Общий объем работ составил 1482,65 пог. км.

Плотность сети профилей в пределах участков, рекомендуемых под бурение, составила 2х2 км, на остальной площади 3х3 км.

В 2010 году силами ТОО «Гео Энерджи Групп» были проведены дополнительные морские сейсморазведочные работы 2Д МОГТ с целью детализации структур Жамбыл и Жетысу на участке Жамбыл, в объеме 714,3 полнократных километров (833,475 пог. км) сейсморазведки 2Д.

Качество полученных материалов достаточно хорошее. Прослежены все целевые отражающие горизонты мезозойских отложений от I до V1 ОГ в интервале глубин от 400 м до 2200 м.

Прослеживание VI, P1 ОГ не повсеместное, спорадическое, что объясняется сильной дислоцированностью самих отложений и недостаточной длиной удалений регистрирующей системы. Сейсморазведочные работы выполнялись с применением современной технологии и оборудования по методике центральной системы наблюдений с донным кабелем и методике фланговой системы наблюдений с плавающей косой.

Кратность исследований составила -180, шаг ПП-25 м, Шаг ПВ-25 м, количество воздушных пушек в группе 10-13 шт. с рабочим объемом не менее 790 куб. дюймов. Технология и параметры систем возбуждения колебаний и регистрации выбирались по результатам опытно-методических работ и обеспечивали детальное изучение геологического строения всего осадочного комплекса отложений (время регистрации не менее 5 с, дискретность – 2 мс).

Проектная сеть профилей была увязана с профилями Консорциума KCS. В 2016 году выполнены работы 3Д в мелководной зоне Казахстанского сектора Каспийского моря на участках, охватывающих структуры Жамбыл, Жетысу и другие. Работы выполнены ТОО «ГеоЭнерджиГрупп».

Общая изученность сейсмическими данными 2Д представлена на рисунке 1.2.



— Сейсмические данные 2Д

 Участок исследований

Рисунок 1.2 – Схема сейсмической изученности

1.3 Буровая изученность

В 2013 г. на структуре Жамбыл была пробурена разведочная скважина ZB-1. Скважиной была вскрыта многопластовая нефтяная залежь в

отложениях мезозоя. В 2014 г. было осуществлено бурение второй разведочной скважины ZT-1 на структуре Жетысу. Скважина вскрыла в мезозойских отложениях приток газа и непромышленный приток нефти [1].

1.4 Выявление геолого-тектонических, структурных, литологических и геофизических критериев для проведения переинтерпретации сейсмических данных

1.4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В строении осадочного чехла принимали участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения (Рисунок 1.3).

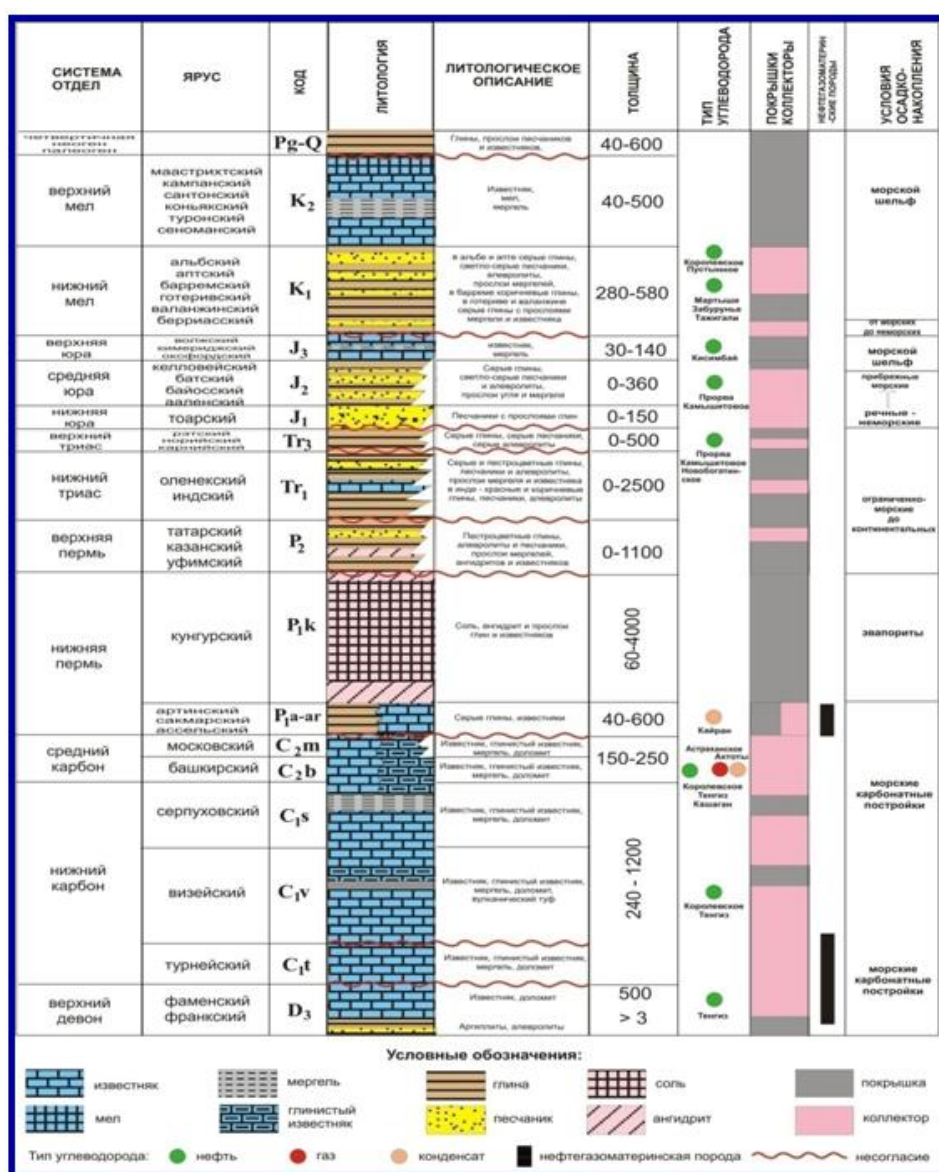


Рисунок 1.3 – Сводная литолого-стратиграфическая колонка

Палеозойская эратема – PZ

Девонская система – D

Наиболее древними отложениями, установленными в результате бурения, являются девонские отложения, вскрытые в скважинах П-1 Арман (полуостров Бозаши), Г-10 и Г-11 Жанасу (Южно-Эмбенское палеозойское поднятие), П-1, П-2 и П-3 Мынсуалмас (Южно-Эмбенское палеозойское поднятие) и Г-10 Тенгиз-Королевской площади.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза приводится на основании результатов глубокого и параметрического бурения, проведенного в южной части междуречья Урал-Волга, на площадях Астраханская, Имашевская, Кордуан, Казанский Восточный, Кобяковская.

В пределах карбонатных платформ девонские отложения изучены на восточном (площади Каратон, Королевская, Тенгиз, Восточный Кашаган) и западном (Астрахань) побережье Каспия. В первом районе они представлены органогенно-обломочными массивными и тонкоплитчатыми известняками, неравномерно перекристаллизованными и содержащими прослой вторичных доломитов.

Существенную роль в формировании карбонатного комплекса играли рифообразующие организмы. В породах установлены коллекторы разных классов, среди которых преобладают коллекторы порово-трещинного и трещинного типа.

Известняки обогащены твердыми битумами. По данным геофизических исследований общая мощность девонского карбонатного комплекса в районе Тенгиза составляет не менее 1600 м и несколько сокращается до 1200-1300 м на Кашагане. К югу от этих структур, у границы с Бозашинским поднятием, толщины девона превышают 2,0 км.

К относительно депрессионному типу разреза относятся девонские отложения, вскрытые на Бозашинском полуострове скважиной П-1 Арман. Здесь в интервале 5100-5432 м (забой) залегает глинисто-карбонатная толща, состоящая из темно-серых аргиллитов и алевролитов с прослоями глинистых известняков. Встречаются также прослой чистых органогенно-обломочных известняков, сложенных в основном обломками криноидей, реже брахиопод и кораллов. По-видимому, этот тип разреза будет прослеживаться и к западу от полуострова Бозаши.

Каменноугольная система – C

Представлена отложениями нижнего и среднего отделов. В Бозашинской зоне наблюдается несколько иной тип разрезов каменноугольных отложений, чем в Прикаспийской впадине. Общим для разрезов этой зоны является преобладание в их составе карбонатно-глинистых пород (известняков, аргиллитов и песчаников), наличие вулканических пород среднего состава, высокая степень уплотнения и катагенетических преобразований, большие углы падения пластов и, в основном, отсутствие пород-коллекторов. Для этой территории свойственны относительно глубоководные условия накопления каменноугольных

отложений. Формирование терригенно-карбонатных толщ здесь осложнялось процессами излияния лав и извержениями пирокластического материала.

В разрезах каменноугольных отложений наряду с глубоководными выделяются и мелководные обломочно-органогенные породы, отождествляемые со склоновыми отложениями рифогенных построек. Подобные образования выявлены, преимущественно, в разрезах скважин, расположенных на северном склоне Бозашинского поднятия, где они получили наибольшее развитие в породах визейского и московского возраста.

Пермская система – Р

В составе пермской системы выделяются отложения нижнего и верхнего отделов. Нижнепермские отложения расчленяются на ассельский, сакмарский и артинский терригенно-карбонатные толщи, а так же в северной части участка Жамбыл возможно присутствие соленосных отложений кунгурского яруса.

На северном склоне Бозашинского поднятия отложения ассельского возраста представлены аргиллито-мергельно-известняковой толщей. Известняки серые, органогенно-обломочные и брекчиевидные, с детритом раковин фораминифер, брахиопод, члеников криноидей и остатков сине-зеленых водорослей, с редкими целыми раковинами фузулинид, сцементированными тонкозернистым, участками средне-мелкозернистым кальцитом. Эти породы можно рассматривать как типичный шлейф осадков, заполняющих впадину и подножья мощного карбонатного тела.

Триасовая система – Т

Триасовые отложения в пределах южной и юго-западной части Прикаспийской впадины широко развиты, достигая толщины 3000 м в некоторых мульдах. Наблюдается отсутствие осадков триасового возраста над некоторыми куполами соли и в мульдах, заполненных более молодыми осадками (скважина 1 Манаш). Здесь в разрезе установлены осадочные породы нижнего, среднего и верхнего триаса.

В сводовой части Бозашинского поднятия под юрой вскрываются только красноцветы нижнего триаса. Разрез сложен уплотненными и сильно дислоцированными аргиллитами с отдельными прослоями алевролитов и песчаников. Толщина комплекса в отдельных скважинах достигает 2000 м. С учетом больших углов падения пластов можно полагать, что истинная мощность нижнетриасовых отложений будет меньше.

Средний триас установлен на склонах Бозашинского поднятия. Скважиной Каламкас П-1 здесь пройдена 600-метровая толща коричневатосерых, серых и красновато-коричневых аргиллитов, алевролитов и песчаников. В средней части толщи встречены прослои псевдооолитовых, органогенно-обломочных и пелитоморфных известняков. По всему разрезу отмечены пропластки туфогенного материала.

По данным морских геофизических исследований к западу от Бозашинского поднятия присутствуют сокращенные разрезы в основном

нижнего триаса. Их мощность в наиболее прогнутых по поверхности палеозоя участках не превышает 1000 м. Над выступами палеозоя триас сокращается до 300-500 м, а иногда полностью выпадает из разреза.

Юрская система – J

Более выдержанными как по вещественному составу, так и по колебаниям мощностей являются юрские и меловые отложения, имеющие повсеместное распространение и вмещающие основные мезозойские залежи углеводородов. В строении юрских и меловых разрезов наблюдается крупное ритмичное чередование карбонатных и терригенных пород, отображающее трансгрессивные и регрессивные циклы в осадконакоплении. Нижние части разрезов обеих систем слагаются терригенными разностями пород, а их верхние части представлены карбонатами. Последние, вместе с подстилающими их глинами, являются надежными региональными флюидоупорами, перекрывающими ниже-среднеюрские и ниже-верхнемеловые терригенные резервуары.

В пределах юга междуречья Урал-Волга к нижней юре относят нижнюю часть юрского разреза, представленную песчано-глинистыми образованиями. Песчаники и алевролиты светло-серые, зеленовато-серые, глинистые, кварц-полевошпатовые, хорошо отсортированные, разномзернистые, с кварцевой и кремневой галькой, с включениями конгломератов, встречаются пласты мелко-среднезернистых песчаников, пропластки бурых углей.

На своде Бозашинского поднятия, а также на структуре Каламкас-море среднеюрские отложения отсутствуют. По-видимому, они выпадают из разреза и на приподнятых участках располагающейся в акватории системы палеозойских дислокаций.

Залегающая выше среднеюрская толща в объеме ааленского, байосского, батского и келловейского ярусов сложена также песчано-глинистыми породами и содержит пропластки бурых углей. Она присутствует во всех районах, включая структуру Каламкас-море и сводовую часть Бозашинского поднятия.

Среднеюрские отложения на месторождении Каламкас-море характеризуются как шельф русловых систем, включающий также лагунные и дельтовые отложения.

Появление углей означает прибрежно-морские условия, а доминирующие песчаники, формирующие продуктивные зоны резервуара, являются отложениями русел речных систем. Средняя юра сложена терригенными, преимущественно континентальными, аллювиально-озерными образованиями байосского и батского ярусов.

Характерной особенностью этих отложений является неравномерное переслаивание различных типов пород. В составе среднеюрских отложений выделяется от 9 до 13 пачек алевроито-песчаных пород, толщиной от 6 до 47 м, разделяющихся пачками глин, обычно небольшой мощности от 3 до 7 м.

На Бозашинском своде среднеюрский разрез не превышает 600 м, на Мангистау колеблется в пределах 700-1500 м, на структуре Каламкас-море около 650 м.

На Бозашинском своде отложения верхней юры имеют ограниченное распространение. На площадях Каражанбас, Каражанбас Северный и Северные Бузачи эти породы бурением не установлены. Верхнеюрские породы в объеме келловейского, оксфордского и волжского ярусов по характерному комплексу фораминифер установлены на площади Каламкас-море. Литологически представлены неравномерно переслаивающимися алевролитами, глинами, доломитовыми мергелями и доломитами. Глины зеленовато-серые, карбонатные и алевролитистые. Доломиты и доломитовые мергели светло-серые и зеленовато-серые, тонкозернистые, пористые и плотные. Алевролиты зеленовато-серые, разномзернистые, глинистые, карбонатные. Толщина верхней юры на площади Каламкас составляет 18 м, а на Каламкас-море – 212 м.

Меловая система – К

На породах юрского возраста с небольшим стратиграфическим перерывом залегают отложения мела. Как уже отмечалось, их разрез состоит из нижней терригенной и верхней карбонатной толщ. В свою очередь, терригенная толща разреза сложена морскими аптскими глинами мощностью около 100 м и разделяется на две части: неоком-аптскую и альб-сеноманскую. Обе они слагают нижнемеловые терригенные резервуары, содержащие на севере территории значительную часть залежей нефти.

В разрезе нижнего мела на юге междуречья Урал-Волга установлены готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы, наблюдается отсутствие пород валанжина.

Отложения готерива и баррема объединены в неокомский надъярус. Нижнемеловые осадки с размывом и стратиграфическим несогласием залегают на отложениях верхней юры.

Наиболее мощные разрезы нижнемелового резервуара установлены в Прикаспийской впадине, где они достигают 450-550 м. На Бозашинском поднятии толщины неокома составляют 180-200 м; на мангистауском побережье – 250-300 м.

Альб-сеноманский резервуар на Бозашинском поднятии оказался раскрытым. В Прикаспийской впадине его толщины изменяются от 250 м в междуреченской зоне на северном побережье до 750 м на Прорве и составляют, в среднем, 350-400 м. На структуре Каламкас-море отложения неокома отсутствуют, при этом мощность нижнемеловых отложений составляет 575 м.

Для неоком-аптского резервуара, сложенного песчано-глинистыми породами с прослоями известняков, региональной покрышкой являются аптские глины. Альб-сеноманские разрезы также слагаются глинами, песками и песчаниками. По сравнению с нижним резервуаром доля песчаного материала здесь значительно увеличивается. Региональной

покрышкой для данного резервуара являются карбонаты верхнего мела толщиной от 250 до 600 м. Лишь на своде Бозашинского поднятия верхнемеловые отложения полностью размыты. На структуре Каламкас-море мощность верхнемеловых отложений составляет 625 м.

На юге междуречья Урал-Волга отложения сеномана не установлены, в разрезе выделяются все ярусы от туронского до датского. Толщина верхнего мела в данном районе составляет 390 м.

Палеогеновая система – Р

В палеогеновое время центральная часть междуречья Урал-Волга интенсивно погружалась, что привело к накоплению мощной и однообразной по литологическому составу глинистой толщи. В юго-восточной части междуречья палеогеновые отложения неизвестны. Возможно, они сохранились в межкупольных зонах, но из-за отсутствия скважин судить о мощности и площадном распространении палеогена в этом районе не представляется возможным.

Неогеновая система – N

Верхнюю часть осадочного чехла составляют, преимущественно, морские неоген-четвертичные отложения, имеющие мощность до 130 м. Отсутствует неогеновый комплекс на своде Бозашинского поднятия.

В литологическом отношении неогеновый комплекс сложен, в основном, глинами. На разных стратиграфических уровнях миоцена и плиоцена встречаются прослои известняков и терригенных пород.

Морские отложения миоцена на юге Прикаспийской впадины сохранились от предакчагыльского размыва лишь в отдельных мульдях или же на эрозионных останцах, встречаемых в ее юго-восточной части на границе с Устюртом. Мощность миоценовых отложений на суше составляет около 200 м.

Морские плиоценовые отложения (акчагыльский и апшеронский ярусы) получили максимальное распространение на юге Прикаспийской впадины, где в междуречье Урал-Волга они с угловым и стратиграфическим несогласием плащеобразно залегают на различных более древних толщах от кунгура до палеогена включительно. Разрезы сложены глинами в различной степени карбонатными, содержащими прослои мергелей, известняков-ракушечников и реже песчаников (базальные слои). Толщина плиоценовых отложений достигает в междуречье Урал-Волга 600 м. По данным геофизических исследований в южном направлении отмечается увеличение толщин этого комплекса.

1.4.2 Тектоническое строение района работ

В тектоническом отношении участок исследований расположен в пределах Северо-Каспийского поднятия (Рисунок 1.4), которое на севере и северо-востоке имеет границу с Прикаспийской впадиной.

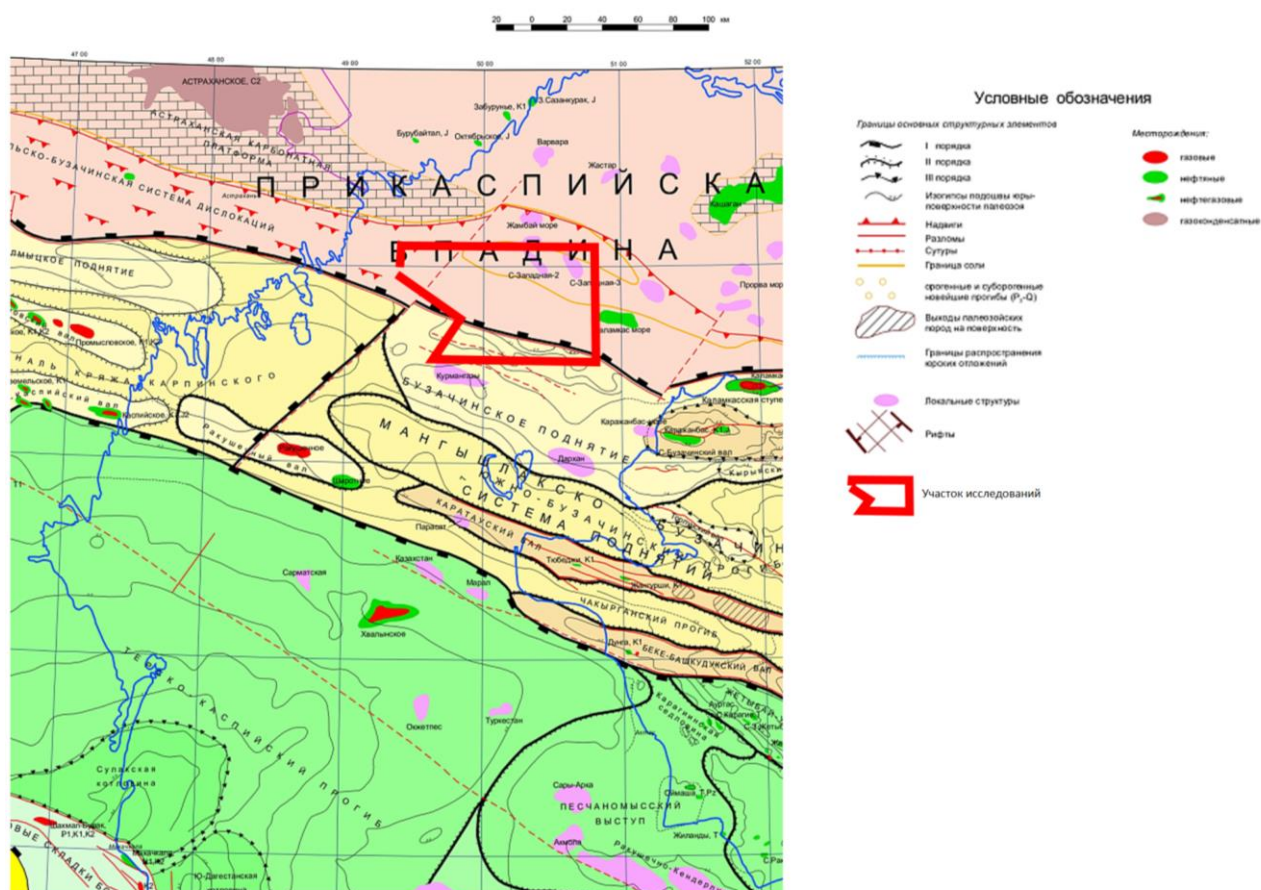


Рисунок 1.4 – Тектоническая схема

По мезо-кайнозойскому комплексу не наблюдается четких границ между крупными структурными элементами, при этом Прикаспийская впадина плавно переходит в юго-западном направлении к Северо-Каспийскому поднятию.

К югу от Прикаспийской впадины в акватории Каспийского моря выделяется пояс верхнепалеозойско-триасовых дислокаций, испытавший длительное геологическое развитие в процессе формирования разновозрастных и, по-видимому, накладывавшихся друг на друга рифтогенных структур. Вследствие этого, строение его очень сложное и до конца не познано. В рассматриваемых зонах к нему относится Северо-Каспийское поднятие и его продолжение на юго-востоке - Бозашинское поднятие. Характерной особенностью этой зоны является интенсивная пликативная дислоцированность палеозойских отложений преимущественно терригенно-карбонатного состава и широкое развитие разрывных нарушений различного генезиса. Наряду с обычными разломами сбросового характера значительную роль играли надвиги и сдвиги, как вдоль всей системы дислокаций, так и перпендикулярные к ней.

По палеозою Северо-Каспийское поднятие картируется как система тектонических пластин, надвинутых друг на друга или же взброшенных относительно друг друга на север. В ее пределах выделяются три крупные

структурные элементы. Это Махамбетская на севере и Хазарская на юге надвиговые зоны и, разделяющий их, тектонический блок умеренной дислоцированности.

Относительно хорошо изученная сейсморазведкой Махамбетская надвиговая зона протягивается в акватории с северо-запада на юго-восток на 150 км вплоть до полуострова Бозаши, где, несколько изгибаясь на север, продолжается на суше.

Надвиги на суше были обнаружены еще в 80-х годах. По данным сейсмических исследований ширина Махамбетской зоны не постоянна. Максимальные размеры она имеет на западе и минимальные в районе полуострова Бозаши. По мере продвижения с запада на восток меняется простирание зоны, крутизна и амплитуда фронтальной части надвиго-взбросов. По этим показателям можно выделить западное, центральное и восточное звенья единой зоны.

По палеозойскому комплексу центральная часть Северо-Каспийского поднятия по сравнению с Махамбетской зоной имеет менее сложное строение. По горизонту "b", приуроченному к размытой поверхности палеозоя, выделяется несколько субширотно ориентированных гряд (валов) - Жетысуйский, Каламкасморский, Нарынский и др. Они имеют согласное с поясом дислоцированности простирание и занимают площади в несколько сотен квадратных километров. В пределах центральной части изучаемой территории расположен Жетысуйский вал, а в южной части – Каламкасморский вал, где поверхность палеозоя залегает на глубине 2,5 км.

По мезозойскому комплексу отложений Северо-Каспийское и Бозашинское поднятия образуют единую антеклизу, расположенную между Прикаспийской синеклизой на севере и Мангистауско-Южно-Бозашинской системой прогибов на юге. От Астраханского свода она отделяется неглубоким Авандельтовым прогибом.

В отличие от контуров поднятия по поверхности палеозоя площадь Северо-Каспийского поднятия по юрскому комплексу значительно увеличивается за счет крупных и наиболее рельефно выраженных мезозойских структур, выявленных в районе Хазарской надвиговой зоны. По сравнению с Бозашинским, Северо-Каспийское поднятие занимает в два раза большую площадь, имеет более сложное строение и, в целом, является более погруженной структурой. Поверхность юрских отложений залегает на большей части поднятия на глубинах 1,2-1,3 км, в то время как Бозашинское поднятие оконтуривается по этому реперу изогипсой 1,0 км.

Юрские и меловые отложения плавно погружаются от Прикаспийской впадины в сторону Северо-Каспийского поднятия, на границе с которым V отражающий горизонт прослеживается на отметках 1800-2100 м, а III отражающий горизонт на отметках 1200-1300 м. При этом отмечается устойчивое погружение всего комплекса с севера на юг в сторону Укатненского прогиба.

В пределах участка исследований по результатам сейсморазведки 2Д в мезозойском интервале выделяются структуры: Жетысу, Жамбыл, Туйгын, Гаухар, Элеонора.

1.4.3 Нефтегазоносность участка исследований

В южной части Прикаспийской впадины на площадях, примыкающих к акватории Каспийского моря, расположено более 20-ти месторождений нефти.

Среди них отмечаются почти все типы месторождений, известных в Западном Казахстане. В первую очередь их следует разделить на три группы: подсолевые и надсолевые месторождения Прикаспийской впадины и месторождения полуострова Бузачи.

Основные запасы углеводородного сырья Прикаспийской впадины связаны с подсолевыми месторождениями. Месторождения в надсолевой толще имеют многократно меньшие запасы, но их значение в нефтегазовом комплексе Казахстана весьма весомо. То же можно сказать и о месторождениях полуострова Бузачи. Нефтеносность подсолевого комплекса Прикаспийской впадины связана, преимущественно, с карбонатным типом разреза, который развит только в пределах карбонатных платформ (атоллов), в том числе и в акватории Каспийского моря.

В нем выделяется два нефтегазоносных комплекса: верхнефранский–нижневизейский и верхневизейско–башкирский, которые разделены флюидоупорной пачкой аргиллитов и глинистых известняков мощностью 50 – 100 м.

Перспективы нефтегазоносности палеозойской части разреза Северо-Каспийского поднятия на сегодня не имеют однозначной оценки. Большинство исследователей региона считает образования палеозоя Северо-Каспийского поднятия весьма интенсивно дислоцированными и по этой причине считают их малоперспективными на обнаружение промышленных залежей углеводородов.

Однако, предполагаемое наличие соляных отложений на террасе Северо-Каспийского поднятия, фрагментарное прослеживание на временных сейсмических разрезах субгоризонтальных отражающих границ ниже горизонта «б» позволяет выдвинуть предположение о схожести палеозойского разреза Северо-Каспийского поднятия с палеозойским разрезом юга Прикаспийской впадины и рекомендовать целенаправленные исследования для выявления возможных карбонатных построек в этом районе, в том числе и на площади участка Жамбыл.

В надсолевых отложениях выделяют два комплекса, заметно разделяющихся между собой по геолого-нефтеносным характеристикам: верхнепермско-триасовый и юрско-меловой, содержащие достаточное количество пластов-коллекторов преимущественно порового типа.

На Северо-Каспийском поднятии верхнепермско-триасовый комплекс в значительной степени сокращен, а в отдельных зонах полностью размыт. По этой причине, а также из-за отсутствия залежей нефти и газа в триасовых отложениях Бозашинского поднятия он относится на большей части территории к бесперспективному.

Среди мезозойских нефтегазоносных комплексов по величине разведанных запасов нефти и газа первое место занимает юрский терригенный комплекс. Продуктивность этих отложений установлена почти во всех зонах нефтегазонакопления. В отдельных районах (Южный Мангистау) на его долю приходится свыше 90% разведанных запасов углеводородов, среди которых подавляющая часть приходится на нефть. К данному комплексу относятся песчано-глинистые отложения нижней и средней юры, залегающие под глинисто-карбонатной региональной покрывкой верхнего келловоя-титона. Лишь на отдельных положительных структурах второго порядка (Бозашинское поднятие и др.) нижнеюрские отложения выпадают из разреза.

Общая толщина резервуара составляет на крупных поднятиях 500-700 м и увеличивается в прогнутых зонах до 1000-1100 м. Около половины разреза занимают коллекторы, представленные разнотекстурными песками и песчаниками, а также алевролитами. Это предопределяет формирование многопластовых месторождений с высоким этажом нефтегазоносности.

На Бозашинском поднятии юрский нефтегазоносный комплекс включает в себя отложения средней юры, которые с резким угловым и стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности триасовых образований. Разрез состоит из глин, песчаников и алевролитов, переслаивающихся между собой. Толщина пород изменяется от 0 до 260 м. В своде поднятия региональная верхнеюрская покрывка размыта.

На месторождениях юрского комплекса Бозашинского поднятия выявлено от 2 до 13 продуктивных нефтяных, газонефтяных и газовых горизонтов. Они имеют толщины по 5-20 м и примерно равномерно распределяются по разрезу.

Непосредственно на участке исследований были пробурены скважины ZB-1 (участок Жамбыл) и ZT-1 (участок Жетысу), в которых получены притоки нефти и газа в юрских и меловых отложениях [1].

ВЫВОДЫ:

Геологоразведочные изыскания показывают, что северный Каспий имеет сложную геологическую структуру, с различными стратиграфическими единицами, которые формировались в разные геологические эпохи. Здесь представлены как морские, так и континентальные отложения. Геологический разрез территории характеризуется обширным диапазоном отложений, охватывающим периоды от палеозоя до кайнозоя. Продуктивными являются как палеозойские, так и мезокайнозойские отложения, что подтверждает наличие углеводородных запасов в различных стратиграфических горизонтах.

Коллекторы анализируемой территории включают как карбонатно-терригенные отложения палеозоя, так и терригенные отложения мезокайнозоя, что свидетельствует о значительном потенциале для разведки и разработки углеводородов в этой области.

Данная работа и технологический подход, описываемый в данной работе, направлен на интерпретацию отложений мезокайнозоя, как наиболее доступных для бурения. Палеозойские отложения тоже доступны для бурения, но экономическая целесообразность основывается на размерах залежи, а не на гетерогенности разреза.

Следует отметить важный момент – в результате влияния ряда факторов, территория исследований по прежнему 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 включает в себя использование улучшенных алгоритмов анализа сейсмических данных для более точной оценки потенциала каждой структуры. Все эти факты обосновывают актуальность исследований, представленных в магистерской диссертации.

В виду того, что по результатам сейсморазведочных работ 2Д, проведенных ранее, были выявлены структуры в мезо-кайнозойском чехле, а также учитывая нефтегазоносность региона, на исследуемой территории были выполнены сейсморазведочные данные в модификации 3Д, результаты которой используются в данной работе.

2 Формирование геолого-геофизической основы для AVO-анализа и сейсмической инверсии

Проведение AVO-анализа и сейсмической инверсии требует глубокого анализа при подготовке исходных геофизических и петрофизических данных. На начальном этапе были проанализированы скважинные данные с целью выделения коллекторов, их петрофизических характеристик и взаимосвязи с литологическим строением района исследований.

Высокую достоверность последующей интерпретации обеспечивает 3D-сейсмическая база данных, поэтому в диссертации было уделено особое внимание методике получения полевых данных, анализу этапов обработки, а также процедурам контроля качества.

Проведенные структурная и стратиграфическая интерпретации сейсмических данных, позволила выполнить построение карт отражающих горизонтов, выявление тектонических нарушений и уточнение геологического строения исследуемой территории. На основе результатов сейсмической инверсии выполнена вероятностная интерпретация распределения упругих и петрофизических свойств, что позволило повысить информативность модели в условиях слабовыраженного контраста между коллектором и вмещающими породами.

2.1 Петрофизическая база данных – сбор, анализ и классификация коллекторов

В непосредственной близости к участку исследований пробурены две скважины: скважина ZT-1 (участок Жетысу) и на некотором отдалении – скважина ZB-1 (участок Жамбыл) [1].

На основе интерпретации кривых каротажа выделены два типа разновозрастных продуктивных терригенных пород. В нижнемеловых отложениях коллектора залегают в интервале глубин 727-1057 м (горизонты М1-0, М1-1, М1-2) и среднеюрских отложениях – на глубине 1383-1494 м (горизонты Ю-1, Ю-3). Продуктивные горизонты представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми, полимиктовыми на глинистом цементе и алевролитами с примесями углистого материала. Бурение продуктивной части разреза проводилось долотом диаметром 215,9 мм. Продуктивные отложения вскрывались с использованием глинистых промывочных жидкостей на водной основе плотностью от 1,17 до 1,19 г/см³, максимальная плотность раствора до 1,27 г/см³.

По замерам кавернометрии в скважине ZT-1 отмечаются размывы ствола диаметром более 600 мм в интервале верхнемеловых отложений (264-440 м) при диаметре долота 406,4 мм. Удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости, замеренное каротажными приборами, при пластовой температуре составляет 0,06-0,08 Ом·м.

Минерализация пластовых вод в меловых отложениях по данным отбора проб составляет в среднем 112,2 г/л. В интервале юрских отложений, минерализация составляет в среднем 178,6 г/л.

Геофизические исследования в открытом стволе проведены компанией «Schlumberger». Комплекс ГИС в поисковой скважине ZT-1 измерения осуществлялись в интервале глубин 0-2072 м. Сбор, анализ и обобщение выполненных промыслово-геофизических исследований показали, что материалы характеризуются хорошим качеством, соответствуют требованиям «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» и пригодны для проведения количественной интерпретации (Рисунок 2.1).

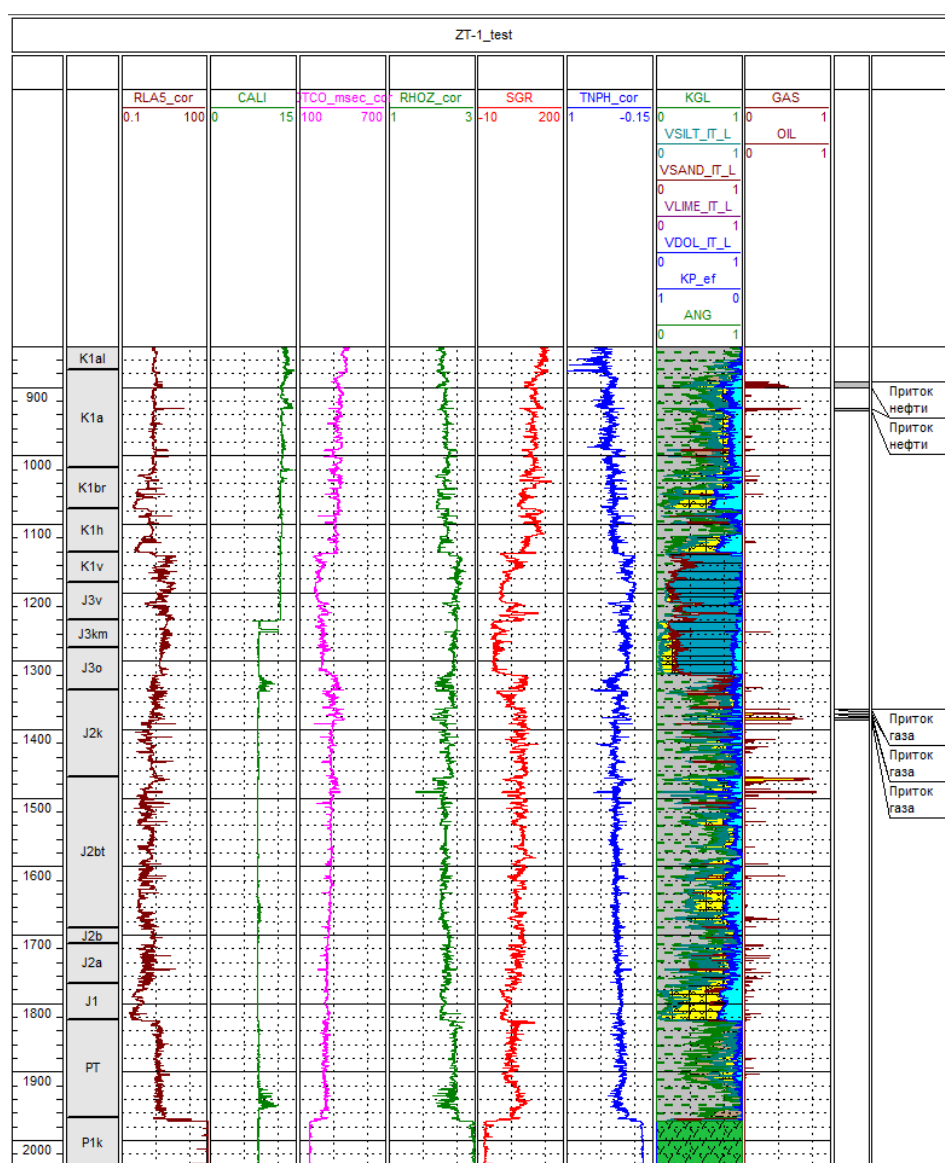


Рисунок 2.1 – Планшет по скважине ZT-1 с результатами интерпретации

Для выполнения задач магистерской диссертации реализация петрофизической интерпретации было особо важным направлением исследований. Результаты количественной интерпретации дала возможность рассчитать глинистость, пористость и углеводородонасыщение пластов-коллекторов. Для расчета глинистости использовались результаты метода гамма-каротажа (ГК), в расчете пористости – данные акустического каротажа (АК) и плотностного метода (ГГК-п), а оценка УВ-насыщения была произведена классическим и графическим способами по формуле Арчи.

Расчет глинистости осуществлялся путем нахождения двойного разностного параметра ($dГК$) с применением нелинейной зависимости Ларионова (для древних пород)

$$dГК = (ГК - Г\text{К}_{min}) / (Г\text{К}_{max} - Г\text{К}_{min}). \quad (2.1)$$

Отсюда по формуле Ларионова рассчитывался коэффициент глинистости $K_{гл}$

$$K_{гл} = 0,33 \cdot (22\DeltaГК - 1) \quad (2.2)$$

Пористость по акустическим данным определяется на основе интервалов времени прохождения упругих волн через породу. Формула для расчета акустической пористости имеет вид

$$PALM = (DT - DT_{ma}) / (DT_{fl} - DT_{ma}) \quad (2.3)$$

где DT – измеренное интервальное время в породе, мкс/фут; DT_{ma} – интервальное время в матрице породы, мкс/фут, DT_{fl} – значение интервального времени во флюиде-заполнителе.

Оценка пористости по данным плотностного каротажа производится по разности между плотностью матрицы породы и измеренной плотностью, с учетом плотности флюида. Формула имеет следующий вид

$$DPOR = (RHO_{B_{ma}} - RHO_{B}) / (RHO_{B_{ma}} - RHO_{B_{fl}}) \quad (2.4)$$

где $RHO_{B_{ma}}$ – значение плотности матрицы породы, $RHO_{B_{fl}}$ – значение плотности флюида-заполнителя, RHO_{B} – значение плотности породы (значение с кривой).

На Рисунке 2.2 приводится сопоставление рассчитанной кривой пористости, согласно петрофизической обработке данных ГИС (синяя кривая) и пористости, полученной лабораторными исследованиями керна (красные точки) по скважинам.

Сопоставление результатов интерпретации пористости с данными пористости по керну проводится для проверки и уточнения достоверности интерпретационных данных, калибровки геофизических методов и

выявления возможных систематических отклонений. Это позволяет повысить точность оценки коллекторских свойств пластов, определить влияние литологических и флюидных факторов на параметры пористости и улучшить качество интерпретации данных геофизических исследований.

Как видно из рисунка, полученные результаты интерпретации достаточно хорошо сопоставляются с результатами анализа керна.

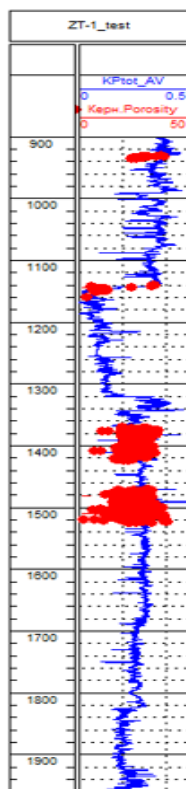


Рисунок 2.2 – Сопоставление пористости по интерпретации с пористостью по керну

Оценка углеводородной насыщенности (S_w) пластов является одним из ключевых этапов петрофизического анализа и интерпретации геофизических данных. В настоящем исследовании применялись как классический, так и графический методы расчёта водонасыщенности, с последующим определением доли углеводородов.

В классическом подходе для количественной оценки водонасыщенности использовалось уравнение Арчи, которое в общем виде представляется следующим образом

$$S_w = \left(\left(\frac{a}{\phi^m} \right) \cdot \left(\frac{R_w}{R_t} \right) \right)^{1/n} \quad (2.5)$$

где S_w – водонасыщенность, a – эмпирический коэффициент (обычно около 1), ϕ – эффективная пористость, m – цементационная степень, R_w –

удельное сопротивление пластовой воды, R_t – истинное сопротивление пласта, n – коэффициент насыщения.

В данной работе сопротивление пластовой воды (R_w) принималось переменным значением, зависящим от глубины залегания коллектора, что отражает изменение температуры и минерализации пластового флюида с глубиной.

Альтернативным подходом, позволяющим повысить наглядность интерпретации, является графический метод, основанный на зависимости относительного сопротивления водонасыщенных пород от пористости. Суть метода заключается в представлении кривых сопротивления и пористости в едином масштабе, что позволяет осуществлять их сопоставление и выявлять отклонения, обусловленные наличием углеводородов.

Основное уравнение, используемое в графической интерпретации, имеет следующий вид

$$\lg R_{\Pi} = -m \lg K_{\Pi} + (\lg R_w + \lg a) \quad (2.6)$$

где R_{Π} – сопротивление породы, K_{Π} – пористость породы, m – цементационная степень.

Из приведённого выражения следует, что для получения линейной зависимости между сопротивлением и пористостью необходимо произвести логарифмирование значений с приведением их к масштабу, обратному степени цементации ($1/m$). При этом параметры a и R_w не оказывают влияния на наклон линии регрессии, так как входят только в её сдвиг.

Данный метод позволяет более точно интерпретировать зоны нефтегазонасыщения за счёт визуального сопоставления и привязки к водонасыщенным и глинистым интервалам, в которых ожидается минимальное отклонение кривых.

На основании комплексной петрофизической интерпретации (Рисунок 2.1) в разрезе нижнемеловых отложений были выделены три продуктивных нефтеносных горизонта. Кроме того, в пределах средней юры интерпретация позволила определить два газоносных пласта. Полученные результаты подтверждаются характерными аномалиями на кривых сопротивления и пористости, а также соответствием с данными испытаний на приток.

2.2 Практические аспекты формирования сейсмической базы данных

Фактическим материалом для выполнения магистерской диссертации стали результаты сейсморазведочных работ методом МОГТ 3D на изучаемом участке мелководной зоны Казахстанского сектора Каспийского моря, выполненных в 2016 году компанией ТОО «ГеоЭнерджиГрупп» [1].

Отличительной особенностью сейсморазведочных исследований можно выделить широкое использование наиболее продвинутой технологии. В качестве источников упругих колебаний применялись пневматические излучатели, широко используемые в международной практике для проведения морских сейсмических работ на мелководье. Конструктивно излучающая система представляла собой группу пневматических пушек, установленных на специальных платформах (плотах), которые буксировались судном возбуждения. Совокупность таких плотов, одновременно буксируемых судном, формировала полноценный пневматический излучатель.

Полевые работы были реализованы в соответствии с дизайном съёмки, включающим центральную систему регистрации с единичной расстановкой приёмников. Это обеспечило выполнение 3D-сейсмической съёмки на акватории площадью 606,5 км², включая зону с полнократным покрытием порядка 400 км² и перекрытием по пунктам возбуждения, соответствующим требованиям к качеству и разрешающей способности сейсмических данных. Основные параметры системы наблюдений работ 3Д-МОГТ представлены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Основные параметры системы наблюдений работ 3Д-МОГТ

I. Параметры единичной расстановки		
1	Полная кратность	168
	Кратность по направлению линий приема (ЛП)	14
	Кратность в направлении ортогональном ЛП	12
2	Размер бина [м x м].	25 x 25
	по направлению линий приема (ЛП) [м]	25
	по направлению ортогональному ЛП [м]	25
3	Количество линий приема (ЛП) в шаблоне	6
4	Количество пунктов приема (ПП) на линии приема (ЛП)	168
6	Шаг пунктов приема (ПП) на ЛП [м]	50
7	Интервал между линиями приема [м]	300
8	Распределение каналов	84 - 0 - 84
9	Распределение удалений	4175-0-4175
10	Максимальное значение минимальных удалений (М)	389
11	Максимальное удаление «взрыв-прием»	6011

Целью проведения обработки сейсморазведочных данных 3D, собранных донной косой в мелководной зоне Каспийского моря, являлось обеспечение эффективного подавления помех различных типов и многократно отражённых волн во временной области, получение временных и глубинных разрезов 3Д данных с высоким соотношением сигнал/помеха, высоким максимальным разрешением в горизонтальном и вертикальном направлении [1].

Обработка сейсмических материалов МОГТ 3Д выполнялась на вычислительном центре ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профешинал Гео Солюшинс Казахстан») с использованием программного обеспечения «Spark (PGS)», «HoloSeis (PGS)».

Получение истинных изображений структур при увеличении соотношения сигнал-помеха для последующего выполнения структурной интерпретации и динамической интерпретации основных отражающих горизонтов, выделения кровли и подошвы продуктивных толщ в юрско-меловом комплексе стало возможным на основе выполнения процедур выделения отражений от продуктивных толщ при сохранении соотношений амплитуд, глубинных преобразований, а также глубинной миграции по алгоритму Кирхгоффа. Использование дополнительного алгоритма глубинной миграции по лучевому алгоритму значительно улучшило качество результативных материалов.

Выполнение перечисленных процедур обеспечило последовательное решение следующих задач:

1. Сохранение относительных амплитуд для AVO анализа;
2. Структурной интерпретация 3Д и динамической интерпретации;
3. Сейсмофациальный анализ продуктивных отложений юрско-мелового комплекса;
4. Построение скоростной сейсмической модели, откалиброванной с помощью данных ВСП для использования в глубинных преобразованиях;
5. Проведения анализа зависимости амплитуды от удаления (AVO), сейсмической инверсий и последующее описание продуктивных коллекторов участка с помощью сейсмических данных 3Д и каротажа;
6. Получение информации о глубинном строении;
7. Проведение анализа упругих свойств по скважинным данным и оценки целесообразности акустической и синхронной инверсии.

Граф обработки включал кинематические (оценка качества данных, присвоение геометрии, компенсация за сферическое расхождение, скоростной анализ и др.) и динамические (подавление помех, подавление кратных волн, поверхностно-согласованная коррекция амплитуд, поверхностно-согласованная деконволюция и др.) наборы процедур. Отдельным этапом графа обработки являлись миграционные преобразования, которые были выполнены в области до суммирования.

В ходе обработки сейсмического материала было выполнено подавление волн-спутников, что внесло значимый вклад в повышение низкочастотной составляющей амплитудного спектра данных.

В рамках диссертационной работы сейсмические данные обработаны с применением широкого набора современных процедур, как во временной, так и в глубинной области. Использование современных процедур в различных сортировках позволило эффективно подавить линейные помехи, а также низкоскоростной, низкочастотный шум, наблюдаемый при малых глубинах работ. Особенное внимание уделено подавлению кратных волн с

целью повышения надежности построения глубинно-скоростной модели на последующем этапе обработки в глубинной области и уточнения структурного плана по глубинным разрезам. В результате обработки получен кондиционный материал для структурной и динамической (инверсионные преобразования, AVO-анализ и др.) интерпретации. Сейсмические данные характеризуются высокой разрешённостью, отражающие горизонты динамически выражены и хорошо прослеживаются на разных структурных этапах.

2.3. Подготовка сейсмических материалов для реализации AVO-анализа и сейсмической инверсии

Изучение геологического строения разреза палеозойских, юрских, меловых и палеогеновых отложений, на основе интерпретации поля отражённых волн, проводилось по следующим целевым отражающим горизонтам:

- Ia – кровля палеогена (палеоцен-эоцен).
- II – кровля альбских отложений.
- III – подошва неокома.
- IIIa – подошва верхней юры.
- V – подошва юрских отложений.
- VI – кровля соленосных отложений кунгура.
- П1 – поверхность подсолевых отложений.

Стратиграфическая привязка целевых горизонтов

Детальная привязка скважин и сейсмоки осуществлялась на основе прямого моделирования синтетических трасс и их сравнения с реальными трассами временного куба PSTM.

Применение трасс прямого моделирования для стратиграфической корреляции отражающих горизонтов базируется на предсказуемой зависимости между литологическим строением геологического разреза и характеристиками сейсмических отражений. При использовании исходных данных с прямой полярностью положительный отражённый импульс возникает в случае увеличения акустической жёсткости в направлении вниз по разрезу, тогда как её уменьшение приводит к формированию отрицательной волны. Амплитуда отражений определяется величиной контраста акустических жёсткостей смежных слоёв.

Методика трассировки опорных горизонтов предполагает интеграцию данных бурения и геофизических исследований скважин (ГИС), при этом важнейшую роль играют записи акустического каротажа (АК). Совмещение сейсмического материала с результатами ГИС осуществляется через автоматизированный подбор скоростного закона. На основе информации о

плотности и скорости формируется кривая коэффициентов отражения, которая, будучи свёрнута с модельным сейсмическим импульсом, позволяет получить синтетическую сейсмограмму.

Синтетические трассы используются для оценки степени соответствия сейсмических отражений стратиграфическим границам. В идеальных условиях стратиграфически значимый горизонт ассоциируется с выраженным экстремумом амплитуды — положительным или отрицательным — формирующим устойчивый отражающий интерфейс. Такая интерпретация возможна при условии использования нуль-фазового сигнала. В случаях отклонения от этого условия требуется фазовая коррекция и применение фазовой ротации для корректного сопоставления.

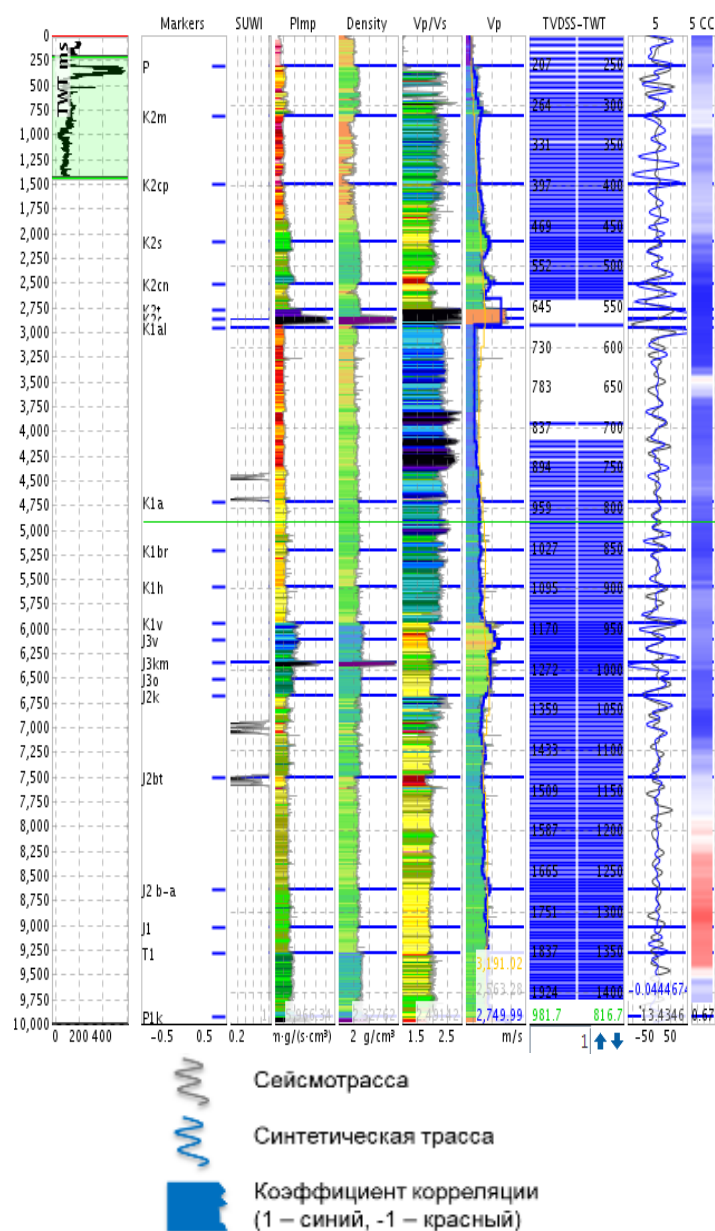


Рисунок 2.3 – Скважина ZT-1. Привязка к сейсмическим данным на основе расчета синтетики

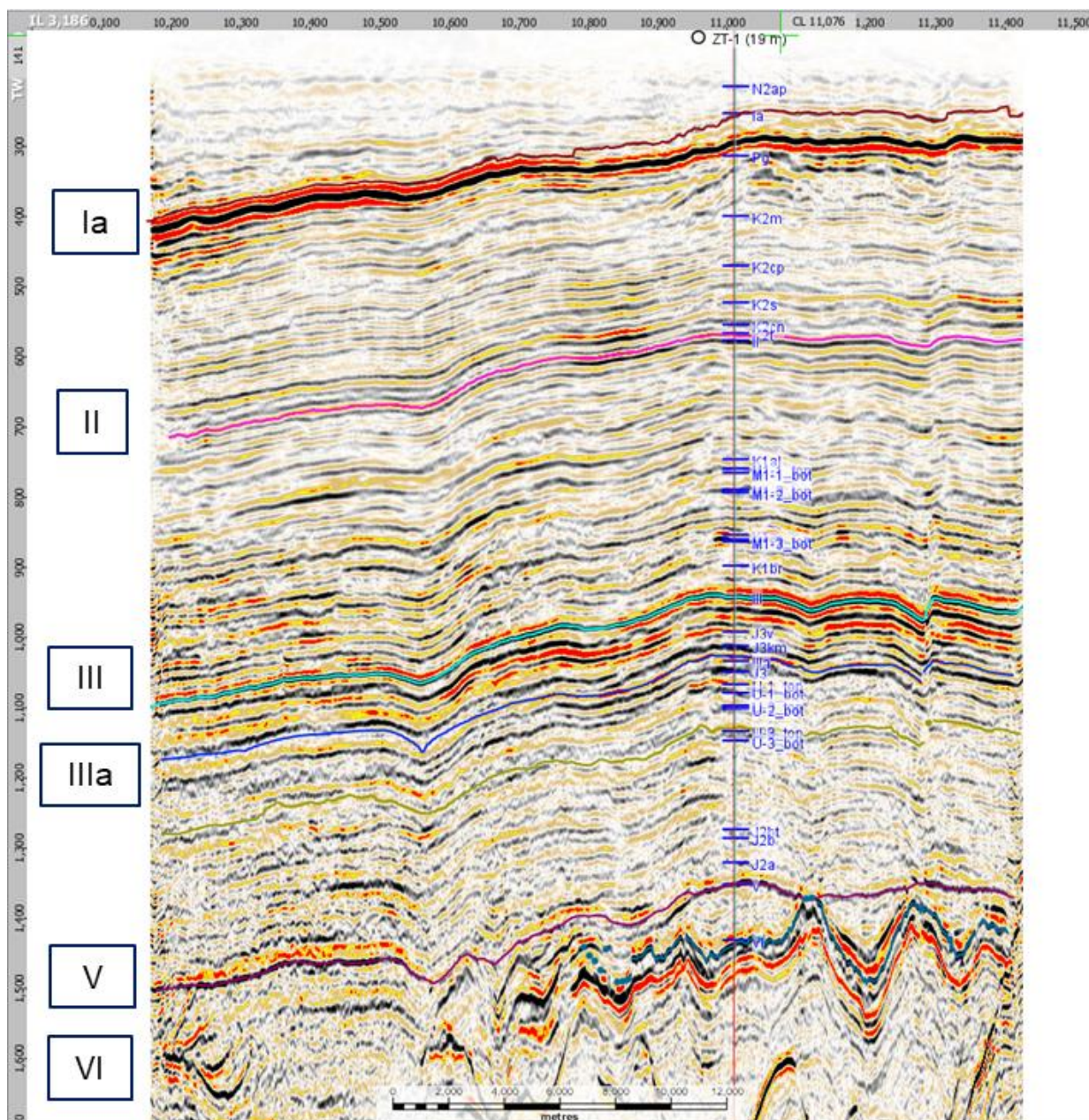


Рисунок 2.4 – Сейсмический разрез через скважину ZT-1 с результатами привязки

Корреляция горизонтов и прослеживание нарушений

Корреляция отражающих горизонтов и выделение тектонических нарушений проводились с использованием программного комплекса Geographix, с учетом степени достоверности трассировки и предварительно установленных параметров пикирования, полученных на основе стратиграфической привязки и моделирования синтетических сейсмограмм. В зависимости от геологической сложности и характера волнового поля применялись различные режимы корреляции:

- автоматическое сопоставление экстремумов отражений;
- полуавтоматическая корреляция с участием оператора;

- полностью ручной режим, используемый на участках со сложной сейсмической картиной.

Из-за неоднородного и усложнённого геологического строения основная часть работ выполнялась в полуавтоматическом и ручном режимах. Автоматическая корреляция была возможна лишь для некоторых горизонтов мезозойского комплекса (например, горизонты III и IIIa). В пределах мелового и юрского интервалов трассировка выполнялась преимущественно вручную либо с частичным автоматизированным участием, тогда как палеозойские горизонты и поверхность соленосных отложений кунгурского возраста прослеживались исключительно вручную.

Трассировка ключевых отражающих горизонтов осуществлялась с применением технологии фазовой корреляции в рамках выделенных замкнутых полигонов. При этом учитывались особенности волнового выражения каждого горизонта, что позволило классифицировать их по степени прослеживаемости. Были выделены четыре категории качества:

а) непрерывная фазовая корреляция — уверенное прослеживание на всей площади, использовались параметры автоматической привязки (экстремумы, точки нулевого перехода);

б) групповая корреляция — трассировка выполнялась на основе совокупного анализа близлежащих сейсмических трасс;

в) утрата непрерывности — отражения фиксируются частично, трассировка проводилась ориентировочно, с возможностью построения изолиний;

г) отсутствие отражений — трассировка невозможна, данные участки исключаются из построения структурных карт (изолинии не наносятся).

Такая градация позволила гибко подходить к трассировке горизонтов в зависимости от локальных условий, обеспечивая баланс между автоматизацией процесса и необходимостью экспертной корректировки.

Горизонт Ia можно отнести к классам прослеживаемости (а) и (б), сложности корреляции вызваны главным образом техническими ограничениями по причине малой глубины залегания данного горизонта. При прослеживании опорных горизонтов II, III и IIIa на большей части площади исследования отмечается непрерывная фазовая корреляция – выдержанное однофазное отражение, что позволяет отнести корреляцию данных горизонтов к классу (а). Кровли меловых и юрских продуктивных горизонтов (горизонты М и Ю) можно отнести к классу прослеживания (б), что связано с их сложным геологическим строением (литологическое замещение в прибрежно-морских условиях осадконакопления). К этому же классу можно отнести и горизонт V (поверхность несогласия), а также все подсолевые горизонты на большей части съемки, исключение составляют отдельные приразломные области и участки на краях площади, которые можно отнести к классу (в).

Для выделения и картирования разрывных дислокаций, на исследуемой площади были использованы сейсмические разрезы, срезы по временному и глубинному кубам, кубу когерентности и другим сейсмическим атрибутам.

Критерием надежности выделения нарушения является проявление этого нарушения по нескольким признакам на сейсмических данных. Необходимо отметить, что в надсолевом целевом интервале (продуктивность которого на исследуемой площади была уже доказана) ключевым фактором тектонических процессов стало явление галокинеза и образование соляных диапиров. Эти процессы привели к образованию тектонических нарушений разной степени интенсивности. Сбросовая тектоника подобного генезиса является доминирующей в надсолевом интервале анализируемого участка.

Дизъюнктивные нарушения, с явными признаками вертикального смещения слоев распространены главным образом в северной части площади, а менее выраженные нарушения распространены на юге площади.

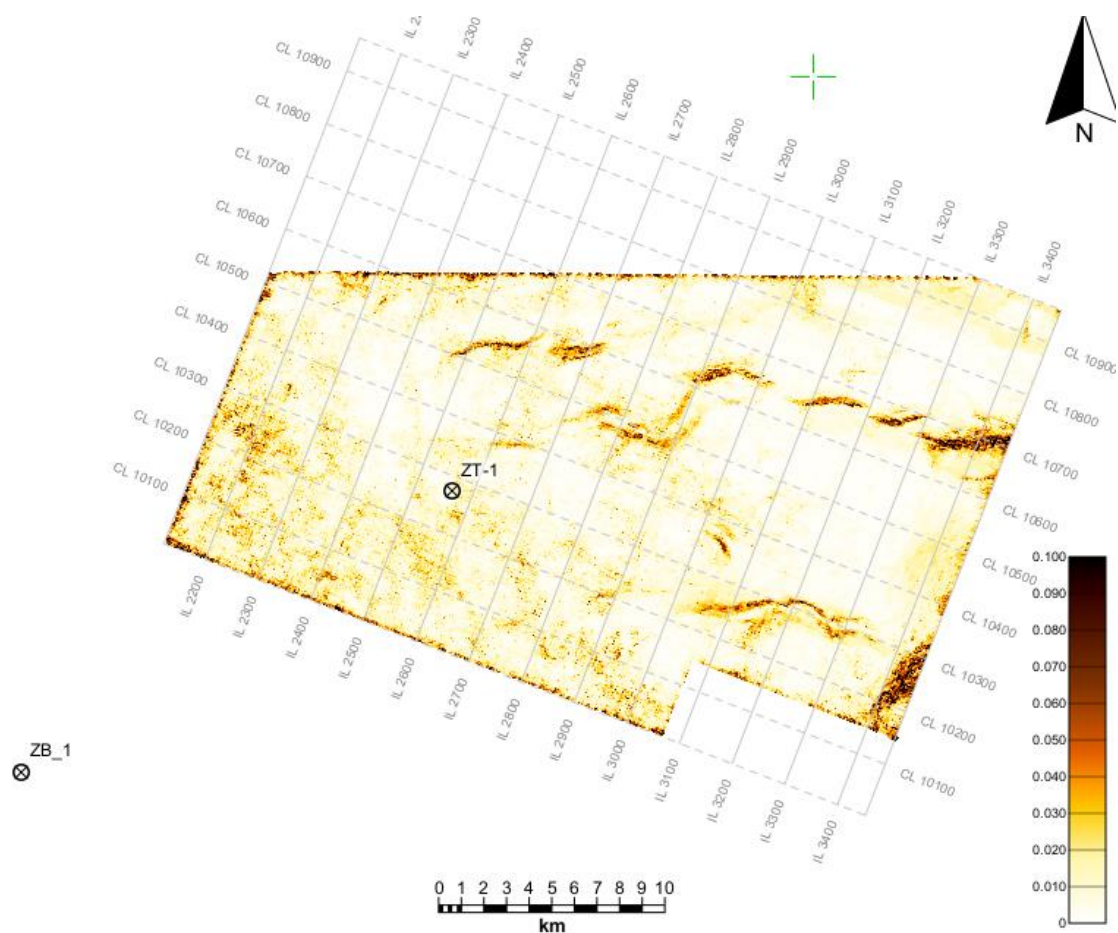


Рисунок 2.5 – Пример оценки когерентности вдоль кровли средней юры с целью картирования тектонических нарушений

Привязанные к скважине ZT-1 горизонты имеют следующие характеристики (Рисунок 11):

Отражающий горизонт Ia стратиграфически приурочен к поверхности отложений палеогена. Высокоимпедансный слой обеспечивает пачку хорошо

прослеживаемых отражений. Горизонт пикировался по первой положительной фазе после динамически невыраженной толщи неогена. Отличительным признаком горизонта является подошвенное налегание на его поверхность отложений неогена. Таким образом, для идентификации горизонта Ia использовались, в том числе, сеймостратиграфические принципы. На исследуемой площади данный горизонт регистрируется в интервале глубин -161 – -381 м.

Сейсмический горизонт II, связываемый с подошвой сенон-туронской карбонатной пачки отложений верхнего мела, прослеживается уверенно и повсеместно. Горизонт легко идентифицируется по высокоамплитудному низкочастотному колебанию, являющемуся границей между двумя пачками – более низкочастотной сверху и высокочастотной снизу. Кроме того, данный горизонт залегает с небольшим угловым несогласием по сравнению подстилающей пачкой отложений альба. В пределах сейсмической съемки 3Д данный горизонт фиксируется в интервале -663 – -921 м).

Сейсмический горизонт M-I приурочивается к кровле одноименного продуктивного горизонта в аптских отложениях. На сейсмических разрезах узнаваем по угловому несогласию в форме подошвенного налегания. Имеет среднюю динамическую выраженность и различное качество прослеживания. На отдельных участках идентифицируется как граница между относительно выраженными и протяженными отражениями сверху и более хаотичными отражениями снизу.

Сейсмический горизонт M-III является кровлей одноименного продуктивного горизонта в отложениях барема. В сейсмическом поле горизонт характеризуется отражением средней интенсивности и неуверенной прослеживаемости.

Сейсмический горизонт III приурочивается к границе седиментационного несогласия неокских и юрских карбонатных отложений и является региональным реперным сейсмическим горизонтом, стабильно прослеживаемым практически на всей интерпретируемой территории и прилегающих площадях. В волновом поле III горизонт представлен мощным одно-двухфазным колебанием высокой интенсивности.

Отраженная волна IIIa стратиграфически приурочена к подошве отложений верхней юры. Данный горизонт характеризуется устойчивым колебанием в подошве динамичного низкочастотного верхнеюрского сейсмокомплекса.

Сейсмический горизонт Ю-III приурочен к кровле одноименного продуктивного горизонта в отложениях средней юры. В сейсмическом поле горизонт представлен одно-двухфазным колебанием средней интенсивности на границе двух пачек – более динамически выраженной и прослеживаемой пачки сверху и относительно «немного» комплекса снизу.

Отражающий горизонт V в волновом поле стратиграфически соответствует подошве юрских отложений. Этот отражающий горизонт, в пределах рассматриваемой территории, выделяется в виде одно-двух фазного

колебания средней и высокой интенсивности (в зависимости от акустической жесткости подстилающих пород пермотриаса на конкретном участке). Кроме того, в волновом поле это отражение распознается по угловому несогласию, характеризующему относительно пологое залегание подошвенной части юрских образований и угловое несогласие с эрозионной поверхностью триасового комплекса пород (хотя в пределах рассматриваемого участка этот признак не столь очевиден по причине наличия обширного соляного купола кунгурского возраста, распространенного на большей части съемки).

Сейсмический горизонт VI, приурочиваемый к соленосным отложениям кунгура, прослеживается в виде характерного низкочастотного интенсивного отражения. В склоновых частях отражение порой не столь очевидно и горизонт идентифицируется по границе характерных для соли хаотических отражений и отражений пермотриаса.

Пересчет карт изохрон в глубинную область

Изучаемая территория осложнена значительными латеральными и вертикальными изменениями скорости, связанными с изменениями гипсометрического плана геологических комплексов (блочное строение в следствии соляной тектоники), литологического состава пород и различным флюидонасыщением. В связи с тем, что скважинный контроль в пределах куба 3Д основывается на одной скважине, то для корректного описания скоростной характеристики среды использовались сейсмические скорости суммирования, полученные в результате обработки, которые были откалиброваны к данным скважины ZT-1.

На рисунке 13 представлена технологическая цепочка калибровки куба сейсмических скоростей. Шаг один предполагает увязку скважинных данных с сейсмическими данными, для того, чтобы получить откалиброванные карты глубинно-временного преобразования. Т.е первый шаг дает эталлонный скоростной закон в точке скважины. Второй шаг заключается в расчете погрешностей в существующем скоростном поле с учетом таких откалиброванных карт глубинно-временного преобразования. Третий шаг – построение 3Д модели этих погрешностей с использованием геостатистики. Заключительным шагом является применение полученного куба погрешностей скоростей к существующей модели для того, чтобы создать финальную масштабированную скоростную модель для глубинно-временного преобразования всего массива данных 3Д.

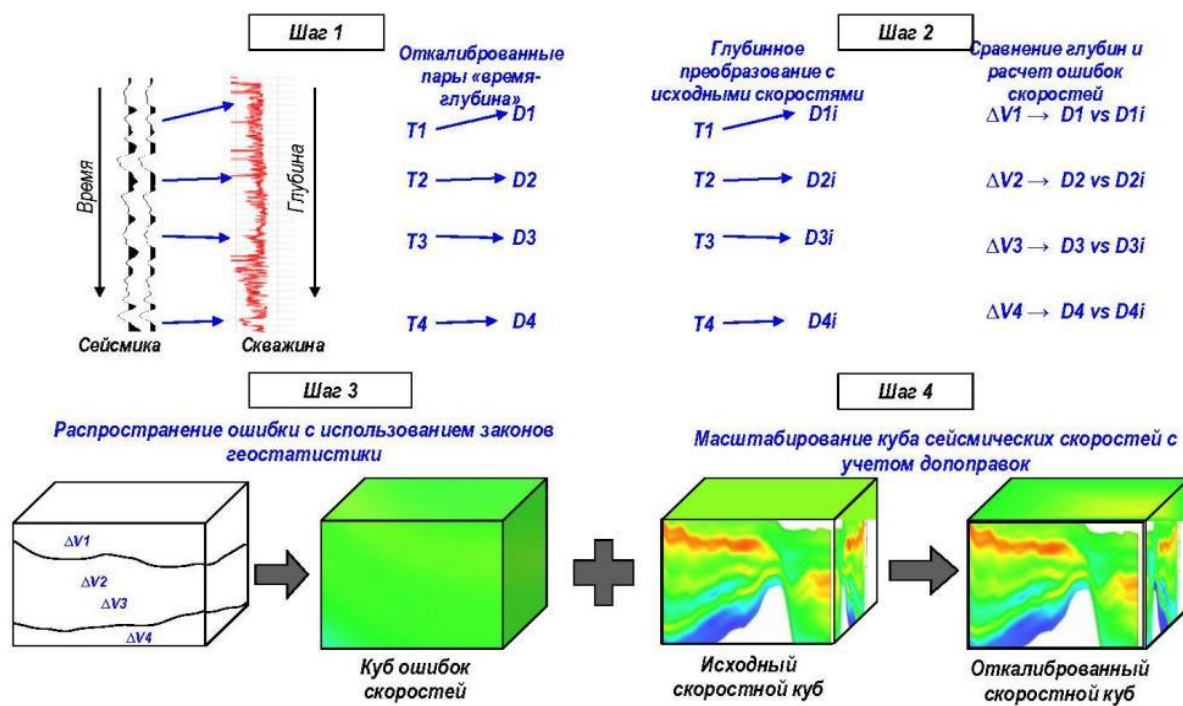
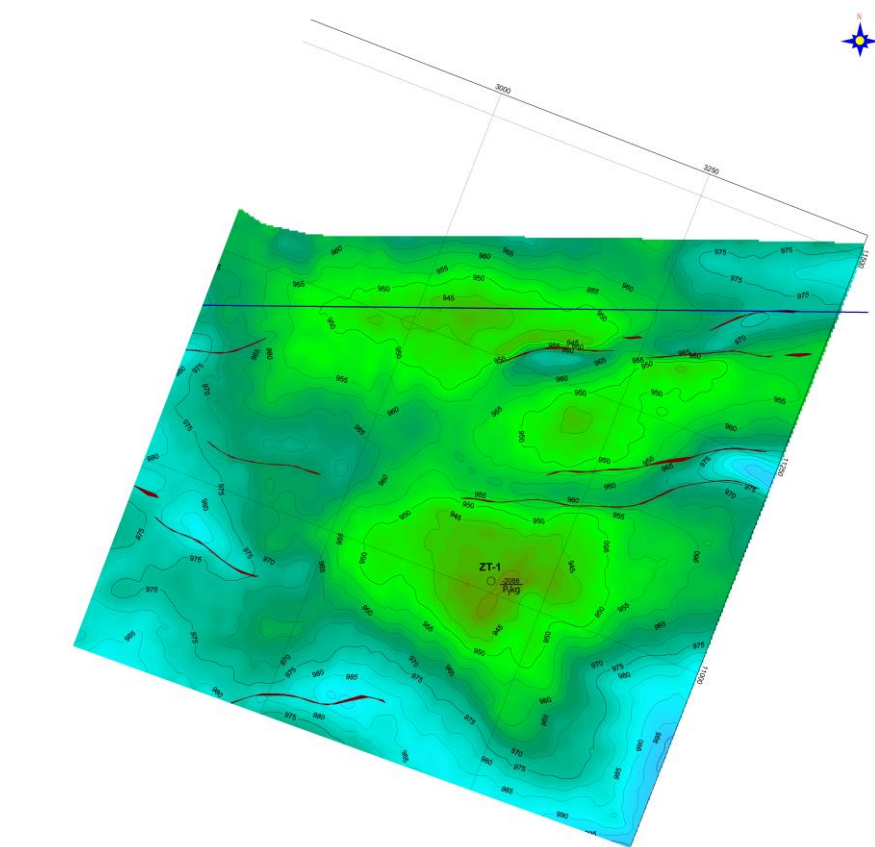
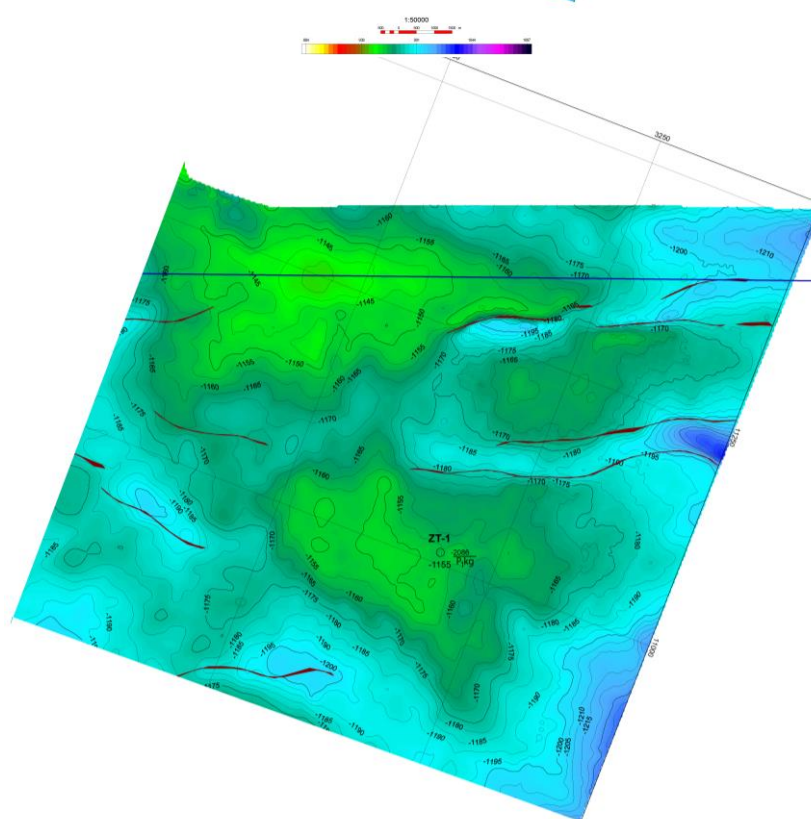


Рисунок 2.6 – Технологическая схема калибровки куба скоростей

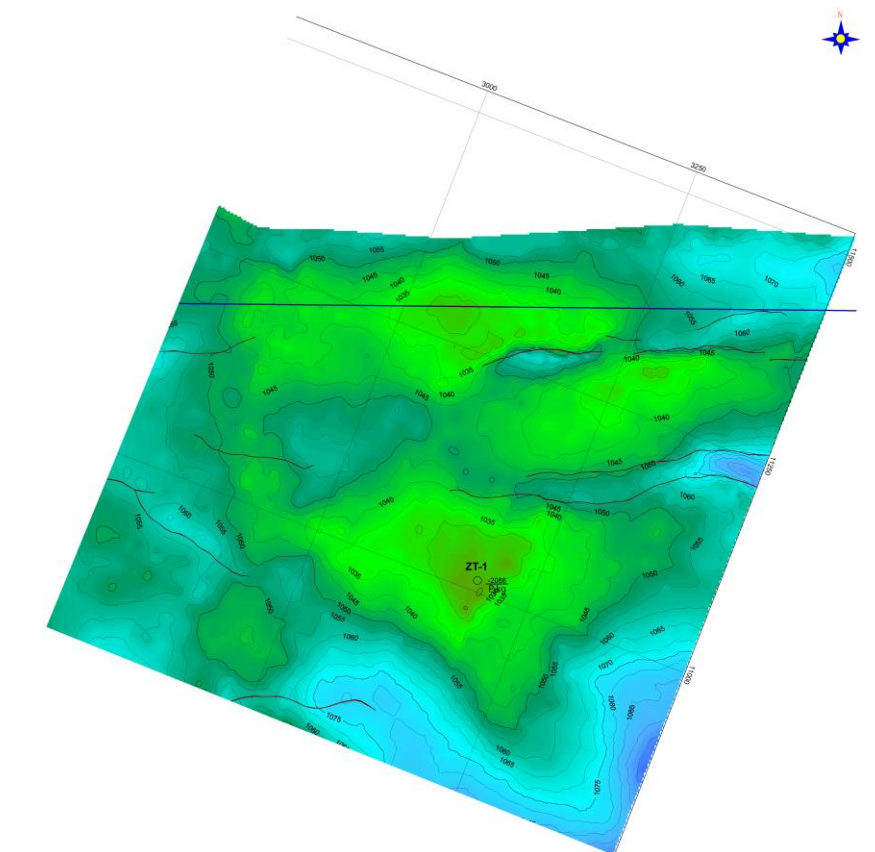


a)

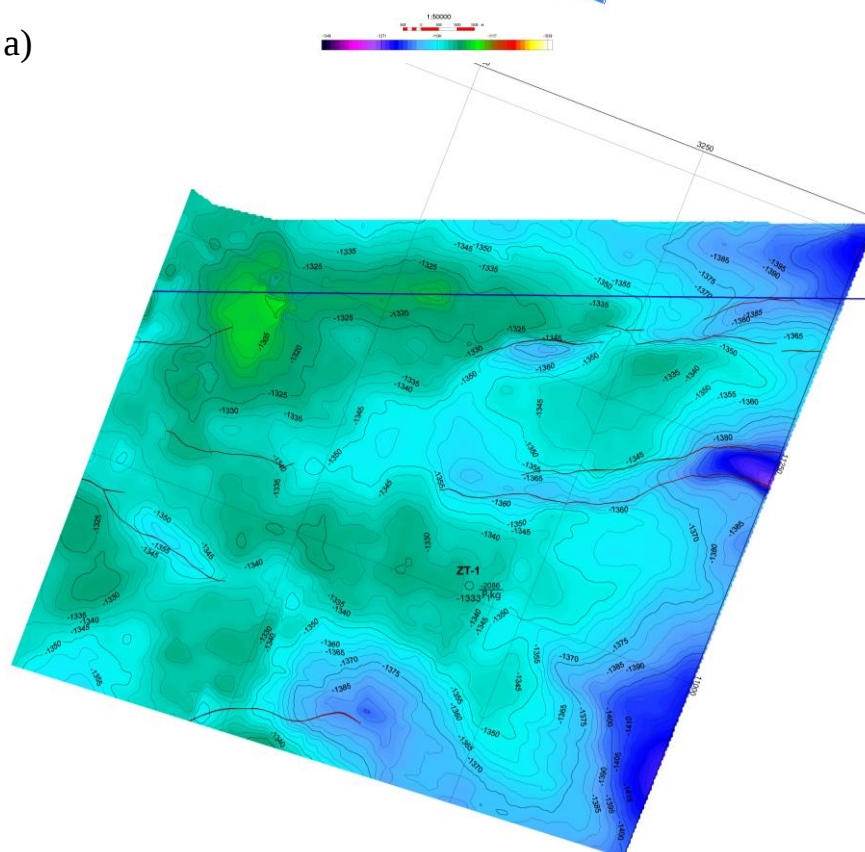


b)

Рисунок 2.7 – Карта изохрон (а) и структурная карта (b) по отражающему горизонту III



a)



b)

Рисунок 2.8 – Карта изохрон (a) и структурная карта (b) по отражающему горизонту IIIa

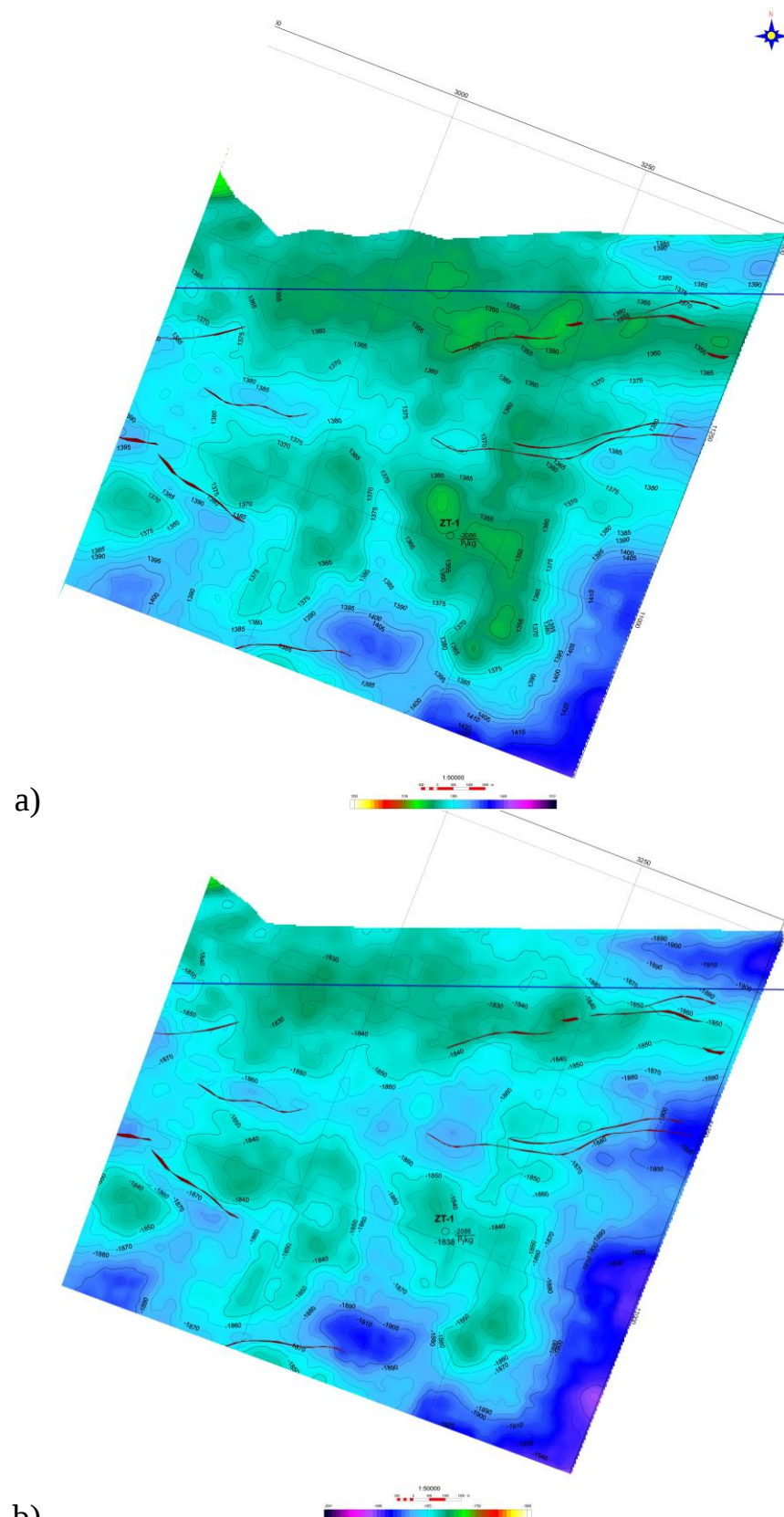


Рисунок 2.9 – Карта изохрон (а) и структурная карта (б) по отражающему горизонту V

ВЫВОДЫ:

Данная глава повествует о регистрации сейсморазведочных данных 3D в объеме 400 полнократных кв.км. (общая площадь работ 606,5 кв. км), собранных донной косой в мелководной зоне Каспийского моря.

Целью обработки являлось: обеспечение во временной области эффективного подавления помех различных типов и многократно отражённых волн. Выделение отражений от продуктивных толщ при сохранении соотношений амплитуд. Выполнение миграции по алгоритму Кирхгофа, которая даст возможность получения истинных изображений структур при увеличении соотношения сигнал-помеха для последующего выполнения структурной и динамической интерпретации основных отражающих горизонтов, кровель и подошв продуктивных толщ в юрско-меловом комплексе.

Сейсмические данные обработаны с применением широкого набора современных процедур. При выполнении обработки данных особое внимание было уделено: этапу шумоподавления, в частности, построению моделей кратных волн и их вычитанию, сохранению соотношения амплитуд, построению скоростной модели, интерполяции/регуляризации данных. На этапе глубинной миграции с использованием томографии была итеративно построена анизотропная скоростная модель. В результате обработки данных, сейсмический куб характеризуется высокой разрешённостью, отражающие горизонты динамически выражены и хорошо прослеживаются на разных структурных этажах.

3 Методика специализированной интерпретации геофизических материалов

Данная работа ориентирована на апробацию алгоритмов вероятностной интерпретации результатов синхронной инверсии до суммирования.

3.1. Вероятностное моделирование упругих свойств с использованием скважинных данных

Упругие свойства играют ключевую роль в установлении связи между данными каротажа и сейсмическими наблюдениями. Поскольку измерения, полученные из каротажа, лабораторного анализа керна и скважинных инструментов, охватывают высокочастотный диапазон (кГц–МГц), а сейсмические данные — существенно более низкий (2–100 Гц), возникает необходимость в интерпретационном подходе, способном преодолеть это частотное несоответствие. Анализ упругих характеристик служит именно этой цели: он позволяет интерпретировать сейсмические амплитуды в контексте вероятных изменений литологического состава и насыщенности флюидами. Таким образом, упругие параметры становятся основой для оценки коллекторских свойств по данным сейсмики.

Применённый метод исследования основывается на статистическом петроупругом моделировании, выполняемом по данным скважин и AVO-анализу. Этот подход лежит в основе количественной сейсмической интерпретации. Его главная задача — выявить характерные закономерности изменения упругих свойств в зависимости от литологии, флюидонасыщенности, глубины залегания и качества резервуара. Анализ трендов с глубиной является неотъемлемой частью петроупругих исследований, так как позволяет управлять диапазоном геологических параметров, используемых для предсказания типов пород и флюидов, а также повышает достоверность дискриминации между ними.

Изменения упругих свойств с глубиной оцениваются на основе каротажных данных (см. рисунок 17). Это осуществляется путём детальной интерпретации кривых каротажа, при которой выделяются и масштабируются характерные интервалы, представляющие собой крайние значения свойств, присущих различным литологиям. Эти эталонные участки считаются наилучшими представителями определённых пород и отбираются с учётом комплексного анализа всех доступных каротажных параметров, что косвенно отражает их минералогический состав.

Зависимые от глубины, конечные элементы трендов упругих свойств, которые отражают средние и присущие значения разброса, рассчитываются по сводным графикам упругих свойств (Рисунок 3.1). Эти тренды затем могут использоваться для вероятностного моделирования различных вариантов комбинаций литологии и флюидов, тестирования чувствительности.

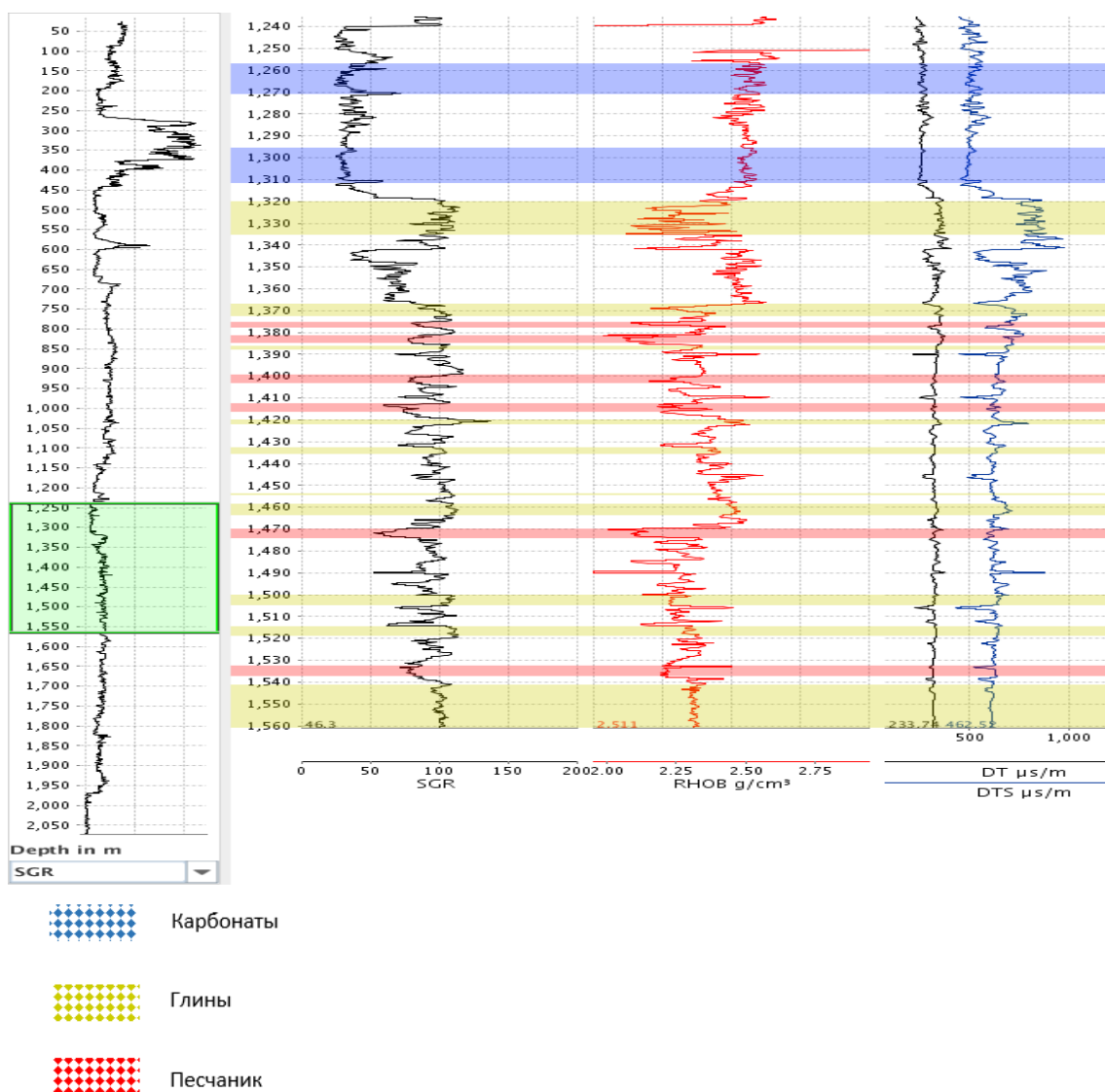


Рисунок 3.1 – Пример фиксации значений упругих свойств для различных литотипов. Скважина ZT-1

В рамках данной работы исполнители использовали специализированное программное обеспечение, разработанное для интерпретации и оценки качества трендов предельных литологических элементов. Моделирование сейсмических амплитуд и петрофизических параметров проводилось в вероятностной постановке, что включало расчёт эластических свойств (основанных на установленных трендах), пористости, степени трещиноватости коллекторов, глубины залегания и насыщенности углеводородами, а также реализацию флюидозамещения по модели Гассмана — одного из ключевых этапов в процессе моделирования.

Для построения более реалистичных моделей конечные литотипы объединялись в типичные и прогнозируемые сочетания пород и флюидов. Результатом AVO-моделирования в этом вероятностном подходе являются плотностные функции распределения вероятности (PDF) для каждой возможной пары «литология–флюид» на определённой глубине. Эти

вероятностные характеристики учитывают как вариации трендов, так и присущие им неопределённости, обеспечивая более надёжную интерпретацию сейсмических откликов.

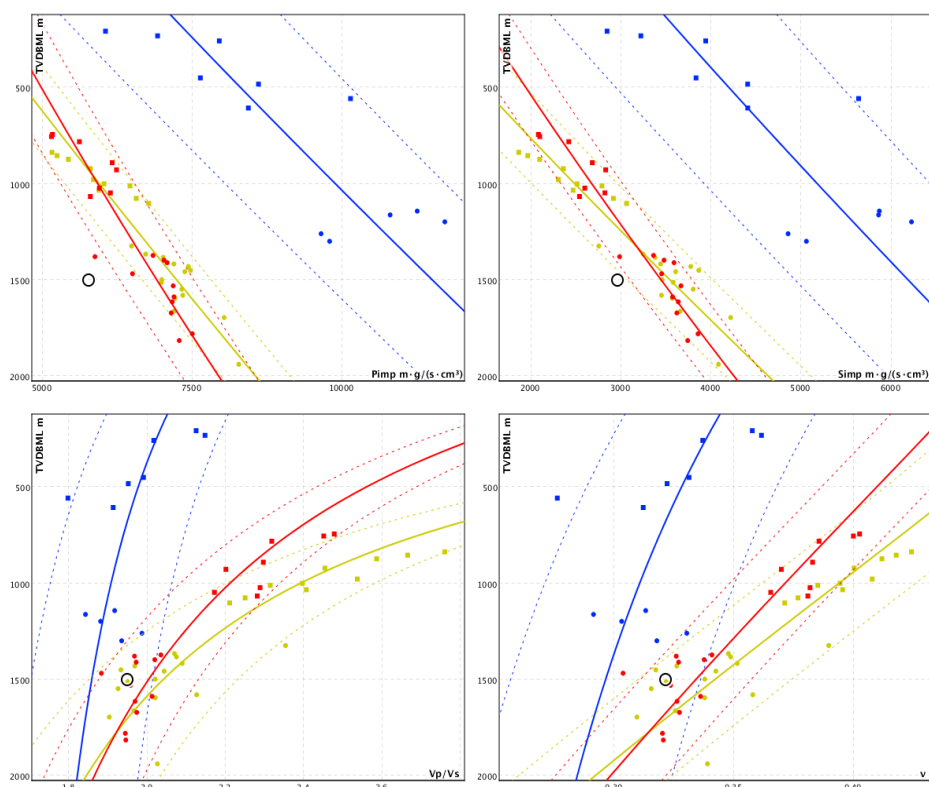


Рисунок 3.2 – Глубинные литологические тренды. Скважина ZT-1

Вероятностный подход к моделированию позволяет ответить на ряд ключевых вопросов, связанных с интерпретацией сейсмических данных и прогнозированием флюидонасыщенности. В частности, он помогает:

- Оценить, насколько информация об амплитудах (например, полученных в результате AVO-анализа) способствует различению литологических типов и определению насыщенности коллекторов;
- Определить, следует ли ожидать наличия AVO-эффекта или выраженного амплитудного отклика;
- Уточнить характер предполагаемого отклика — его тип и форму;
- Установить диапазон неопределённостей, сопровождающих предсказанный сейсмический отклик;
- Исходя из естественного разброса упругих свойств в пределах крайних литологических элементов, выяснить, возможна ли надёжная дифференциация между различными сочетаниями пород и флюидов;
- Оценить, как изменяются все вышеперечисленные параметры в зависимости от глубины, при условии вариаций как в литологии, так и в типе флюидов.

Построение глубинно-зависимых моделей с использованием граничных лито-флюидных элементов играет критически важную роль в количественной оценке диапазонов вариаций предсказуемых свойств. Это позволяет понять потенциальный спектр сейсмических откликов и соответствующих инверсий, которые могут наблюдаться в реальных данных. Дополнительно анализируются характеристики флюидов в рамках этих крайних литологических типов — такие данные необходимы для моделирования упругого отклика в условиях замещения флюидов по уравнениям Гассмана. При этом моделирование выполняется не на основе конкретных измеренных флюидов, а в виде сценарного анализа, учитывающего различные возможные типы насыщения (Рисунок 3.3-3.4).

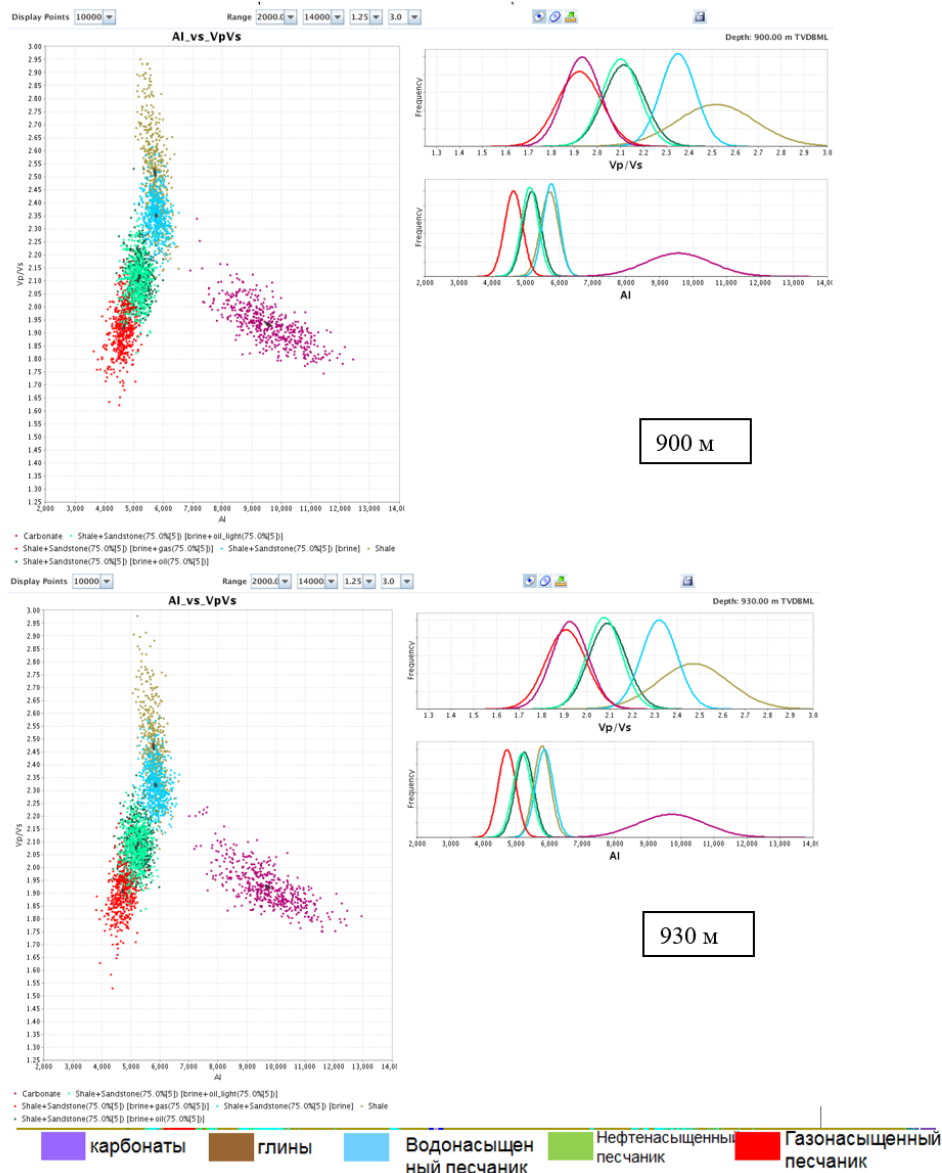


Рисунок 3.3 – Функции распределения вероятностей для мелового интервала

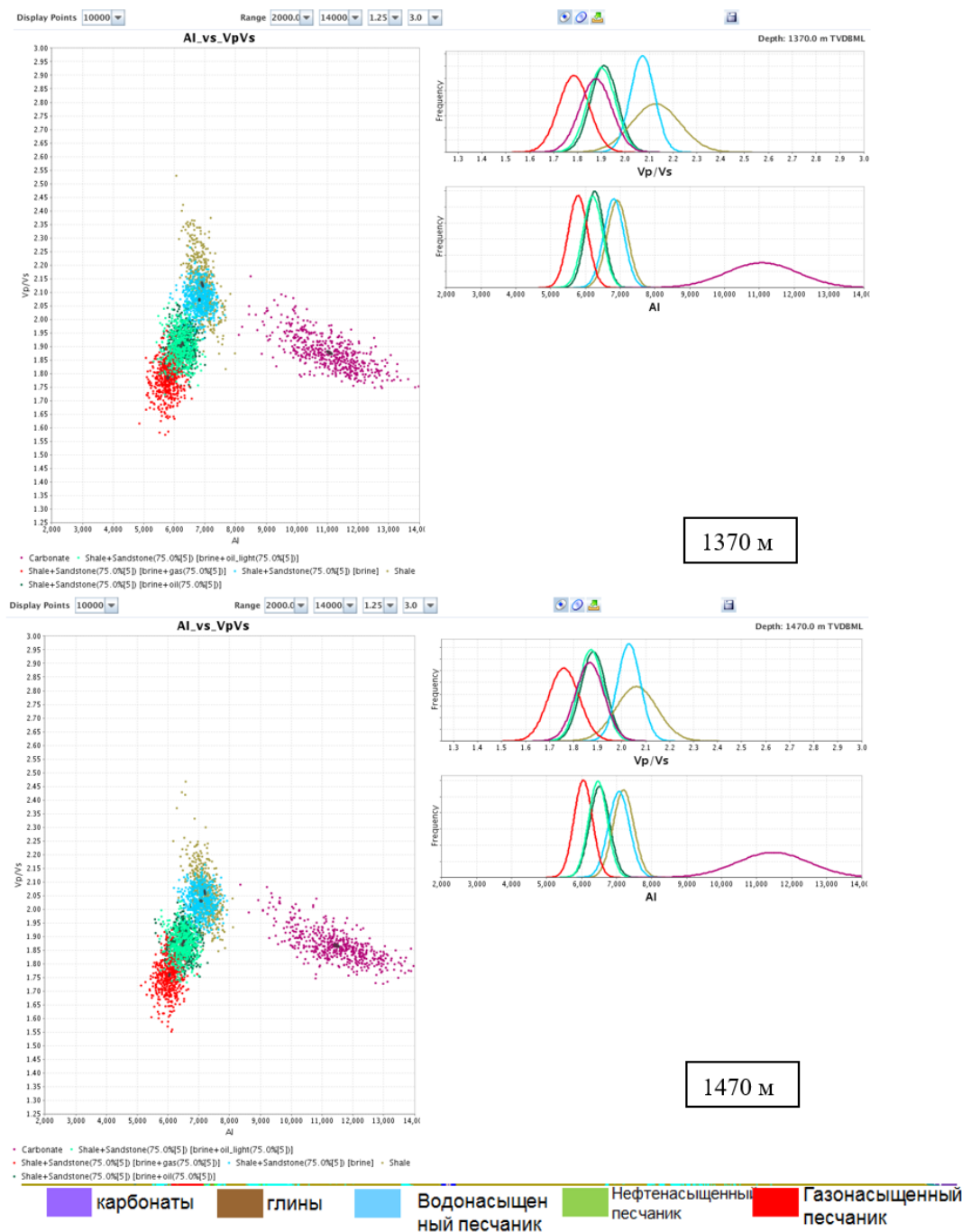


Рисунок 3.4 – Функции распределения вероятностей для юрского интервала

3.2. Синхронная инверсия до суммирования

Для выполнения сейсмической инверсии традиционно используются следующие исходные данные: мигрированные до суммирования сейсмические данные во временной области, амплитудные отклики по различным углам падения волн, а также предварительная геологическая модель, основанная на каротажных кривых скоростей и плотности. На выходе инверсии получается упругий отклик, количественно описывающий

поведение горной породы, проявляющееся в наблюдаемом AVO-эффекте (амплитудно-угловая зависимость отражений) исходной сейсмики.

Следует уточнить, что в современных методах инверсии предпочтение отдаётся анализу угла падения, а не офсета. Поэтому корректнее использовать термин AVA (Amplitude Versus Angle) вместо традиционного AVO. Существует множество разновидностей сейсмической инверсии — от процедур до и после суммирования до методов, основанных на моделях, стратиграфии, импульсных функциях (детерминированные подходы), а также стохастических и байесовских алгоритмов (недетерминированные).

В рамках данной работы был использован метод инверсии CSSI (Constrained Pre-Stack Simultaneous Sparse Spike Inversion). Этот алгоритм основан на предпосылке, что отражательная способность среды может быть представлена серией ярко выраженных отражателей (спайков), на фоне менее выраженных. То есть, модель предполагает, что только значительные отражения несут полезную информацию, и применяет распределение Пуассона–Гаусса для выделения этих ключевых событий.

Sparse-spike инверсия стремится построить максимально простую отражательную модель среды — с минимальным числом границ (или акустических контрастов), формирующих серию импульсных отражений. Эти отражения затем сворачиваются с импульсной функцией источника, чтобы получить синтетическую сейсмограмму, приближённую к реальным данным. Построение модели коэффициентов отражения ведётся по принципу «один импульс за один проход».

Однако большинство сейсмических данных имеют ограниченную частотную полосу, особенно в низкочастотной области (см. Рис. 3.5). Это ограничение приводит к тому, что инверсия не может надёжно восстановить низкочастотную составляющую импеданса. Поэтому в процессе используется низкочастотный тренд, импортируемый из начальной модели — как правило, на основе сглаженных и интерполированных каротажных данных в сочетании с сейсмическими скоростями.

Отсутствие низких частот — один из ключевых вызовов при выполнении инверсии. Для компенсации этой нехватки создаётся низкочастотная модель, позволяющая улучшить восстановление акустического импеданса и повысить точность конечного результата инверсии.

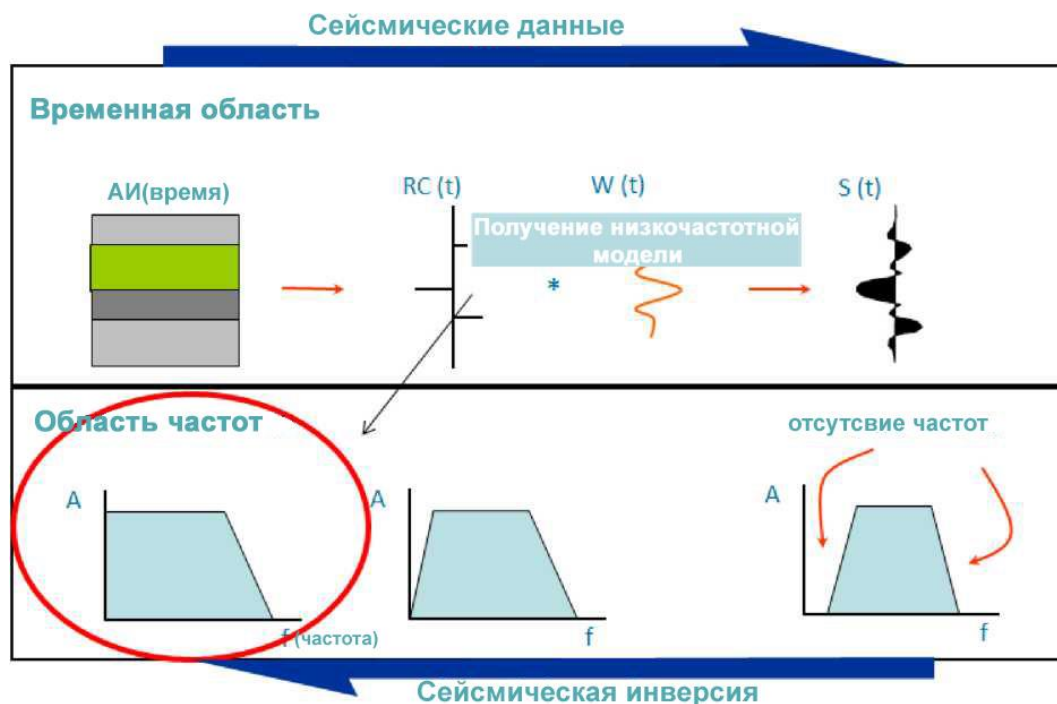


Рисунок 3.5 – Демонстрация ограниченной полосы частот в сейсмических данных

Прежде всего, необходимо подчеркнуть, что корректное определение импульса источника — один из ключевых факторов, определяющих точность сейсмической инверсии. Без его надёжного восстановления любая последующая интерпретация оказывается под вопросом.

Вторым критически важным элементом является построение низкочастотной (или фоновой) модели среды. Такая модель должна адекватно отражать трёхмерное распределение акустического импеданса в геологическом разрезе, охватывая частотный диапазон от 0 Гц до нижней границы полезного спектра сейсмических данных — как правило, это 8–10 Гц в случае стандартных съёмок. Комбинирование этой низкочастотной модели с результатами инверсии высокочастотных компонент сейсмики позволяет получить итоговую модель импеданса, охватывающую максимально широкий диапазон частот и обеспечивающую более точную геологическую интерпретацию.

Что касается синхронной инверсии, в этом подходе применяется трёхчленная аппроксимация AVO-анализа, приближающаяся к точному уравнению Цоприца, описывающему зависимость амплитуды от угла падения волны. В ряде случаев может использоваться также упрощённое аналитическое выражение, известное как приближение Аки и Ричардса (1980), которое обеспечивает хорошую балансировку между точностью и вычислительной эффективностью при учёте угловой зависимости отражённых волн:

$$R(\theta) = a \frac{\Delta V_p}{V_p} + b \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (3.1)$$

где $R(\theta)$ – коэффициент отражения для угла падения

V_p – скорость продольных волн.

V_s – скорость поперечных волн

ρ – плотность

a, b, c – коэффициенты, зависящие от угла падения и свойств сред.

В качестве исходных данных для выполнения инверсии используются несколько сейсмических угловых стеков, обычно не менее 4–5. Применяемый алгоритм инверсии рассчитан на проведение порядка 2000 итераций по каждой сейсмической трассе, что необходимо для достижения высокой степени совпадения между синтетическим и наблюдаемым сигналом.

Процесс инверсии направлен на нахождение оптимального решения в рамках двух ключевых ограничений:

1. Совпадение сейсмического отклика, обеспечивающее соответствие синтетических и реальных трасс.
2. Разрежённость решения, то есть стремление к минимальному числу значимых коэффициентов отражения (sparse spike), что позволяет выделить только наиболее выраженные границы импеданса.

Следует отметить, что алгоритм использует конволюционную модель, которая предполагает распространение плоских волн через слоистую среду с горизонтальной однородностью. При этом такие факторы, как геометрическое расхождение волн, неоднородное поглощение, дисперсия, потери энергии при прохождении, преобразование типов волн и кратные отражения не учитываются. Поэтому на этапе подготовки данных важно отдельно учитывать и корректировать эти эффекты.

Синхронная инверсия обладает важным преимуществом — она позволяет рассчитывать упругие параметры в каждой точке трассы, включая:

- продольный (P-wave) импеданс,
- поперечный (S-wave) импеданс,
- плотность горной породы.

На основе этих параметров могут быть получены и другие производные характеристики, такие как:

- отношение скоростей V_p/V_s ,
- коэффициент Пуассона,
- параметры Ламе и другие петрофизические свойства, значимые для интерпретации.

Типовая последовательность синхронной инверсии (как относительной, так и абсолютной) на основе sparse spike-моделирования по данным до суммирования включает следующие этапы:

- Определение импульса источника;

- Формирование низкочастотной (ф фоновой) модели;
- Геостатистическое глубинное преобразование;
- Контроль качества инверсии и финальное построение объемов;
- Вероятностная интерпретация, основанная на моделях глубинных зависимостей упругих свойств пород.

Что касается импульса, важным этапом является приведение сигнала к нуль-фазовому виду. Для этого производится расчёт фазового поворота и временного сдвига. Минимально-фазовый сигнал, полученный после десигнатурной коррекции, преобразуется в нуль-фазовый аналог с использованием фильтра Винера. Поворот фазы и временной сдвиг вычисляются путём аппроксимации фазового спектра фильтра Винера линейной функцией в пределах основного частотного диапазона сигнала.

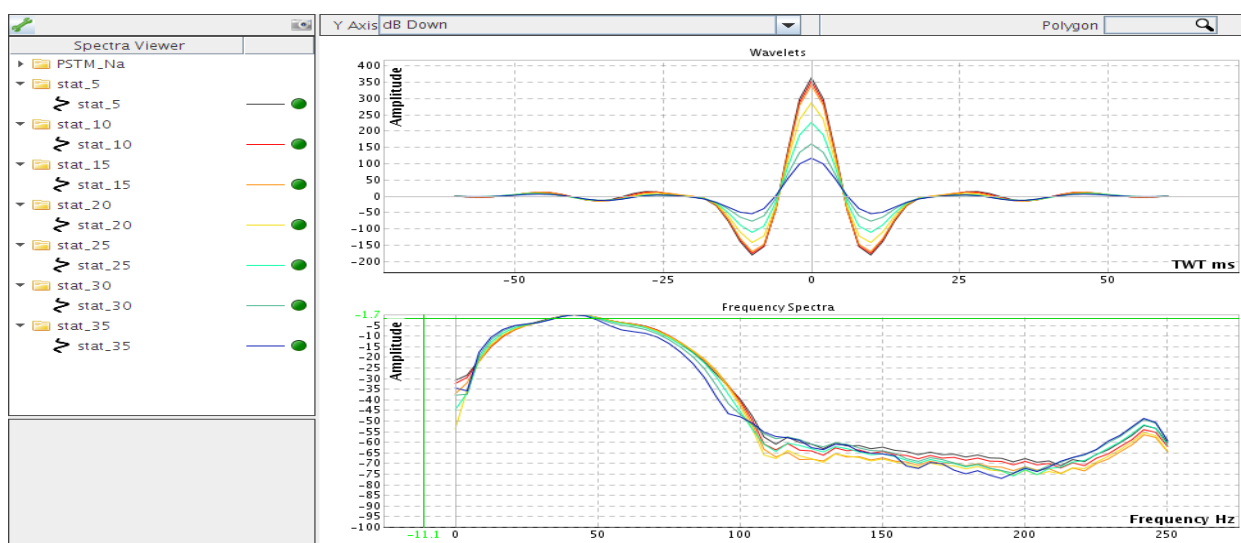


Рисунок 3.6 – Поле переменных от угла импульсов

На начальном этапе для мелового и юрского интервалов оценивались отдельные импульсы. При сопоставлении формы импульсов было принято решение об использовании единого импульса. Рисунок 3.7 подтверждает, что единый для мела и юры импульс не вызывает сомнения в использовании.

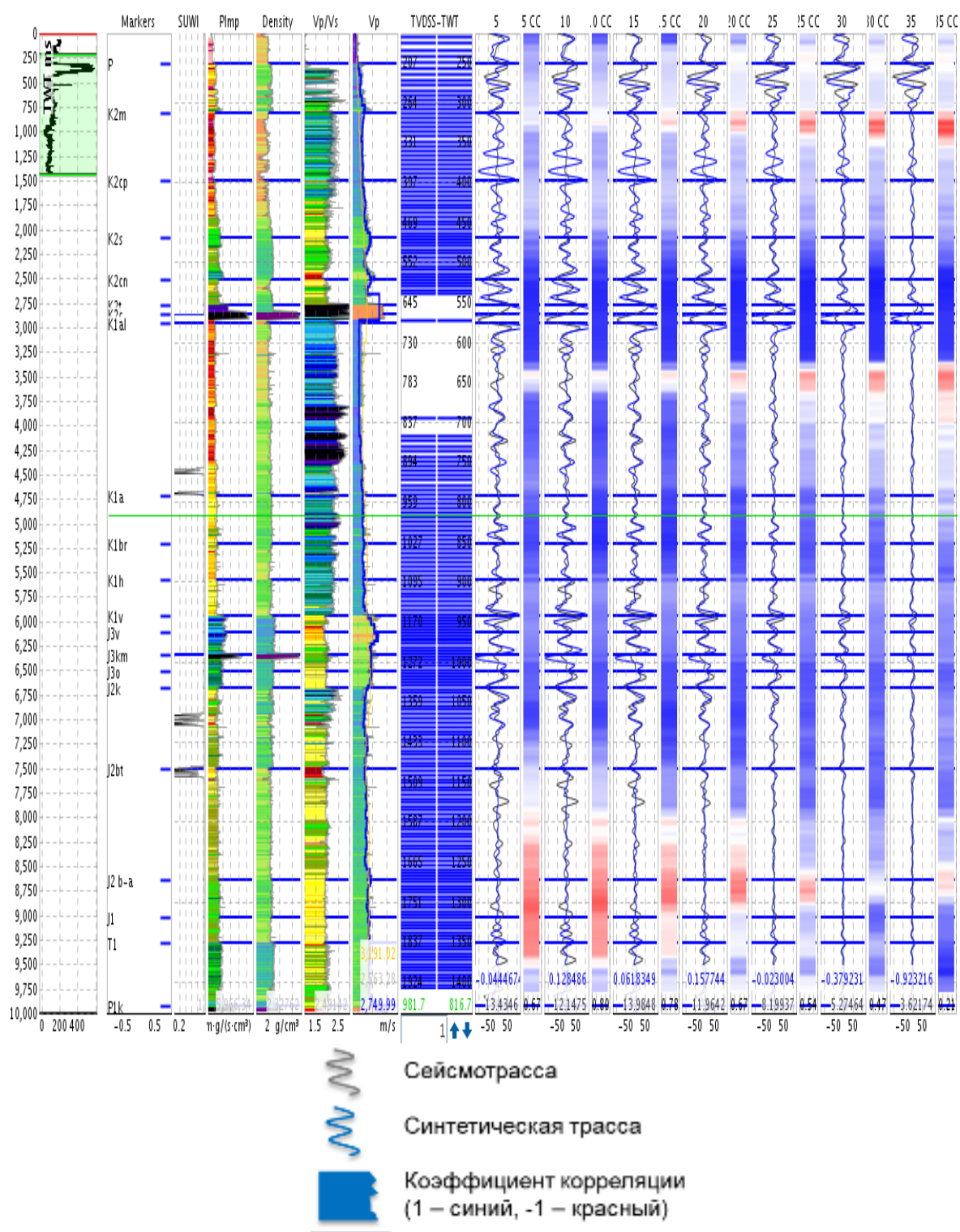


Рисунок 3.7 – Увязка угловых сумм со скважиной ZT-1

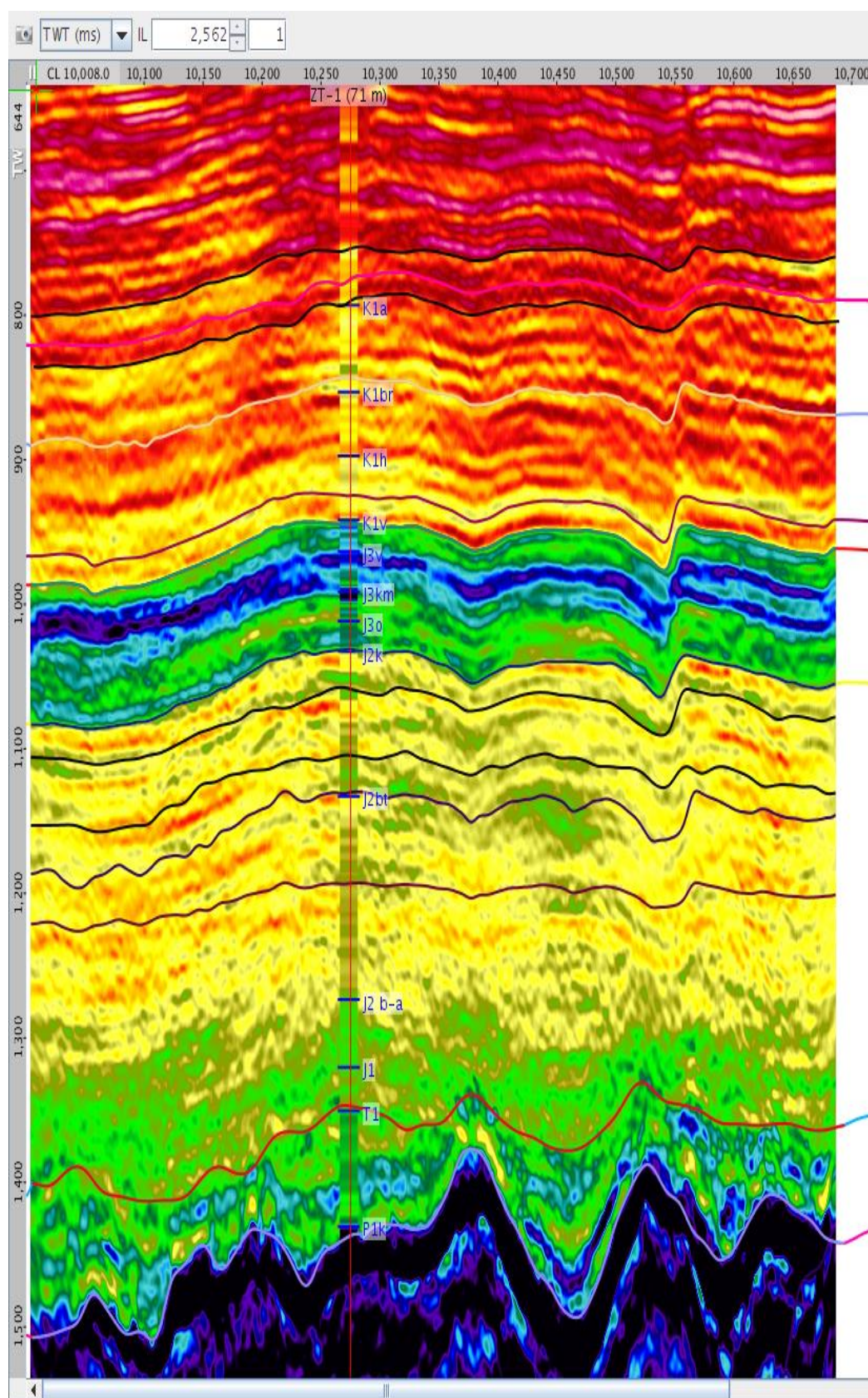


Рисунок 3.8 – Результат инверсии в продольный импеданс. Цветовая шкала в скважине соответствует каротажу продольного импеданса

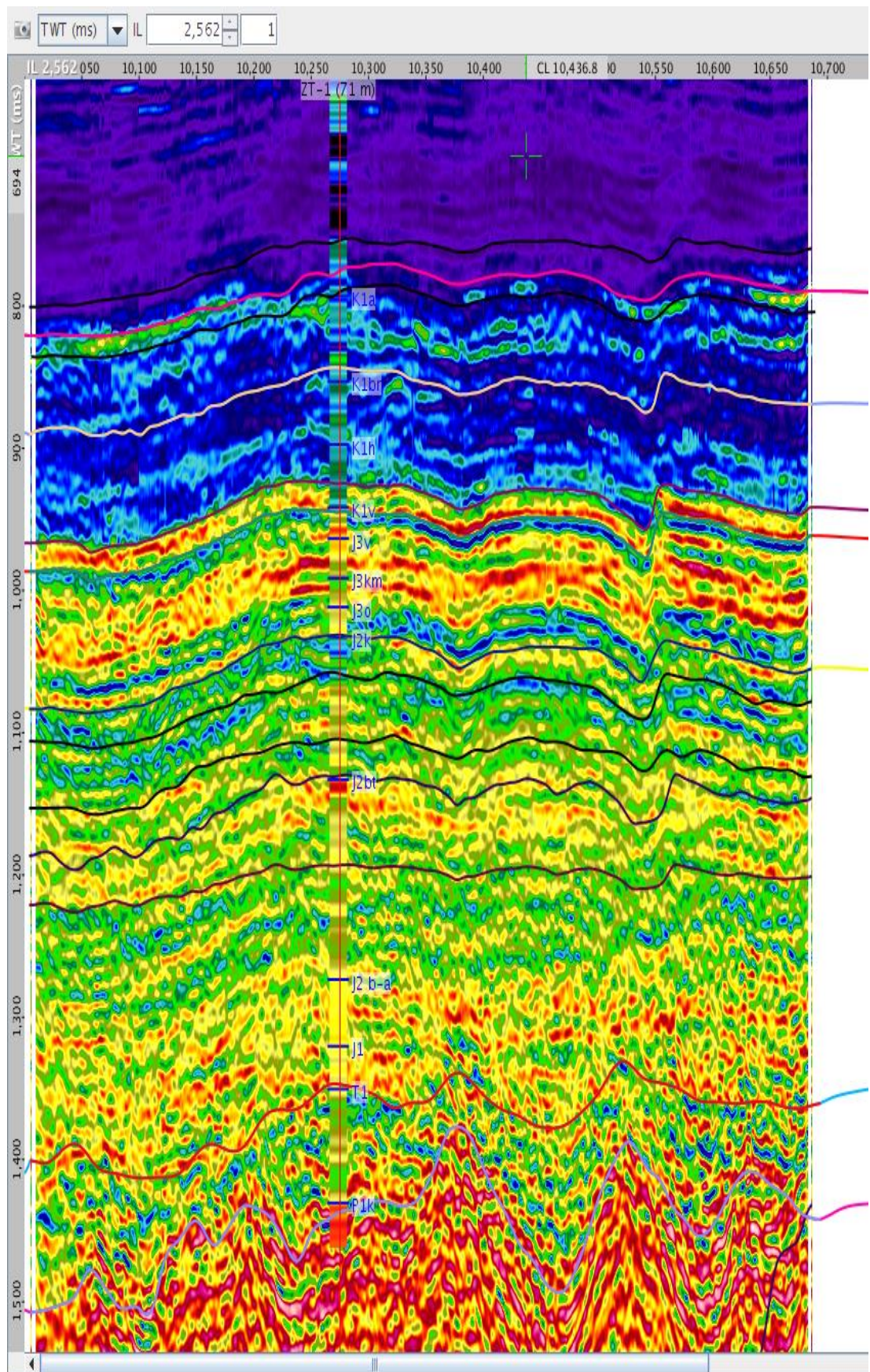


Рисунок 3.9 – Результат инверсии в отношении V_p/V_s . Цветовая шкала в скважине соответствует отношению V_p/V_s по каротажным данным

3.3. Принципы вероятностной интерпретации результатов инверсии

Результаты синхронной инверсии могут 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 V_p/V_s в сравнении с акустическим импедансом коррелируются с инвертированным Р-импедансом, S-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. 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 схему вероятностной интерпретации для выполнения количественных прогнозов на основании инвертированных сейсмических данных и зависимых от глубины статистических моделей физических свойств пород в целевой области. В ходе процедуры генерируются массивы данных вероятной литологии и флюидосодержания. Вся доступная информация комбинируется с применением знаний о геологии для создания исходной модели. Стохастически смоделированное множество вариантов (например, акустический импеданс по сравнению с V_p/V_s) функции плотности вероятностей (PDFs) которые ответственны за неопределенность в целевых комбинациях литологии и флюидосодержания рассчитываются на каждой отметке глубины в интересующем интервале. Полученные данные затем количественно сравниваются с эквивалентными инвертированными данными для выработки прогнозов. Затем генерируются отдельные массивы данных вероятной литологии и флюидосодержания. Массив данных с наиболее

высокой вероятностью (или информация о литологии / классе флюидов) также может рассчитываться, как и куб вероятности «неизвестной литологии», которые отображают результаты инверсии, не согласующиеся с моделью физических свойств пород.

Полученные данные после синхронной инверсии были проверены на соответствие упругим параметрам замеренных в скважинах. Так, на разрезах продольного импеданса и Vp/Vs были выделены интервалы М-1 и Ю-3 и сопоставлены с моделью упругих свойств на тех же глубинах. Аномальные значения упругих свойств в интервале М-1 попали в нефтяное облако модели упругих свойств, а упругие свойства в интервале Ю-3 попали в область пересечения газовой и нефтяной областей.

По выше описанному принципу вероятностной интерпретации были проанализированы кубы продольного импеданса и Vp/Vs , но следует напомнить, что классификация работает, когда классы перекрываются не более чем на одно значение стандартного отклонения. В данном случае следует вспомнить, что по результатам анализа упругих свойств по скважинным данным, перекрытие классов в меловом интервале значительно больше, чем стандартное отклонение и подобная классификация может приводить к дезинформации.

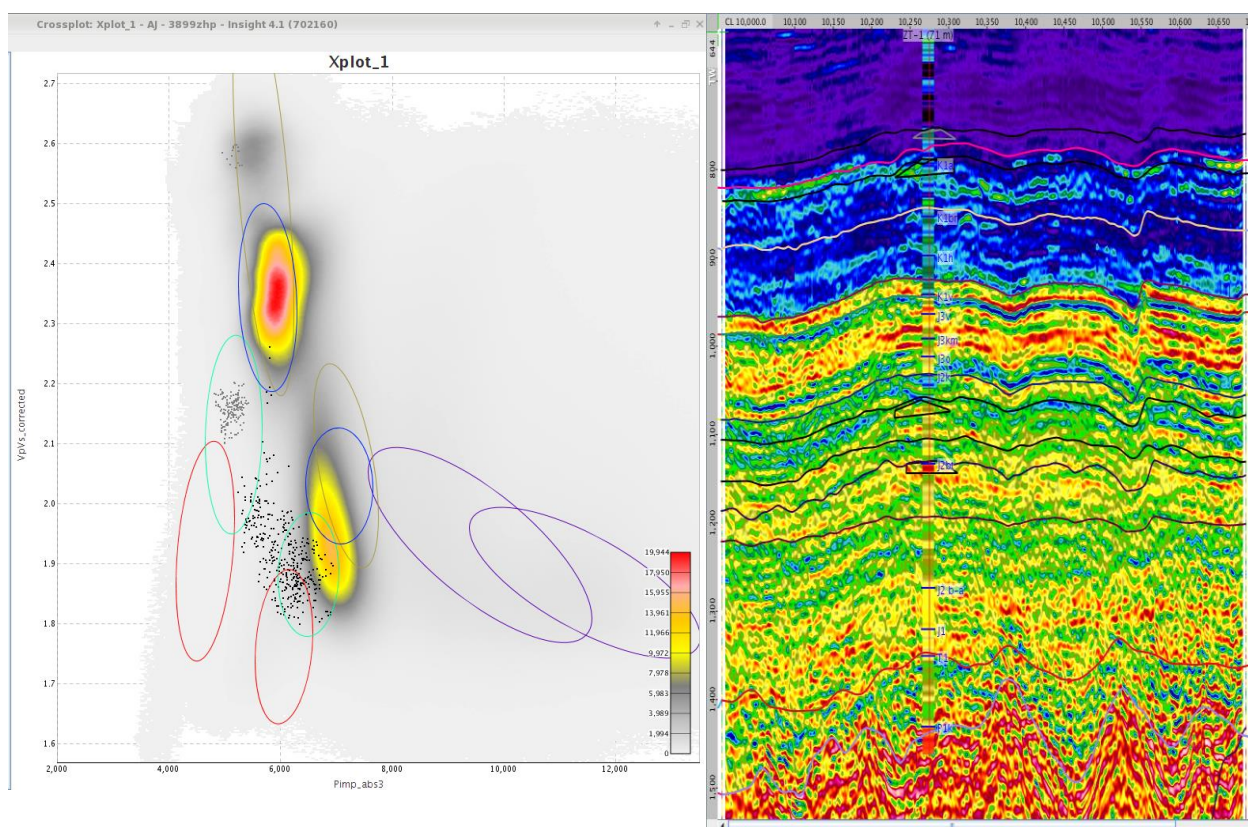


Рисунок 3.10 – Сопоставление результатов инверсии с значениями по скважинным данным

ВЫВОДЫ:

Представленный технологический подход может быть направлен на интерпретацию отложений мезокайнозоя, как наиболее доступных для бурения. Палеозойские отложения тоже доступны для бурения, но экономическая целесообразность основывается на размерах залежи, а не на гетерогенности разреза.

Инструментом анализа литологии по сейсмическим данным, представленным в данной работе, является инверсия до суммирования (в области AVO), основанная на контрасте упругих свойств между коллектором и неколлектором, в нашем случае между песчаниками и глинами. По фактическим скважинным данным отметим, что наиболее перспективные в мезозойской части меловые и юрские интервалы характеризуются не всегда контрастными упругими свойствами.

Анализ графиков указывает или на повышенный импеданс меловых песчаников в сравнении с импедансом глин, или на близкие диапазоны их значений. Юрская часть тоже имеет сильное перекрытие по импедансу. Такая ситуация наблюдается при глинизации песчаников или же при влиянии их цемента. Условия слабого контраста между коллекторами и вмещающими породами встречаются практически повсеместно на обширных территориях и бассейнах Казахстана и являются усложняющим фактором при оценке литологии по сейсмическим данным.

4 Результаты геофизических работ

В результате сейсмической интерпретации на участке исследований выполнены структурные построения по целевым горизонтам в отложениях кайнозоя, мезозоя. Построены карты изохрон, структурные карты. По результатам выполненных работ на площади исследований на основе анализа структурной интерпретации уточнено геологическое строение участка работ. Кроме того, выполнен динамический анализ сейсморазведки МОГТ 3Д.

По подошве юрских отложений (отражающий горизонт V) структура Жетысу - сводового типа, не осложненная тектоническими нарушениями, изометричной формы, выражена несколькими сводами, в пределах одного из которых, пробурена скважина ZT-1, давшая притоки углеводородов из отложений средней юры и нижнего мела. Площадь по изогипсе -1850 м составляет 13.8 км², при амплитуде 20 м.

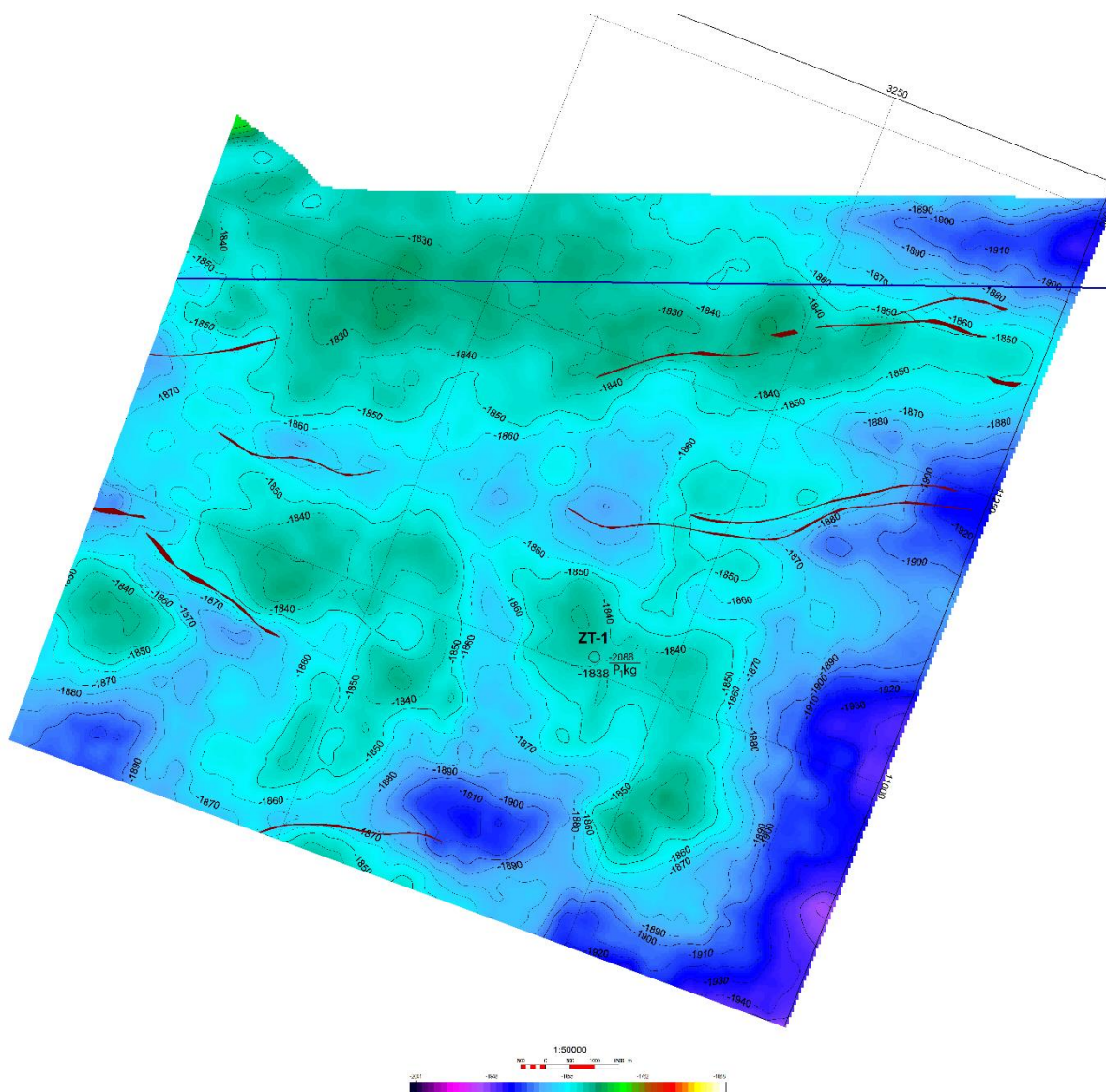


Рисунок 4.1 – Структурная карта по отражающему горизонту V

Западнее от данной структуры фиксируется другое поднятие по изогипсе -1850 м. Структура так же характеризуется несколькими сводами.

Севернее от структуры ZT-1 выделяется другая, вытянутая в широтном направлении, структура, которая так же характеризуется наличием нескольких сводов.

По кровле среднеюрских отложений западная структура объединяется со структурой ZT-1. Северная структура разделяется на 2 структуры, разделенных серией нарушений.

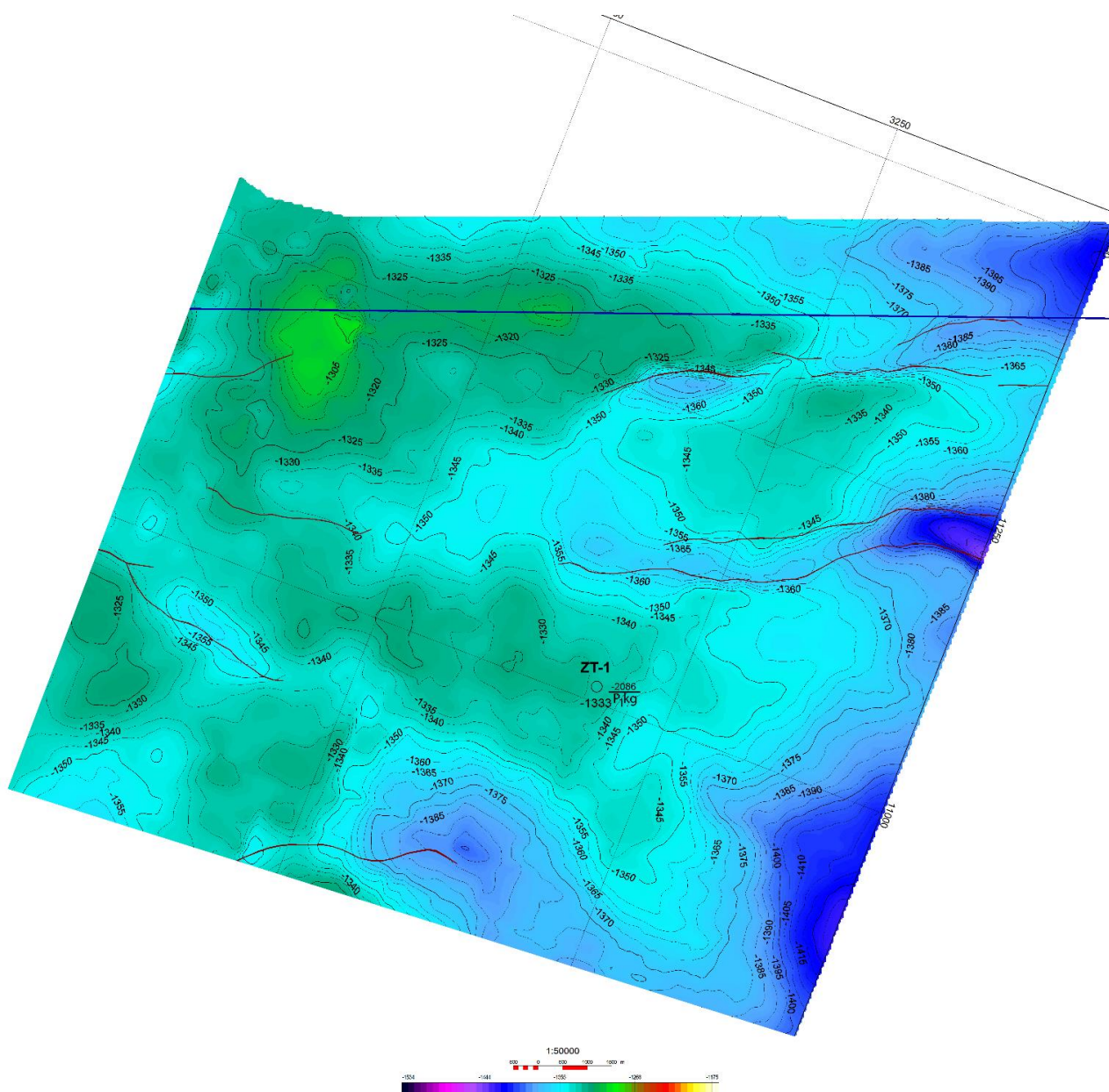


Рисунок 4.2 – Структурная карта по отражающему горизонту IIIa

Аналогичная картина закрепляется и по подошве меловых отложений. Структура ZT-1 локализуется на уровне подошвы меловых отложений по изогипсе -1165 м.

На севере-западе присутствует структура, которая имеет замыкание по изолинии -1150 со сводом на уровне -1135м.

Другая структура, которая локализуется северо-восточнее от ZT-1 имеет замыкание по изолинии -1170. Данная структура имеет наиболее погребенный свод в сравнении с другими описанными структурами.

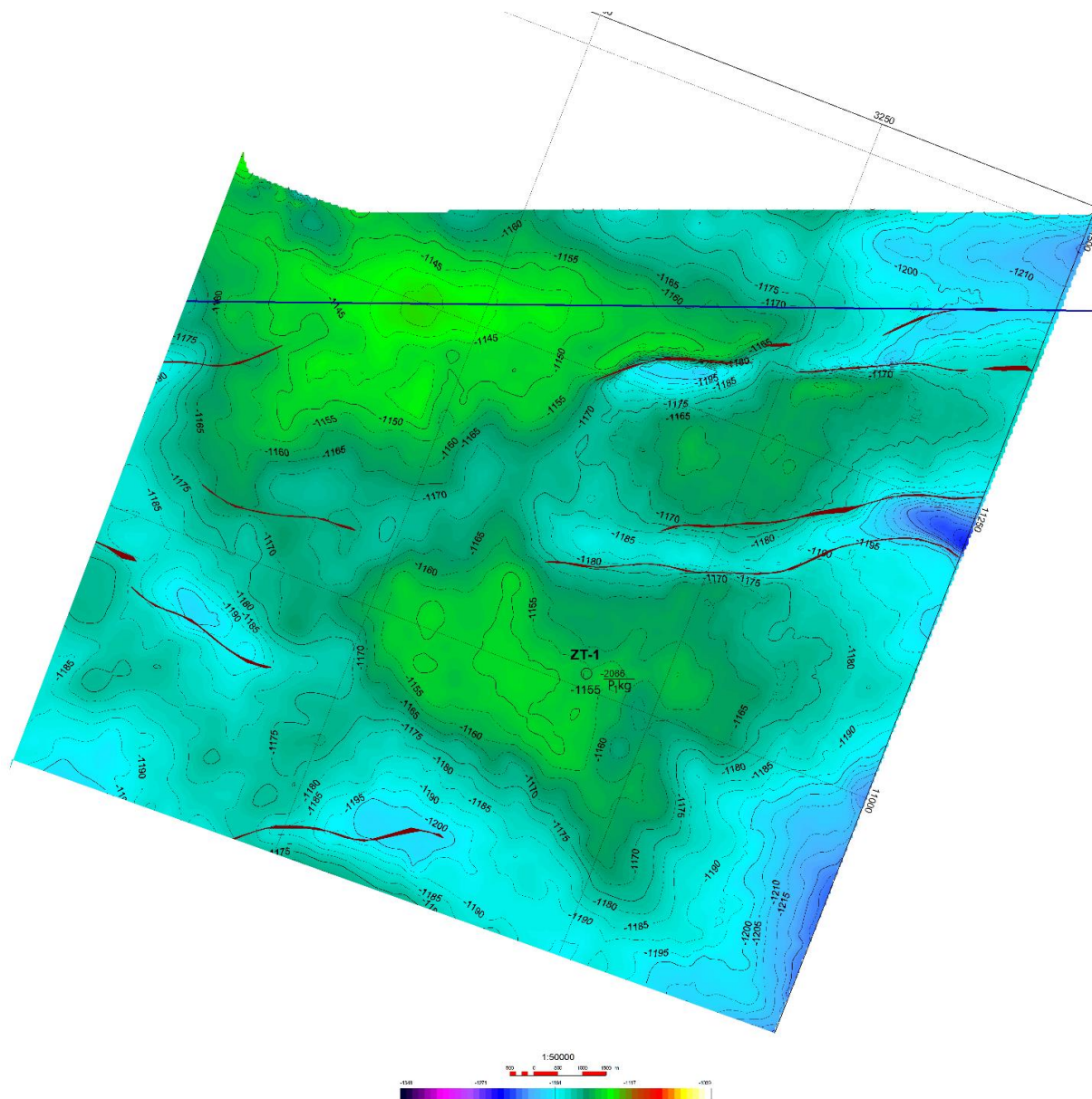


Рисунок 4.3 – Структурная карта по отражающему горизонту III

В подобных структурных условиях требуется 2 поисковые скважины для финальной оценки выявленных новых структур.

Результаты инверсии показывают сильную гетерогенность разреза. Так на уровне меловых продуктивных горизонтов распределение упругих свойств может указывать на риски бурения только по структурному фактору.

Несмотря на более пониженный свод у северо-восточной структуры, в данной области выделяется локальная аномалия наибольшей интенсивности.

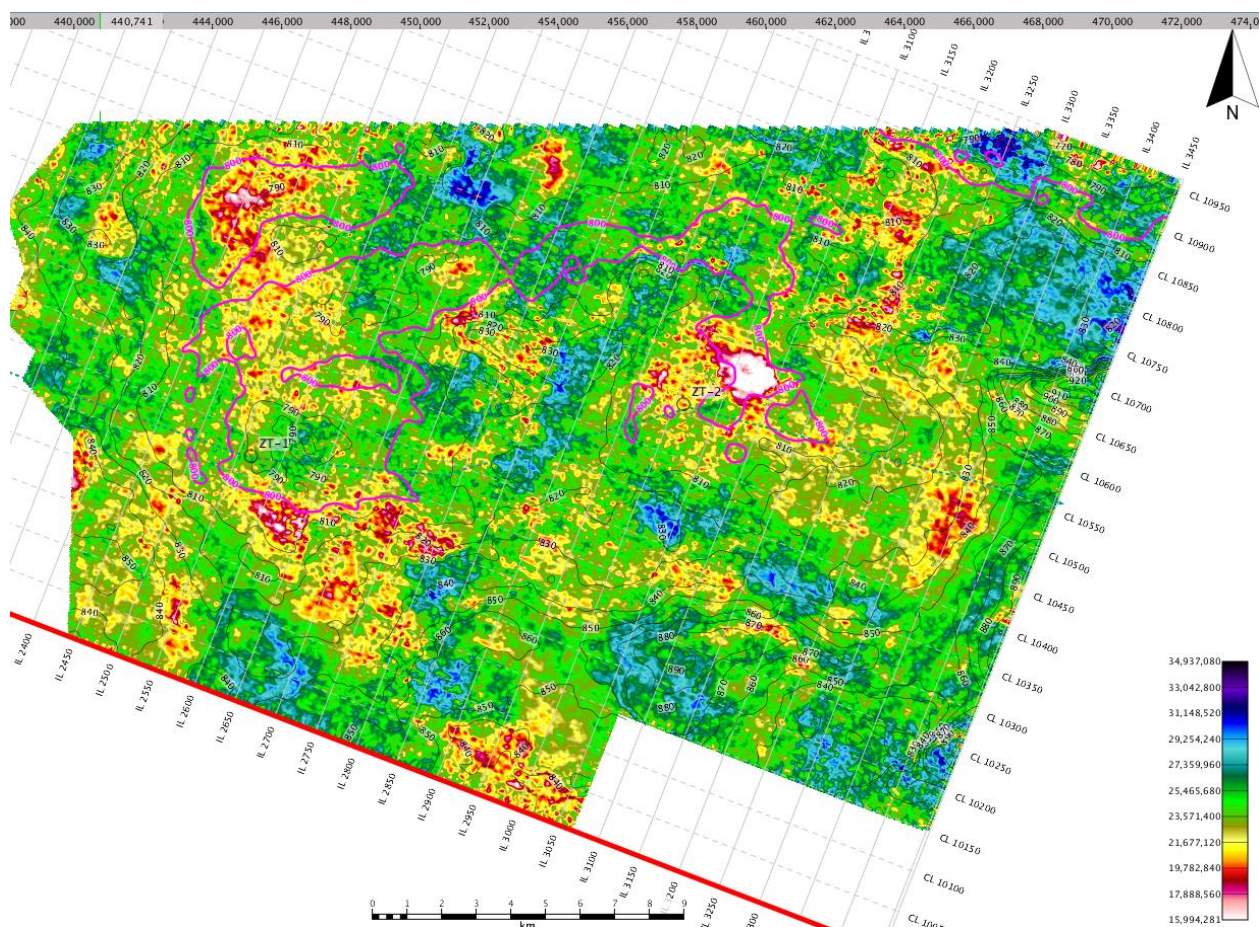


Рисунок 4.4 – Схема распределения упругих свойств (λ - ρ) на уровне продуктивного горизонта мела

Срезы результатов инверсии в юрском интервале указывают на то, что восточная область может обладать лучшими коллекторскими свойствами.

Таким образом, тяжело принять решение о выборе объекта по результатам структурного анализа и анализа результатов инверсии.

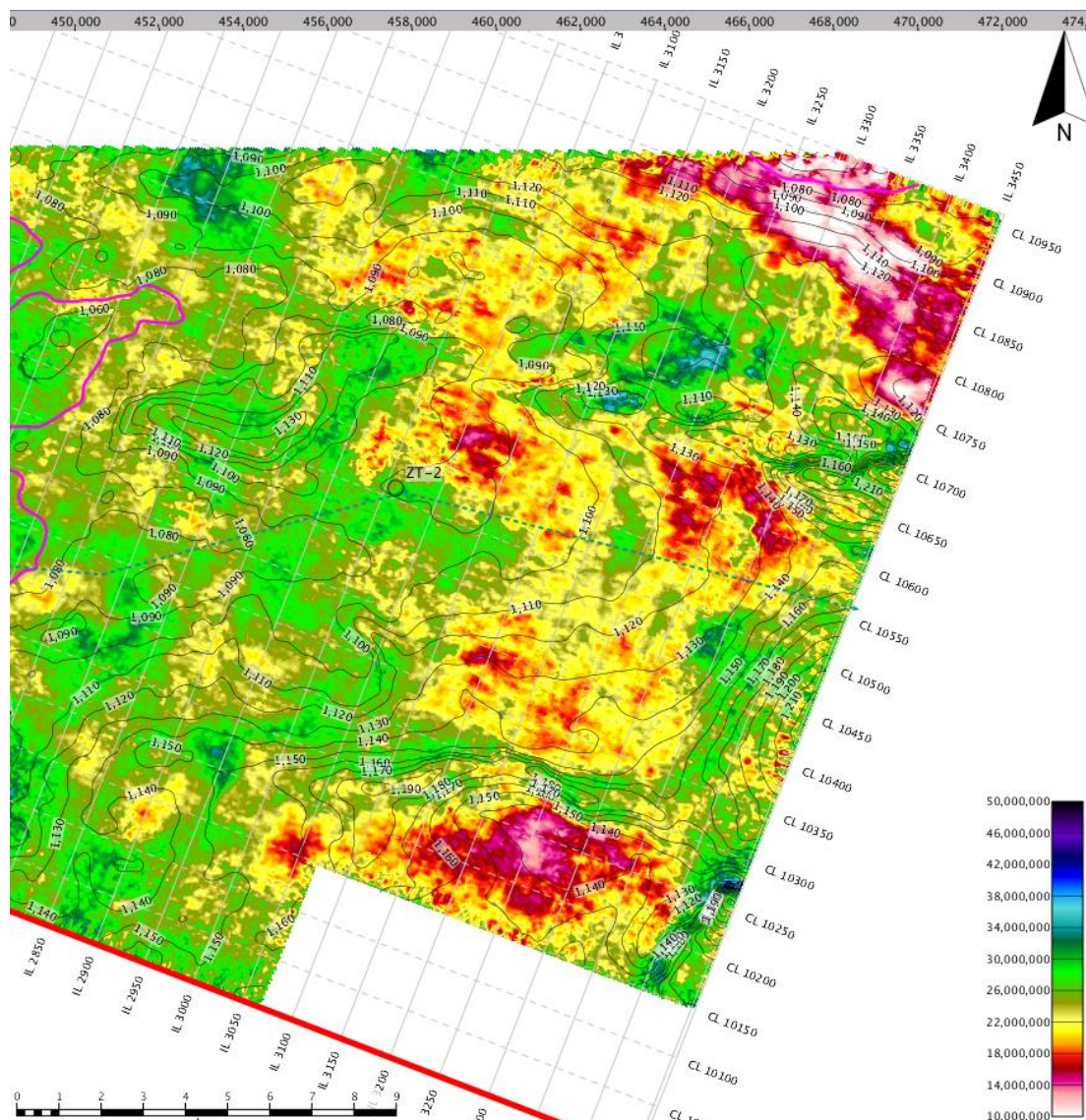


Рисунок 4.5 – Схема распределения упругих свойств ($\lambda\rho$) на уровне продуктивного горизонта в средней юре

Для реализации вероятностного подхода в интерпретации результатов инверсии сейсмических данных были построены функции распределения вероятностей для каждого литотипа на основе скважинных литологических трендов (Рисунок 4.6-4.7). Эти функции зависят от трех основных параметров: глубины, продольного импеданса и отношения скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s).

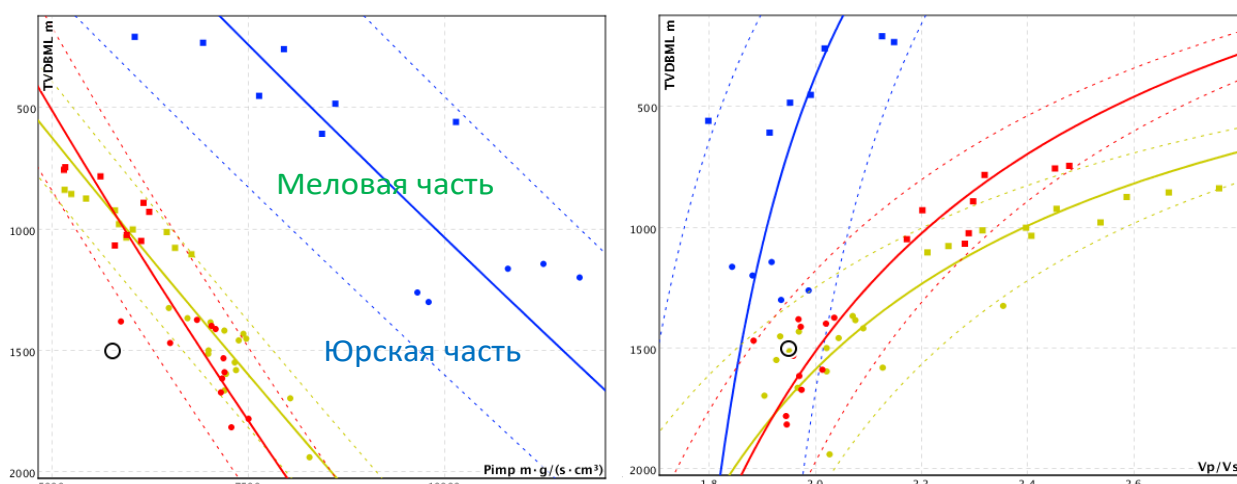


Рисунок 4.6 – Статистика распределения упругих свойств в мезозойской части разреза по скважине ZT-1

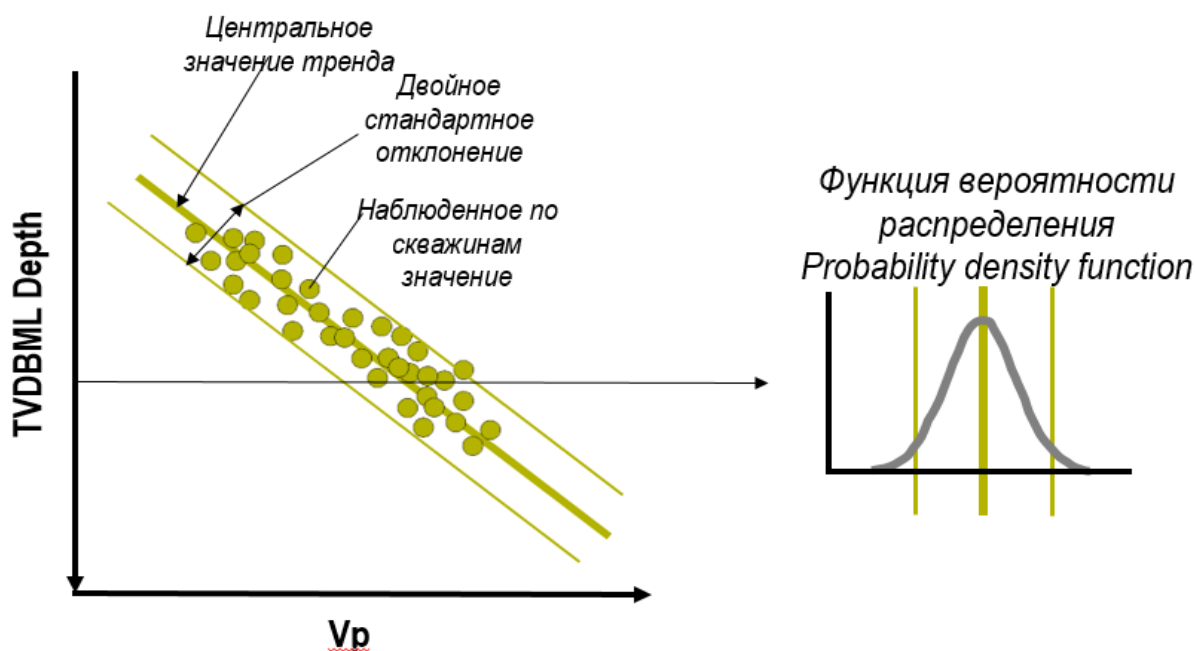


Рисунок 4.7 – Статистика распределения упругих свойств в мезозойской части разреза по скважине ZT-1

Глубина определяет положение тренда, центральное значение тренда характеризует основной диапазон значений, а двойное стандартное отклонение отражает разброс значений вокруг центрального тренда. Этот подход позволяет учесть вариации упругих свойств коллекторов и вмещающих пород в зависимости от глубины, что особенно важно для интерпретации сложных геологических структур [2].

После построения функций распределения вероятностей значения, полученные в результате инверсии сейсмических данных, сравниваются с

вероятностными распределениями для соответствующей глубины [3]. Например, на рисунке 4.8 показан процесс классификации одного значения инверсии для глубины 900 метров. Расстояние от фактического значения инверсии до центра каждого класса на функции распределения определяет вероятность того, что это значение относится к конкретному литотипу. В данном примере значение инверсии оказалось ближе всего к водонасыщенному песчаннику, что даёт ему наибольшую вероятность (55%), затем следуют глины (40%), а оставшиеся 5% распределяются между другими литотипами.

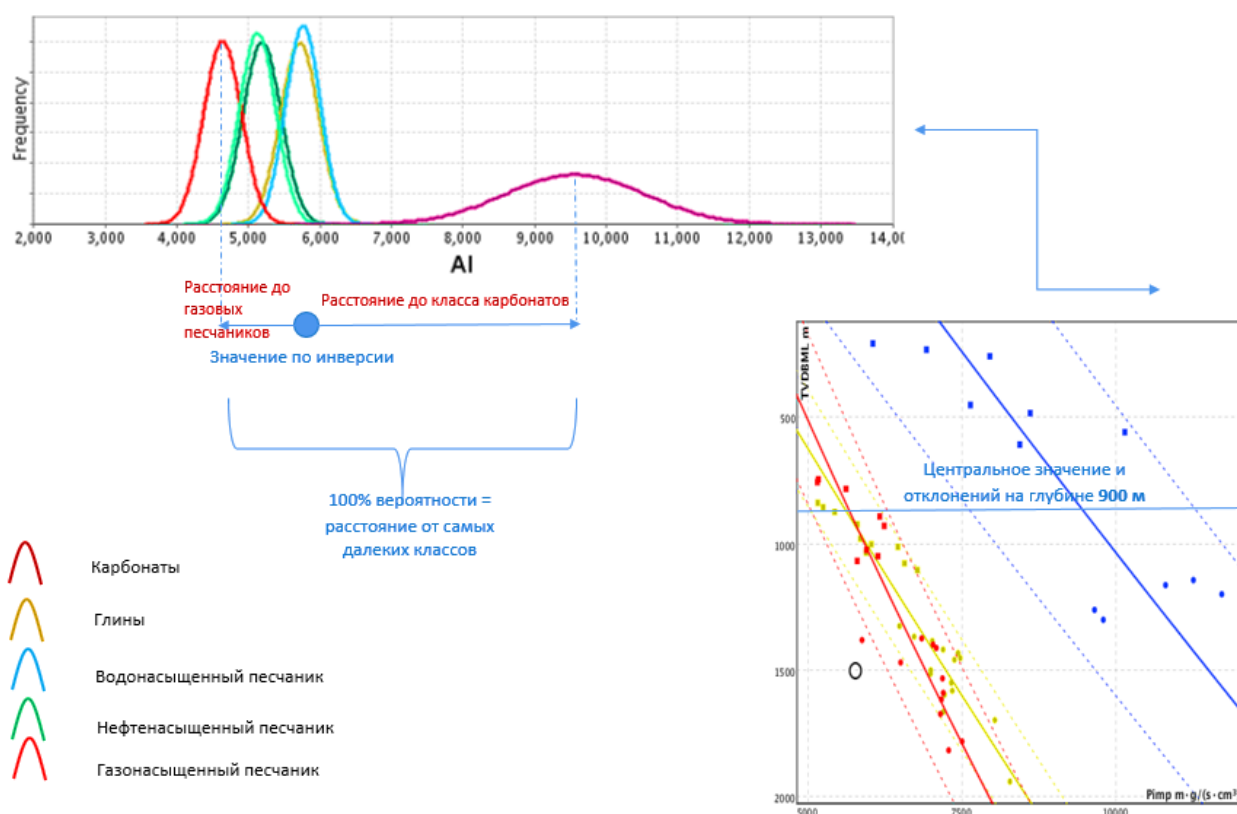


Рисунок 4.8 – Классификация единичного значения инверсии

Помимо импеданса, важную роль играет отношение V_p/V_s , а также глубина, которая учитывается при построении распределений вероятностей. Таким образом, трехмерный массив результатов инверсии, включающий кубы продольного импеданса и отношения V_p/V_s , преобразуется в вероятностные значения классов литотипов.

Такой подход позволяет не только классифицировать типы пород с учетом неопределенности, но и более точно интерпретировать сейсмические данные, особенно в условиях слабого контраста упругих свойств. Использование вероятностного подхода при интерпретации результатов инверсии помогает повысить качество прогнозов и уменьшить риски при бурении разведочных скважин.

Сейсмический разрез, показанный на рисунке 4.9, отражает преимущественно структурные особенности исследуемого региона. На разрезе выделяются две структуры, одна из которых была изучена бурением (ZT-1). В текущем исследовании анализируется возможность использования данных по этой скважине для экстраполяции на соседнюю структуру или смежный участок. Целью является оценка вероятности наличия коллекторов, а в идеальном случае — определение флюидонасыщения.

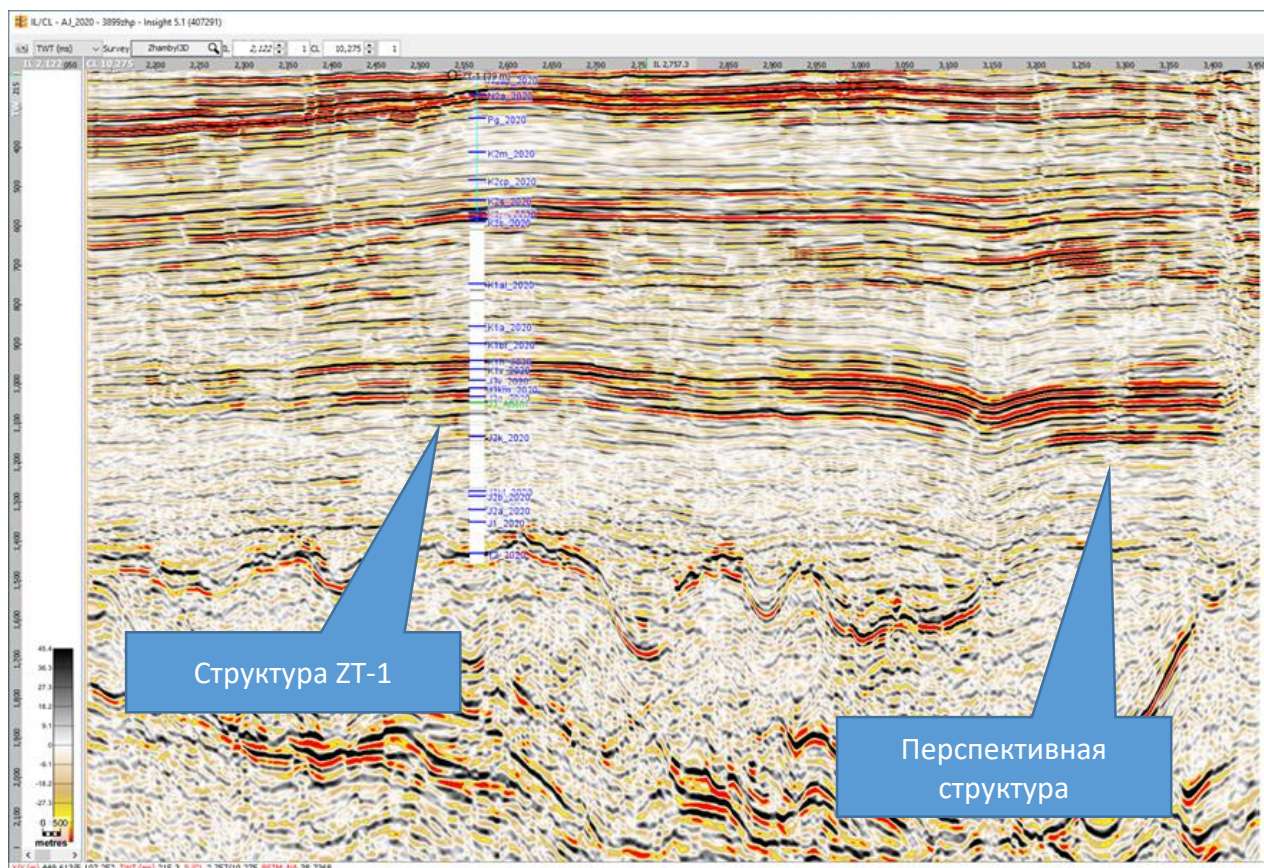


Рисунок 4.9 – Сейсмический разрез через скважину ZT-1 и выявленную дополнительную структуру

Результаты сейсмической инверсии, как правило, не позволяют получить однозначный ответ, однако использование вероятностной классификации продуктов инверсии открывает возможность оценки вероятности присутствия различных литотипов и их насыщенности. По данным сейсмического разреза, в дополнение к уже изученной бурением структуре, подтверждается наличие второй структуры. Анализ упругих свойств пород, проведенный на основе данных доступной скважины, выявил вероятностные зависимости между литологическими характеристиками, флюидонасыщением и результатами инверсии.

Выводы, полученные для новой структуры, свидетельствуют о том, что, помимо положительного структурного фактора, она характеризуется благоприятными упругими свойствами, что указывает на вероятность

наличия коллектора. Более того, вероятностная интерпретация демонстрирует потенциальное углеводородное насыщение в виде нефти и газа (рисунок 4.11).

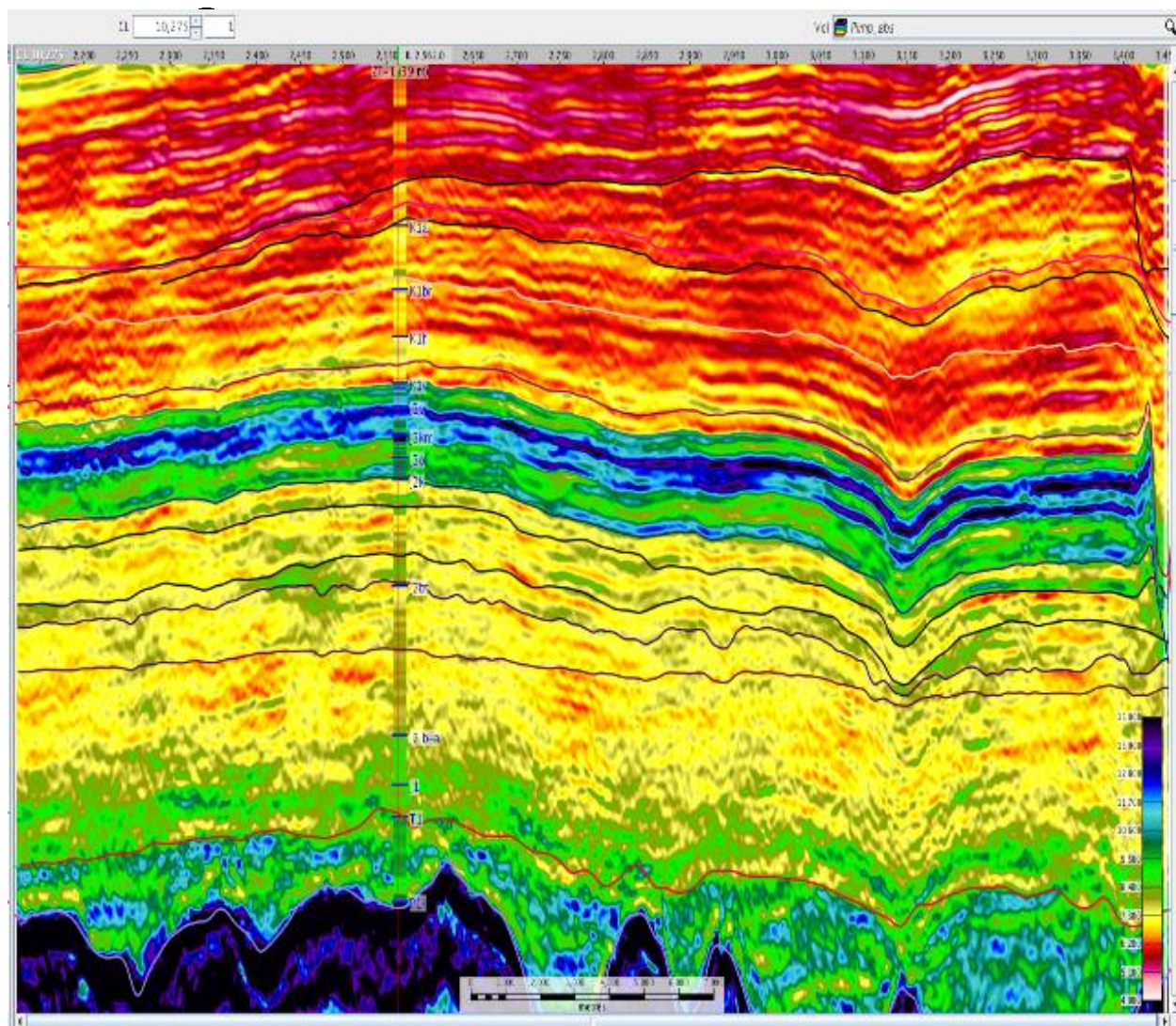
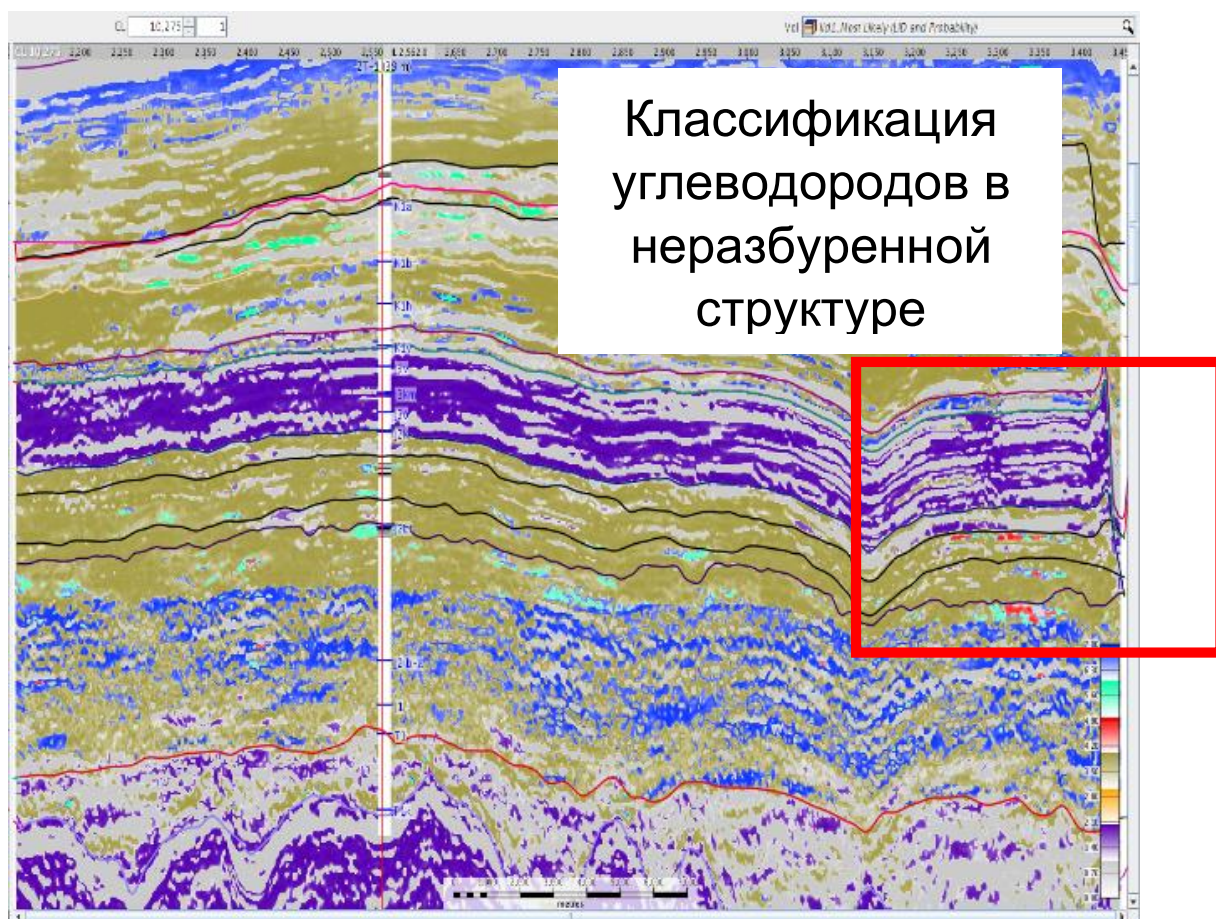


Рисунок 4.10 – Разрез результата инверсии (продольный импеданс) через скважину ZT-1 и выявленную дополнительную структуру



-  Вероятность карбонатов
-  Вероятность глин
-  Вероятность водонасыщенного песчаника
-  Вероятность газонасыщенного песчаника
-  Вероятность нефтенасыщенного песчаника

Рисунок 4.11 – Разрез результата инверсии (продольный импеданс) через скважину ZT-1 и выявленную дополнительную структуру на северо востоке площади

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации был продемонстрирован технологический подход к вероятностной оценке результатов инверсии в условиях слабоконтрастных сред.

Был рассмотрен технологический подход к интерпретации сейсмических данных в области до суммирования, который оказался особенно актуальным в условиях слабого контраста физических свойств между коллекторами и вмещающими породами. Традиционная сейморазведка основывалась на различиях акустических жесткостей между слоями, что позволило эффективно выделять границы между ними. Однако при слабой дифференциации упругих свойств коллекторов и неколлекторов результаты интерпретации становились неоднозначными.

Поскольку результаты инверсии являются связующим звеном между сейсмическими данными и литологией, при недостаточном контрасте коллекторов и вмещающей среды для анализа сейсмических данных было предложено использование вероятностного подхода. Применение вероятностного подхода для интерпретации сейсмических данных в условиях слабого контраста упругих свойств коллекторов и вмещающих пород стало ключевым шагом к повышению точности классификации литотипов. Этот метод позволил учитывать неопределенности интерпретации, что снизило риск неверных выводов и ошибок при оценке геологических характеристик.

Для реализации вероятностного подхода было предложено построение функций распределения вероятностей для каждого литотипа на основе скважинных литологических трендов. Эти функции зависели от глубины, центрального значения тренда и двойного стандартного отклонения, что позволило учитывать вариации литотипов на разных глубинах. Такой подход помог лучше описать изменчивость пород в поле упругих свойств и повысить точность их интерпретации.

Принципы вероятностного подхода к интерпретации результатов сейсмической инверсии получили успешное применение в работе M.G. Lamont и соавторов [2], где был представлен технологический граф выделения газовых песчаников. Важно отметить, что газ, насыщающий песчаники, зачастую формирует акустически контрастную среду, что существенно упрощает задачу интерпретации. Однако в рамках настоящей работы основное внимание уделялось слабоконтрастным границам, что значительно увеличило неопределенности при интерпретации данных по сравнению с результатами, представленными в исследовании M.G. Lamont и др. [2].

С учётом последующего пересчёта сейсмических данных в кубы упругих свойств, рассматриваемый технологический подход предусматривал совместное изучение литологических трендов с проведением качественной обработки сейсмических данных до этапа суммирования. Сравнение результатов инверсии с функциями распределения вероятностей

предоставило возможность классификации полученных данных, улучшения точности прогноза распределения коллекторов и повышения эффективности интерпретации сейсмических данных в сложных геологических условиях при слабом контрасте свойств горных пород.

Практическое применение методики вероятностного анализа сейсмических данных и инверсии имело особое значение при оценке коллекторов в условиях низкого контраста упругих свойств. В таких ситуациях традиционные подходы могли давать менее точные результаты, тогда как вероятностный анализ предоставлял более точные прогнозы распределения коллекторов и их характеристик. Этот подход стал ценным инструментом для разведки и разработки нефтегазовых месторождений, повышая вероятность успешного бурения и оптимизируя процессы поиска полезных ископаемых. В дальнейшем исследования могут быть направлены на совершенствование моделей вероятностной интерпретации и их адаптацию под различные геологические условия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Отчет о результатах обработки данных 3Д сейсморазведки на участке Жамбыл в 2017 гг. Джангиров А.Н. ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» («Профессионал Гео Солюшнс Казахстан»).

2 M.G. Lamont, T.A. Thompson and C. Bevilacqua [2008]: Drilling success as a result of probabilistic lithology and fluid prediction—A case study in the Carnarvon Basin, WA; APPEA Journal 2008.

3 Jangirov A. Probabilistic Rock Physics - A Step Forward in Seismic Reservoir Characterization, An Example from the Precaspian Basin. European Association of Geoscientists & Engineers, 1st EAGE International Geosciences Conference on Kazakhstan, Nov 2010, cp-189_gkv-00039. ISBN: 978-90-73781-94-8. DOI: <https://DOI.ORG/10.3997/2214-4609.20145726>

4 Avseth, P., Mukerji, T., Mavko, G. [2005]: Quantitative Seismic Interpretation: applying rock physics tools to reduce interpretation risk; Cambridge University Press.

5 Smith, R. [2008]: The essentials of rock physics for seismic amplitude interpretation.

6 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 - Making the Most of the Earths Resources, Apr 2012, cp-283-00022. ISBN: 978-90-73834-23-1. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20143612>

7 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. Atyrau 2011 - First EAGE Caspian Region Workshop, Sep 2011, cp-260-00017. ISBN: 978-90-73834-19-4. DOI: [HTTPS://DOI.ORG/10.3997/2214-4609.20144359](https://DOI.ORG/10.3997/2214-4609.20144359)

8 Litavrin I., Danko D., Svetlichniy A., Jangirov A., Shestakov A., Iskaziev K. Compensation Methodology of Upper-Layer Anomalies Related to the Surface Relief on the Dynamic Characteristics of Seismic Data. European Association of Geoscientists & Engineers. Saint Petersburg 2020, Nov 2020, Volume 2020, p.1 – 5. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053243>.

9 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, Oct 2012, cp-315-00011. ISBN: 978-90-73834-37-8. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20142900>

10 Volozh Yu.A., Dmitrievskii A.N., Leonov Yu.G., Miletchenko N.V. Rovnin L.I. On strategy of the upcoming exploration phase in the North Caspian petroleum province. Russian Geology and Geophysics Том 50, Выпуск 4, Страницы 252 - 269 April 2009. ISSN 10687971, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.03.002>

- 11 Volozh Yu.A., Antipov M.P., Brunet M.-F., Garagash I.A., Lobkovskii L.I., Cadet J.-P. Pre-Mesozoic geodynamics of the Precaspian Basin (Kazakhstan). ISSN 00370738, DOI: [HTTPS://DOI.ORG/10.1016/S0037-0738\(02\)00281-6](https://doi.org/10.1016/S0037-0738(02)00281-6)
- 12 Бочкарев, А. В. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр / А. В. Бочкарев, В. А. Бочкарев. - М.: ВНИИОЭНГ, 2006. - 324 с.
- 13 Ratov B.T., Mechnik V.A., Gevorkyan E.S., Bondarenko N.A., Kolodnitskyi V.M., Akhmetova N.S., Korostyshevskiy D.L., & Bayamirova R.U. (2024). Investigating the Wear Resistance of Cdiamond-(WC-Co)-ZrO2 Composite Impregnated Crowns in Granite Drilling. Journal of Superhard Materials, ISSN: 10634576, 46(4), 314–321. <https://doi.org/10.3103/S1063457624040099>
- 14 Bekeshova Zh.B., Ratov B.T., Kurmanov B.K., Khomenko* V.L., Kuttybayev A.E., Kazimov E.A., Rastsvietaiev V.O., & Ishkov V.V. (2024). Study of the clinoform structure of paleogene gas reservoirs in the Ustyurt region. SOCAR Proceedings, (4), 003 - 011. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20240401011>
- 15 Ratov B.T., Khomenko V.L., Uteпов Z.G., KoroviakaYe.A., & Seidaliyev A.A. (2025). Blade bit drilling in Kazakhstan: Achieved results, unresolved issues. NEWS of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences. ISSN 2224–5278. Volume 1. Number 469 (2025), 182–201 <https://doi.org/10.32014/2025.2518-170X.484>
- 16 Жайлиев А.О., Сейдалиев А.А., Куттыбаев А.Е., Гусманова А.Г., Ратов Б.Т., & Табылганов М.Т. (2025). Подбор буровых растворов и регулирование их плотности. Журнал Нефть и Газ, 2025 1(145). С.115-128. <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2025-1.06>
- 17 Ratov B.T., Bayamirova , R. Y., Khomenko* V.L., Kazimov E.A., & Togasheva A. R. (2025). Determination of the composition and static characteristics of a water shutoff agent for the Kalamkas field. SOCAR Proceedings, (1), 067 - 076. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20250101045>
- 18 Ratov B, Mechnik V, Hevorkian E, Rucki M, Pieniak D, Bondarenko N, Kolodnitskyi V, Starik S, Bilorusets V, Chishkala V, Sundetova P, Bektilevov A, Shukmanova A, & Seidaliyev A. (2025). Wear Resistance of the Refractory WC-Co Diamond-Reinforced Composite with Zirconia Additive. Materials 2025, 18, 1965. [HTTPS://DOI.ORG/10.3390/MA18091965](https://doi.org/10.3390/MA18091965)
- 19 Umirova, G.K., Istekova, S.A., Modin, I.N. Results of magnetotelluric surveyon reference geophysical profiles of the Karaton-Sarkamys block in Kazakhstan. Russian Geology and Geophysics 59(1), с. 96-104
- 20 Umirova, G.K., Istekova, S.A., Modin, I.N. Magnetotelluric soundings for estimating the oil- and-gas content of the Mesozoic complex in Western Kazakhstan. Moscow University Geology Bulletin. 71(5), с. 361-367
- 21 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. 7th EAGE Saint Petersburg International Conference

and Exhibition: Understanding the Harmony of the Earth's Resources Through Integration of Geosciences. с. 843-847

22 Умирова Г.К. , Исмаилова Г.А. , Исагали А.А. Использование инновационных технологий при интерпретации сейсмических данных 3D на примере акустической инверсии.. Журнал. Весник науки и образования 2020. № 9 (87).Часть 2. -С. 14-21

23 Абетов А.Е., Ибатов М.К., Борисенко Г.Б., Портнов В.С., Байгазиева Г.Т. Англо-русско-казахский толковый словарь терминов каротажа. Караганда: Издательство КарГТУ.,2019, 364с. ISBN 978-601-315-522-7.

24 Абетов А.Е., Кудайбергенова С. Факторы геодинамического риска на примере месторождения углеводородов Бузачинского свода - Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Сб.материалов II научной конференции. Перм.гос.нац.исслед.ун-т, Пермь 2019, с.9-17.

25 Абетов А.Е., Абетова С.А. Динамическая интерпретация сейсмофаций в современном программном обеспечении - Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Сб.материалов II научной конференции. Перм.гос.нац.исслед.ун-т, Пермь 2019, с.100-110.

26 Abetov A.E., Kolomatskaya O.V. Extraction of systems and fractured zones in complex structured reservoirs in Geoteric software using logging data and laboratory analysis of core samples- Geology and bowers of the Earth, 3(72) 2019, p.48-53.

27 Abetov A.E., Kolomatskaya O.V. Pre-Caspian Basin: Application of GeoTeric Software to Identify Fractured Systems and Fractured Zones in Complex Tournaisian Reservoirs– Oil and gas №4 (112), 2019, p. 62-74.

Список использованных сокращений

ТОО	Товарищество с ограниченной ответственностью
УВ	Углеводороды
НАЛ	Неантиклинальная ловушка
МОГТ	Метод общей глубинной точки
PSTM	Временная миграция до суммирования
ГМДС/PSDM	Глубинная миграция до суммирования
AVO	Amplitude versus offset
AVA	Amplitude versus angle

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

СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ

Джангиров Асланбек Назымович
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 Комитетом по контролю в сфере образования и науки					
1	FEASIBILITY STUDY OF SEISMIC AVO-INVERSION AND SEISMIC INVERSION CAPABILITIES IN CONDITIONS OF ACOUSTICALLY WEAK-CONTRAST RESERVOIRS AND HOST ROCKS ISSN 2071-2227, E-ISSN 2223-2362, 2025, № 3 (Июнь)	Статья	Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu	8 стр	Научный руководитель – ассоциированный профессор, Доктор PhD Умирова Г.К.
2	ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ В УСЛОВИЯХ АКУСТИЧЕСКИ НЕКОНТРАСТНЫХ СРЕД.	Статья	Труды Международной научно-практической конференции «International SATBAYEV CONFERENCE 2025 (Сатпаевские чтения- 2025). Искусственный интеллект в инженерных и производственных системах: решения для оптимизации и автоматизации процессов.»	5 стр	Научный руководитель – ассоциированный профессор, Доктор PhD Умирова Г.К.

Автор



Джангиров А.Н.

Научный руководитель



Умирова Г.К.

Заведующий кафедрой «Геофизика и сейсмология»



Ратов Б.Т.

РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию на соискание степени магистра
по теме: *«Изучение возможностей AVO-анализа и сейсмической инверсии в условиях неконтрастных коллекторов и вмещающей среды»*

Магистерская диссертация Джангирова А.Н. посвящена актуальной теме – прогнозу литологии и свойств на малоизученных территориях (Северный Каспий), без проведения которого существуют значительные неопределённости в геологоразведке. Автор справедливо указывает на то, что применение комплексного подхода и наличие разномасштабных геолого-геофизических исследований, в особенности результатов интерпретации данных сейморазведки, приводит к повышению достоверности ранжирования разведочных структур по приоритетности.

Актуальность исследования не вызывает сомнений. Геологическое строение Северного Каспийского региона характеризуется высокой степенью неопределенности, а значительные финансовые издержки на бурение разведочных скважин подчеркивают необходимость эффективной приоритизации перспективных участков с применением косвенных методов прогноза. Представленный автором вероятностный подход к интерпретации сейсмических данных, основанный на интеграции распределений вероятностей и инверсии, адекватно отвечает актуальным задачам.

Цель и задачи диссертации четко сформулированы и логично раскрываются в содержании работы. Автором проведен подробный анализ существующих геолого-геофизических данных, выделены литологические тренды, выполнены инверсионные расчеты и вероятностная оценка, на основании которых проведено ранжирование исследуемых структур.

Методологическая основа работы включает комплекс современных подходов: построение функций распределения вероятностей по данным ГИС, инверсию сейсмических данных, сопоставление и классификацию литотипов. Отдельно стоит отметить использование актуального программного обеспечения и учет геологических особенностей региона, что значительно повышает достоверность выводов.

Научная новизна диссертации заключается в комплексной реализации вероятностного анализа на результатах сейсмической инверсии применительно к терригенным коллекторам средней юры и нижнего мела в условиях слабokonтрастных сред. Автором обоснована применимость выбранного подхода к конкретным геологическим объектам, что придает исследованию как научную, так и практическую ценность.

Практическая значимость результатов подтверждается тем, что предложенный подход уже внедряется в производственные процессы ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» и позволил повысить эффективность ранжирования структур. Отдельное внимание заслуживает тот факт, что прогноз, выполненный на основе методов, примененных в работе, подтвердился результатами бурения новой разведочной скважины, что демонстрирует высокий прикладной характер исследования.

Достоверность результатов обеспечивается использованием надежных скважинных и сейсмических данных, актуальных алгоритмов интерпретации и участия автора в практических этапах реализации проекта. В работе также представлен опыт производственного исполнения технологического подхода, что усиливает практическую направленность исследования.

Апробация результатов подтверждена публикацией в научном журнале, индексируемом в базе Scopus (Q3), а также выступлением на Международной конференции «Satbayev Conference 2025», что свидетельствует о признании работы в профессиональном сообществе.

Заключение:

Магистерская диссертация «Изучение возможностей AVO-анализа и сейсмической инверсии в условиях неконтрастных коллекторов и вмещающей среды» представляет собой законченное научно-исследовательское произведение, содержащее как теоретические, так и прикладные результаты. Работа отличается высокой степенью самостоятельности автора, глубиной проработки темы, обоснованностью выводов и практической значимостью. Полученные результаты могут быть использованы при планировании геологоразведочных мероприятий на шельфе Каспийского моря и в других регионах с аналогичными геологическими условиями.

Рекомендация:

Привести формат работы к стандартам магистерских диссертаций.

Включить в текст ссылки на иллюстрации.

Диссертация на соискание академической степени магистра по образовательной программе 7M07105 «Нефтегазовая и рудная геофизика» на тему «Изучение возможностей AVO-анализа и сейсмической инверсии в условиях неконтрастных коллекторов и вмещающей среды» рекомендуется к защите с оценкой **97 баллов**, а ее автор Джангиров А.Н. заслуживает присвоения академической степени **магистра технических наук** по соответствующей специальности.


Ахметжанов А.Ж.

Кан. геол - мин. наук, асоц. профессор,
декан Школы геологии АО «КБТУ»



12.06.2025 г.

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на магистерскую диссертацию

Джангирова Асланбека Назымовича

7M07105 – «Нефтяная и рудная геофизика»

Тема: «Изучение возможностей AVO-анализа и сейсмической инверсии в условиях неконтрастных коллекторов и вмещающей среды».

Магистерская диссертация Джангирова А.Н. посвящена актуальной теме прогноза литологии и физических свойств коллекторов в условиях высокой геологической неопределённости Северного Каспия. Автор обоснованно применяет комплексный подход, включая вероятностную интерпретацию и инверсию сейсмических данных, что позволяет эффективно приоритизировать разведочные объекты.

Цель и задачи исследования сформулированы корректно и последовательно раскрыты в содержании диссертации. Проведен углубленный анализ существующих данных, выполнена разработка и реализация инверсионных моделей, выполнена классификация литологических типов и даны обоснованные прогнозные оценки. Автор продемонстрировал владение современным инструментарием и хорошее понимание геологических особенностей региона.

Научная новизна заключается в реализации вероятностного подхода к интерпретации результатов сейсмической инверсии, адаптированного к условиям слабokonтрастных терригенных коллекторов. Предложенные решения обладают высокой прикладной ценностью и уже нашли применение в рамках производственной деятельности ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan».

Особо стоит отметить, что эффективность прогноза, полученного в ходе выполнения диссертационной работы, подтверждена фактическими данными новой разведочной скважины, что является значимым доказательством практической применимости разработанного подхода.

Результаты исследований опубликованы в журнале, входящий в Q3 Scopus.

Следует отметить, что в ходе выполнения работы магистрант Джангиров А.Н. не всегда строго следовал ранее согласованному графику и в отдельных случаях отходил от рекомендаций научного руководителя. Тем не менее, важно подчеркнуть, что все этапы исследования были завершены в установленный срок, а представленная работа отличается полнотой и высоким качеством выполнения.

Заключение:

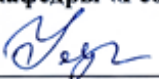
Магистерская диссертация Джангирова А.Н. «Изучение возможностей AVO-анализа и сейсмической инверсии в условиях неконтрастных коллекторов и вмещающей среды» представляет собой завершённое научно-исследовательское исследование, соответствующее требованиям, предъявляемым к магистерским диссертациям. Работа отличается научной новизной, глубокой проработкой материала, самостоятельностью

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

автора и практической ценностью полученных результатов. Несмотря на отдельные отклонения от организационного плана, магистрант проявил высокий уровень подготовки и ответственности.

Считаю, что диссертация заслуживает оценки «95%», а ее автор — присвоения степени магистра технических наук.

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

 Умирова Г.К.

«20» июня 2025 г.

Отчет подобия

Метаданные

Название организации
Satbayev University

Название
2025_mag_ДжангировАсланбекНазымович

Автор
Научный руководитель / Эксперт
ДжангировАсланбекНазымовичГульзада Умирова

Подразделение
ИГИНГД

Объем найденных подобиЙ

КП-ия определяют, какой процент текста по отношению к общему объему текста был найден в различных источниках.. Обратите внимание!Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



Тревога

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся текстовых искажений. Эти искажения в тексте могут говорить о ВОЗМОЖНЫХ манипуляциях в тексте. Искажения в тексте могут носить преднамеренный характер, но чаще, характер технических ошибок при конвертации документа и его сохранении, поэтому мы рекомендуем вам подходить к анализу этого модуля со всей долей ответственности. В случае возникновения вопросов, просим обращаться в нашу службу поддержки.

Замена букв		9
Интервалы		0
Микропробелы		0
Белые знаки		0
Парафразы (SmartMarks)		121

Подобия по списку источников

Ниже представлен список источников. В этом списке представлены источники из различных баз данных. Цвет текста означает в каком источнике он был найден. Эти источники и значения Коэффициента Подобия не отражают прямого плагиата. Необходимо открыть каждый источник и проанализировать содержание и правильность оформления источника.

10 самых длинных фраз

Цвет текста

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-kazahstanskoy-chasti-kaspiyskogo-shelfa-perspektivy-neftegazonosnosti.pdf	134 1.19 %
2	2024_бак_Болатова Ақерке 5/28/2024 Satbayev University (ИГИНГД)	130 1.15 %

3	http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-kazahstanskoy-chasti-kaspiyskogo-shelfa-perspektivy-neftegazonosnosti.pdf	124 1.10 %
4	ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЛИТОЛОГИИ И ТИПОВ ФЛЮИДОВ МЕТОДОМ ВЫСОКОРАЗРЕШАЮЩЕЙ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО БАССЕЙНА 6/28/2021 Satbayev University (ИГиНГД)	113 1.00 %
5	ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ В УСЛОВИЯХ АКУСТИЧЕСКИ НЕКОНТРАСТНЫХ СРЕД 3/17/2025 Satbayev University (ИГиНГД)	85 0.76 %
6	http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-kazahstanskoy-chasti-kaspiyskogo-shelfa-perspektivy-neftegazonosnosti.pdf	84 0.75 %
7	http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-kazahstanskoy-chasti-kaspiyskogo-shelfa-perspektivy-neftegazonosnosti.pdf	82 0.73 %
8	ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ В УСЛОВИЯХ АКУСТИЧЕСКИ НЕКОНТРАСТНЫХ СРЕД 3/17/2025 Satbayev University (ИГиНГД)	78 0.69 %
9	http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-kazahstanskoy-chasti-kaspiyskogo-shelfa-perspektivy-neftegazonosnosti.pdf	75 0.67 %
10	http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-kazahstanskoy-chasti-kaspiyskogo-shelfa-perspektivy-neftegazonosnosti.pdf	72 0.64 %
из базы данных RefBooks (0.00 %)		
ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
из домашней базы данных (17.49 %)		
ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ В УСЛОВИЯХ АКУСТИЧЕСКИ НЕКОНТРАСТНЫХ СРЕД 3/17/2025 Satbayev University (ИГиНГД)	677 (20) 6.01 %
2	2024_бак_Болатова Ақерке 5/28/2024 Satbayev University (ИГиНГД)	265 (8) 2.35 %
3	ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЛИТОЛОГИИ И ТИПОВ ФЛЮИДОВ МЕТОДОМ ВЫСОКОРАЗРЕШАЮЩЕЙ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЮЖНО-ТОРГАЙСКОГО БАССЕЙНА 6/28/2021 Satbayev University (ИГиНГД)	195 (4) 1.73 %
4	2025_маг_зимники_Бекбалтина Гульназ 1/22/2025 Satbayev University (ИГиНГД)	187 (7) 1.66 %
5	Особенности геологического строения и перспективы нефтегазонасности Приморской зоны юго-восточного борта Прикаспийской впадины по геофизическим данным 6/13/2018 Satbayev University (ИГиНГД)	149 (7) 1.32 %

6	Геолого-геофизическое обеспечения бурения скважины на месторождениях нефти и газа (на примере участка «Сатпаев»).docx 5/17/2018 Satbayev University (ИГиНГД)	131 (4) 1.16 %
7	Нияз_Асел_2023зим (2).docx 1/16/2024 Satbayev University (ИГиНГД)	112 (7) 1.00 %
8	2025_mag_зимники_Бекбалтина Гульназ 1/22/2025 Satbayev University (ИГиНГД)	90 (9) 0.80 %
9	Геологические строение и перспективы нефтегазоносности морского продолжения Бузачинского поднятия, проект поисков залежей углеводородов на структуре Жемчужина.docx 5/8/2018 Satbayev University (ИГиНГД)	75 (3) 0.67 %
10	Оценка коллекторских свойств среднеюрских отложений Северного Бозащы по геофизическим данным.docx 6/19/2023 Satbayev University (ИГиНГД)	34 (3) 0.30 %
11	Результаты сейсморазведочных работ 2Д 3Д по структурам Каратобе-западное и подготовка его к глубинному бурению.docx 5/18/2018 Satbayev University (ИГиНГД)	24 (2) 0.21 %
12	Изучение особенностей распространения коллекторских свойств и перспективы нефтегазоносности на шельфовой зоне Северного Прикаспия (Кашаган-Тенгиз) 1/15/2025 Satbayev University (ИГиНГД)	23 (1) 0.20 %
13	Нияз_Асел_2023зим.docx 1/10/2024 Satbayev University (ИГиНГД)	7 (1) 0.06 %
из программы обмена базами данных (1.57 %)		■
ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	Абилова Марта.docx 6/13/2019 Atyrau University of Oil and Gas n.a. Safi Utebaev (Отдел стратегического планирования)	177 (7) 1.57 %
из интернета (10.04 %)		■
ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
1	http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-kazhstanskoy-chasti-kaspiyskogo-shelfa-perspektivy-neftegazonosnosti.pdf	1090 (24) 9.68 %
2	https://ecoportal.kz/Public/PubHearings/LoadFile/47886	16 (1) 0.14 %
3	http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2018/1/PDF/V1-f.pdf	13 (1) 0.12 %
4	https://official.satbayev.university/download/document/32722/%D0%91%D0%90%D0%93%202023%20%D0%94%D0%B0%D1%80%D0%BC%D0%B5%D1%88%D0%BE%D0%B2%D0%B0%20%D0%90%D0%BD%D0%B5%D0%BB%D1%8C.pdf	11 (1) 0.10 %

Список принятых фрагментов

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	СОДЕРЖАНИЕ	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)
	http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-kazah...	1090 (9.68%)
	ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ В УСЛОВИЯХ АКУС...	677 (6.01%)
	Абилова Марта.docx	177 (1.57%)
	Особенности геологического строения и перспектив...	149 (1.32%)
	Геолого-геофизическое обеспечения бурения скважи...	131 (1.16%)
	Геологические строение и перспективы нефтегазоно...	75 (0.67%)

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

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

Автор: Джангиров Асланбек Назымович

Тақырыбы: 2025_маг_Джангиров Асланбек Назымович

Жетекшісі: Гульзада Умирова

1-ұқсастық коэффициенті (30): 8.7

2-ұқсастық коэффициенті (5): 4.6

Дәйексөз (35): 0.6

Әріптерді ауыстыру: 9

Аралықтар: 0

Шағын кеңістіктер: 0

Ақ белгілер: 0

Ұқсастық есебін талдай отырып, Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры келесі шешімдерді мәлімдейді :

☐ Ғылыми еңбекте табылған ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді. Осыған байланысты жұмыс өз бетінше жазылған болып санала отырып, қорғауға жіберіледі.

☐ Осы жұмыстағы ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді, бірақ олардың шамадан тыс көптігі еңбектің құндылығына және автордың ғылыми жұмысты өзі жазғанына қатысты күмән тудырады. Осыған байланысты ұқсастықтарды шектеу мақсатында жұмыс қайта өңдеуге жіберілсін.

☐ Еңбекте анықталған ұқсастықтар жосықсыз және плагиаттың белгілері болып саналады немесе мәтіндері қасақана бұрмаланып плагиат белгілері жасырылған. Осыған байланысты жұмыс қорғауға жіберілмейді.

Негіздеме:

2025-06-23

Күні

24.06.25

Кафедра меңгерушісі



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Джангиров Асланбек Назымович

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Диссертация магистра наук

Название работы: 2025_маг_Джангиров Асланбек Назымович

Научный руководитель: Гульзада Умирова

Коэффициент Подобия 1: 8.7

Коэффициент Подобия 2: 4.6

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 9

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:

2025-06-23

Дата

24.06.25.

Заведующий кафедрой



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Джангиров Асланбек Назымович

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Диссертация магистра наук

Название работы: 2025_mag_Джангиров Асланбек Назымович

Научный руководитель: Гульзада Умирова

Коэффициент Подобия 1: 8.7

Коэффициент Подобия 2: 4.6

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 9

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☐ Заимствования, выявленные в работе, являются законными и не являются 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 укрывающегося 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