

Каспийский университет технологии и инжиниринга имени Ш.Есенова

УДК 553.98

на правах рукописи

БЕКЕШОВА ЖАННА БАКТЫГАЛИЕВНА

**Уточнение геологического строения и оценка перспектив
нефтегазоносности Косбулакского прогиба с учетом новых геолого –
геофизических данных**

8D07208 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Диссертация на соискание степени доктора философии (PhD)

Научные консультанты:

Ратов Б.Т., доктор
технических наук, профессор
Кожамет К.А., к.г.-м.н., доцент,
Зарубежный консультант:
Попов Ю.В., к.г.-м.н.,
г. Ростов-на-Дону, Россия.

Республика Казахстан,

г. Актау, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1 ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СЕВЕРНОГО УСТЮРТА	16
Общие выводы по главе 1.....	20
2 СТРУКТУРНО – ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРНОГО УСТЮРТА	22
2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика района.....	22
2.2 Тектоническое строение Северного Устюрта.....	34
2.3 Нефтегазоносность доюрского комплекса.....	44
2.4 Нефтегазоносность юрско- палеогеновых отложений.....	47
2.5 Нефтегазоматеринские комплексы, очаги генерации углеводородов.....	51
Общие выводы по главе 2.....	59
3 СОВРЕМЕННЫЕ ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ИЗУЧЕНИЮ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ И ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КОСБУЛАКСОГО ПРОГИБА	61
3.1 Исследование клиноформенного строения газовых залежей палеогена в Косбулакском прогибе на основе новых геолого – геофизических данных.....	61
3.2 Исследование палеозойских отложений в Косбулакском прогибе на основе новых геолого – геофизических данных.....	75
3.3 Сейсмостратиграфический анализ доюрских отражающих горизонтов Косбулакского прогиба.....	77
Общие выводы по главе 3.....	92
4 ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОГО БОРТА СЕВЕРНОГО УСТЮРТА	94
Общие выводы по главе 4.....	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	112
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	122

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В данной диссертационной работе использованы следующие определения и переводы терминов:

Рифты – структуры разрыва, как ареал первоначального разрыва литосферных плит, играют роль «дивергентных границ» этих плит.

Докембрийские породы - горные породы, сформировавшиеся в докембрийский эон, который охватывает период от образования Земли (около 4,6 млрд лет назад) до начала кембрийского периода (около 541 млн лет назад).

Морская трансгрессия - геологический процесс, при котором уровень моря повышается относительно суши, вызывая затопление ранее суши и продвижение береговой линии вглубь континента.

Клиноформы - наклонные слоистые структуры в осадочных толщах, образованные при отложении осадков в условиях меняющегося уровня моря, изменения гидродинамических условий или тектонических движений. Клиноформы отражают направленный рост осадочных тел и их перемещение в пространстве.

Сейсмостратиграфические границы – это динамически выраженные сейсмические отражающие и преломляющие горизонты (акустические резкие разделы, т. н. границы первого рода), связанные с хронозначимыми геологическими поверхностями. В геологическом разрезе эти поверхности могут быть проявлены в виде согласных границ либо несогласий.

Палеотемпература - температура окружающей среды (атмосферы, океанов, поверхности Земли) в прошлом, которая определяется с помощью различных методов палеоклиматологии и палеогеологии.

Нефтематеринские породы - осадочные породы, содержащие значительное количество органического вещества и обладающие потенциалом для генерации нефти и газа при благоприятных условиях термокатагенеза.

Консолидированная кора – это часть твердой стратифицированной оболочки Земли (стратисферы), которая сложена первично осадочными и вулканогенными породами, измененными до гранулитовой и амфиболитовой фаций метаморфизма, интенсивно деформированная и насыщенная более молодыми интрузиями.

Вулканогенно-осадочная оболочка – верхний слой стратисферы, сложен недеформированными и (или) умеренно деформированными и слабо эпигенетически преобразованными (не выше начальной стадии метаморфизма) осадочными и вулканогенными породами. Такое толкование основано на сейсмостратиграфических исследованиях закрытых территорий, не доступных для традиционных геологических наблюдений.

Карбонатный массив - крупное геологическое тело, сложенное преимущественно карбонатными породами (известняками, доломитами, мрамором), образованными в результате осадконакопления в морских или континентальных условиях.

Фундамент – комплекс деформированных пород, перекрытый слабдеформированной толщей.

Кристаллический фундамент - нижний структурный ярус платформы, подстилающий её чехол, образованный интенсивно деформированными и метаморфизованными породами, пронизанными гранитными и другими интрузиями. Образуется в доплатформенную стадию развития данного участка земной коры.

Отражающий горизонт – это сейсмическая граница, выделяемая в разрезе на основании различия пород в скорости прохождения сейсмических волн.

Нефтегазоносность – наличие нефти и природных газов в геологических отложениях какой-либо местности.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной диссертационной работе использованы следующие обозначения и сокращения:

УВ	углеводороды
МОГТ	метод общей глубинной точек
ОГТ	общая глубинная точка
МОВ	метод отраженных волн
КМПВ	кратное перекрытие многоканального профилирования волн
ОГ	отражающий горизонт
ГИС	геофизические исследования скважин
СЗТБ	скифско-Западно-Туранский
ВЕК	восточно-европейский континент
ГдСК	геодинамический сейсмокомплекс
КК	консолидированная кора
ПРГ	прогнозирование геологического разреза
СПП	сейсмогеологическая провинция
СГО	сейсмогеологическая область
СГЗ	сейсмогеологическая зона
СППЗ	сейсмогеологическая подзона
СГР	сейсмогеологический район
ГЗГГ	глубинное зондирование горных пород и грунтов
Сорг	содержание органического углерода

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В данной диссертационной работе использованы ссылки на следующие документы и стандарты:

1. Закон Республики Казахстан от 1 июля 2024 г. № 103-VIII «О науке и технологической политике».

2. Приказ Министра науки и высшего образования Республики Казахстан от 6 января 2025 года № 4 «О внесении изменений и дополнений в приказ Министра образования и науки Республики Казахстан от 31 марта 2011 года № 127 «Об утверждении Правил присуждения степеней».

3. Концепция развития геологической отрасли Республики Казахстан на 2023–2027 годы, утвержденная постановлением Правительства от 30 декабря 2022 года № 1127.

4. Правила проведения государственной экспертизы недр и Положение о государственной комиссии по экспертизе недр, утверждённые приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 16 мая 2018 года № 335.

5. Межгосударственный стандарт ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

6. ГОСТ 8.417–2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин (с поправкой).

7. ГОСТ 7.9–95 (ИСО 214-76) Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Реферат и аннотация. Общие требования.

ВВЕДЕНИЕ

Оценка современного состояния решаемой научной или научно-технологической проблемы

Северный Устюрт представляет собой регион с высокими перспективами нефтегазоносности, однако его геологическое строение остается недостаточно изученным, что затрудняет эффективное планирование поисково-разведочных работ [1]. Современные исследования показывают, что клиноформенные комплексы палеогена и карбонатные массивы палеозоя могут содержать значительные запасы углеводородов, однако их пространственное распределение и тектонические особенности требуют уточнения [2]. В последние годы, на фоне глобальных изменений климата и роста потребления энергоресурсов, возрастают требования к точности геолого-геофизических исследований и оптимизации буровых технологий [3]. Для этого используются современные методы сейсморазведки, 3D-моделирования и динамического анализа, позволяющие детализировать строение нефтегазоносных комплексов [4].

Важную роль в изучении региона сыграли отечественные и зарубежные ученые и производственники: Булекбаев З.Е., Гарецкий Р.Г., Карцева О.А., Бородаев Б.Г, Волож Ю.А., Липатова В.В., Воцалевский Э.С., Попков В.И., Воскобой В.А., Нурманов А.М., Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Парасына В.С., Рыбальченко В.В., Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Сапожников Р.Б., Маслов В.В., Горюнова Л.Ф., Гибшман Н.Б., Иванов С.А., Кузнецов А.В., Уткелбаев А.Б., Юлдашев К.М., Зайцев В.Н., Каримов Б.Т. и многие другие [5-15].

Их работы позволили значительно продвинуться в понимании нефтегазового потенциала Северного Устюрта, однако для окончательного обоснования перспективных зон требуется дальнейшее изучение глубинных структур, разработка новых методик геолого-геофизического анализа и применение передовых технологий разведочного бурения.

Актуальность темы. В последние годы, на фоне сокращения поисково-разведочных работ по нефти и газу, наблюдается значительный спад в научных исследованиях, касающихся стратиграфии и нефтегазоносности осадочных комплексов мезо-кайнозоя и палеозоя. Этот процесс особенно заметен в Северо-Устюртском регионе, где до настоящего времени остаются нерешенными вопросы, связанные с оценкой перспектив нефтегазонакопления и уточнением стратиграфических моделей.

Одной из ключевых проблем, требующих первоочередного рассмотрения, является отсутствие единой стратиграфической концепции для региона. Различные зоны характеризуются осадочными комплексами разного возраста, что делает их корреляцию сложной. Это, в свою очередь, оказывает влияние на изучение фациальных условий осадконакопления, литологии, а также коллекторских свойств пород, что непосредственно влияет на прогноз нефтегазоносности отдельных стратиграфических подразделений.

Ситуация изменилась в связи с возобновлением геологоразведочных работ на нефть и газ, что повысило необходимость детального изучения геологического строения мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложений Северного Устюрта. В этих условиях особую значимость приобретает изучение клиноформенных комплексов палеогена и карбонатных массивов палеозоя как ключевых объектов нефтегазопоиска.

Таким образом, комплексный анализ геолого-геофизических данных, направленный на выявление новых стратиграфических ловушек углеводородов, становится не только актуальным, но и необходимым для успешного планирования поисково-разведочных работ в регионе.

Исследования по стратиграфии и нефтегазоносности Северного Устюрта имеют длительную историю, начиная с 1959 года, когда впервые были проведены геологоразведочные работы на мезозойско-кайнозойских отложениях [16]. Однако многие существующие модели устарели и требуют актуализации в свете новых геофизических данных. Одним из значимых направлений является изучение Самско-Косбулакского прогиба, расположенного в узбекистанском секторе Северного Устюрта. В исследованиях Юлдашевой М.Г. содержится анализ геологического разреза этого прогиба, основанный на интерпретации данных глубокого бурения. Эти исследования являются важным фундаментом для дальнейшего изучения аналогичных структур в казахстанском секторе Северного Устюрта [17].

Важную роль в формировании новых представлений о нефтегазоносности региона сыграли работы Абдуллаева Г.С. и Богданова А.Н., посвященные рифогенным карбонатным массивам палеозоя [18,19]. В частности, на месторождениях Кокчалак и Карачаналак, расположенных в узбекистанской части Северного Устюрта, получены промышленные притоки газа и конденсата из рифогенных карбонатных массивов палеозойского возраста [20].

Тем не менее, несмотря на накопленные данные, остаются нерешенными вопросы, касающиеся клиноформенных комплексов палеогена, стратиграфической принадлежности осадочных толщ и фациальных условий их формирования.

Цель и задачи исследования. Уточнение геологического строения и оценка нефтегазоносного потенциала Косбулакского прогиба на основе современных геолого-геофизических методов, включая 3Д-сейсмическое моделирование, динамический анализ и геохимические исследования.

Для достижения этой цели в диссертационной работе решены следующие задачи:

1. Проведение литолого-стратиграфического анализа региона, разработка схем фациального районирования осадочного чехла.
2. Изучение тектонического строения Косбулакского прогиба, выявление разломных зон и структурных ловушек.
3. Проведение сейсмофациального анализа клиноформенных комплексов палеогена, обоснование их перспектив нефтегазоаккумуляции (впервые).

4. Оценка коллекторских свойств карбонатных массивов палеозоя, определение их роли в аккумуляции углеводородов.

5. Разработка интегрированной геолого-геофизической модели Косбулакского прогиба, включающей данные бурения, сейсморазведки и геохимических исследований.

6. Предложение рекомендаций по поисково-разведочным работам, включая выбор перспективных участков для бурения.

Объекты исследования. Объектами исследования являются нефтегазоносные комплексы Северного Устья, включая клиноформенные комплексы и карбонатные массивы, формирующие залежи углеводородов. Анализируются геологические структуры, литолого-фациальные особенности и фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов. Исследование охватывает стратиграфические и тектонические элементы, влияющие на формирование ловушек и распределение залежей. В работе используются данные бурения, геофизических исследований и сейсмических данных МОГТ 2Д и 3Д для комплексной оценки нефтегазоносности региона.

Предмет исследования. Исследование выявило закономерности формирования и пространственного размещения нефтегазоносных комплексов Северного Устья, включая клиноформенные комплексы и карбонатные массивы. Определены литолого-фациальные особенности продуктивных горизонтов, сеймостратиграфическое строение и структурно-тектонические факторы, влияющие на процессы нефтегазонакопления. Проведена оценка геофизических методов анализа для выявления зон возможного скопления углеводородов. Выполнена интерпретация сейсмических данных, проведена корреляция разрезов по буровым данным, уточнены границы продуктивных залежей. Основное внимание уделено совершенствованию методик обработки и интерпретации геофизических данных для повышения точности прогнозирования перспективных зон нефтегазонакопления.

Инструменты исследования. В ходе работы применялись специализированные программные комплексы Schlumberger Petrel, GeoGraphix, Techlog, RMS и Surfer для обработки и моделирования геолого-геофизических данных, а также методы кластерного анализа и машинного обучения для оценки перспектив нефтегазоносности

Методология исследования. Исследование основано на комплексном анализе геолого-геофизических данных Северного Устья. Используются методы сеймостратиграфического анализа, литолого-фациального изучения пород, тектонического анализа и интерпретации данных бурения и геофизических исследований скважин (ГИС). Применены данные сейсморазведки МОГТ 2Д и 3Д, результаты петрофизического анализа керна, а также геохимические исследования. Основное внимание уделено интеграции геологических и геофизических данных, анализу структурных и стратиграфических особенностей клиноформенных комплексов и карбонатных массивов. Выполнена корреляция разрезов, анализ

фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и оценка перспектив нефтегазоносных зон.

Обоснование выводов выполнено на основе сравнительного анализа данных Северного Устья с аналогами в других нефтегазоносных регионах. Исследование направлено на повышение достоверности интерпретации данных и уточнение границ продуктивных залежей.

Решаемые задачи:

1. Уточнение литолого-стратиграфических особенностей региона, проведение анализа осадочных комплексов, что позволило определить стратиграфическую принадлежность нефтегазоносных комплексов, включая клиноформенные структуры палеогена и рифогенные карбонатные массивы палеозоя.

2. Выявление разломных зон и структурных ловушек углеводородов в пределах Косбулакского прогиба, что позволило детализировать тектоническое строение и определить его влияние на процессы нефтегазонакопления.

3. Проведение детального сейсмофациального анализа клиноформенных комплексов палеогена, на основе которого выявлены перспективные зоны нефтегазонакопления и уточнена их геологическая значимость.

4. Определение перспективных зон нефтегазонакопления в карбонатных массивах палеозоя, что позволило провести их предварительную оценку и обосновать необходимость дальнейшего изучения.

5. Создание интегрированной геолого-геофизической модели Косбулакского прогиба, включающей данные бурения, сейсморазведки и геохимических исследований, что позволило уточнить границы продуктивных залежей.

6. Разработка рекомендаций по поисково-разведочным работам, направленных на повышение эффективности разведочного бурения и выбор перспективных участков, что обеспечит более точное прогнозирование продуктивных зон.

Результаты исследования способствуют оптимизации геологоразведочных работ, снижению финансовых и экологических рисков и обеспечивают научно обоснованный подход к освоению углеводородного потенциала Косбулакского прогиба.

Научная новизна.

В результате исследования:

- Установлены перспективные газовые ловушки в клиноформенных структурах палеогена на основе детального анализа геолого-геофизических данных.

- Выявлены зоны нефтегазонакопления в карбонатных массивах палеозоя и проанализированы их емкостные характеристики.

- Разработана интегрированная геолого-геофизическая модель Косбулакского прогиба, включающая данные бурения, сейсморазведки и геохимических исследований.

- Предложена новая методика 3Д-моделирования геологического разреза региона, позволяющая повысить эффективность поисково-разведочных работ.

Полученные результаты вносят значительный вклад в уточнение геологического строения Косбулакского прогиба и позволяют оптимизировать стратегии дальнейшей нефтегазоразведки в регионе.

Практическая значимость работы. Важность практической реализации данной работы заключается в том, что ее результаты позволяют повысить эффективность геологоразведочных работ в Косбулакском прогибе, минимизировать финансовые и экологические риски при освоении месторождений. Уточнение моделей нефтегазоносности и применение современных методов (МОГТ-3Д, динамический анализ, геохимические исследования) обеспечивают более точное прогнозирование продуктивных зон. Выявленные карбонатные массивы и клиноформные структуры определяют перспективные направления бурения, способствуют оптимизации поисково-разведочных работ и расширению ресурсной базы региона.

Достоверность полученных материалов. Достоверность полученных данных и выводов исследования обеспечивается комплексным подходом к анализу нефтегазоносных комплексов Косбулакского прогиба и применением современных методов обработки и интерпретации геолого-геофизической информации. Основными факторами, подтверждающими надежность материалов, являются:

1. Использование современных методов геолого-геофизического анализа, включая:

- Сейсморазведку МОГТ 2Д и 3Д, обеспечивающую детальную структурную и сейсмостратиграфическую интерпретацию осадочного чехла.

- Динамический анализ и геохимические исследования, позволяющие уточнить условия формирования залежей углеводородов.

- Литолого-фациальный анализ, направленный на определение коллекторских свойств пород.

2. Применение специализированного программного обеспечения, такого как Schlumberger Petrel, GeoGraphix, Techlog, RMS и Surfer, что позволило создать точные цифровые модели геологического строения региона.

3. Сопоставление данных различных источников – буровых исследований, анализа кернa, геофизических исследований скважин (ГИС) и результатов сейсмической разведки – обеспечило высокую степень корреляции геологических разрезов.

4. Сравнительный анализ с аналогичными нефтегазоносными бассейнами, включая узбекистанский сектор Северного Устюрта, где ранее были открыты продуктивные месторождения углеводородов (Кокчалак,

Карачаналак). Это подтверждает перспективность выявленных структур в казахстанской части региона.

Таким образом, достоверность полученных материалов и выводов подтверждается применением современных методов анализа, высокой корреляцией различных источников данных и соответствием результатов исследования практическим открытиям в аналогичных нефтегазоносных регионах.

Личный вклад автора.

– Проведение сбора, систематизации и оцифровки исторических геолого-геофизических данных по Северному Устюрту, включая каротажные диаграммы, акты опробования, результаты лабораторных исследований пластовых флюидов, керна и шлама, а также сейсмические материалы 2D прошлых лет, хранящиеся в государственных геологических фондах МД «Запказнедра» и АО «Национальная геологическая служба»;

– Анализ, обобщение и структурирование архивных геолого-геофизических материалов советского периода с целью их комплексного использования в современных исследованиях;

– Составление атрибутивных карт и проведение сейсмофациального анализа на основе данных геофизических исследований пробуренных скважин;

– Интерпретация отражающих горизонтов, тектонических нарушений и прогнозируемого карбонатного массива палеозойского возраста по сейсмическим разрезам.

Научные положения, выносимые на защиту.

1. Высокие показатели генерации углеводородов способствовали формированию «нефтяных окон» восточного борта Косбулакского прогиба, что уточняет прогнозные модели нефтегазоносности и позволяет разграничить продуктивные и непродуктивные структуры.

2. Применение современных методов МОГТ-3Д, динамического анализа и геохимических исследований повышает точность оценки нефтегазоносности и снижает эколого-экономические риски при разработке месторождений.

3. Перспективный карбонатный массив верхнепермского возраста в Косбулакском прогибе, требующий дальнейшего изучения, обоснован с целью подтверждения его нефтегазоносности и оценки продуктивного потенциала.

4. Клиноформные структуры палеогеновых газовых залежей региона Косбулакского прогиба выявлены на основе комплексного геолого-геофизического анализа, что обосновывает их изучение для подтверждения нефтегазоносности и оценки продуктивности.

Связь с программными научными исследованиями.

Диссертационная работа подготовлена в рамках грантового проекта молодых ученых «Жас Ғалым» (№AP22686978), реализуемого при поддержке Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан в 2024–2026 гг. Исследование нефтегазоносности Северного

Устюрта и выявление новых залежей углеводородов на основе геофизических данных является частью данного проекта, что соответствует тематике диссертации. Изучение данной территории ведется с момента обучения в докторантуре с 2020 года. В ходе реализации гранта были проведены геолого-геофизические исследования, результаты которых легли в основу диссертации.

Апробация результатов работ и публикации.

Основные научные положения диссертационной работы были представлены на международной научно-практической конференции «Научная модернизация: наследие личности», посвящённой 95-летию со дня рождения академика Ш. Есенова (г. Актау, октябрь 2022 г.), а также на международной геологической конференции «Нефтегазовое будущее Мангистау» (г. Актау, апрель 2024 г.) (приложение Д) [21].

С 1 по 27 июня 2023 года проведена научная стажировка в Национальном университете Узбекистана им. Мирзо Улугбека (г. Ташкент, Республика Узбекистан) под руководством доктора философии, доцента, заведующего кафедрой геологии Тогаева И.С. По результатам стажировки совместно с узбекскими коллегами опубликована статья в журнале «Нефть и газ» (№2 (140), 2024 г.) на тему «Палеозойские отложения Узбекистана – резерв поиска нефти и газа» (приложение Е) [22].

Основные результаты диссертационного исследования изложены в шести научных публикациях, включая две статьи в журналах, индексируемых в базе данных Scopus, две статьи в изданиях, рекомендованных ККСОН МОН РК, а также две статьи в сборнике материалов научно-практической конференции.

На расширенном заседании кафедры «Экология и геология» Каспийского государственного университета технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова была представлена и заслушана работа на тему «Уточнение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности Косбулакского прогиба с учетом новых геолого-геофизических данных».

Структура и объем диссертации. Диссертация объемом 128 страниц машинописного текста включает введение, четыре главы, заключение и список использованных источников, содержащий 123 наименований. Работа иллюстрирована 38 рисунками.

Фактографическая база. Фактографическая база диссертационного исследования основана на материалах авторских исследований, опубликованных статьях и монографиях в отечественных и зарубежных изданиях (в количестве 123), а также на фондовых отчетах, связанных с темой диссертации.

Благодарности

В завершение хотелось бы выразить искреннюю благодарность научным консультантам за их ценные рекомендации и профессиональную поддержку: доктору технических наук, профессору, заведующему кафедрой геофизики НАО «Казахский национальный исследовательский технический

университет им. К.И. Сатпаева» Ратову Б.Т.; кандидату геолого-минералогических наук, ассоциированному профессору, доценту кафедры экологии и геологии НАО «Каспийский университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова» Кожахмет К.А.; а также кандидату геолого-минералогических наук, заместителю директора по научно-исследовательской и инновационной деятельности, доценту кафедры общей и инженерной геологии Института наук о Земле Южного федерального университета Попову Ю.В.

Особую признательность выражаю ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» и его Генеральному директору Курманову Б.К. за оказанное внимание и всестороннюю поддержку в ходе всего периода исследования.

1 ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СЕВЕРНОГО УСТЮРТА

Устюртский регион вместе с Аму-Дарьинским и Предкавказско-Мангышлакским бассейнами представляет единый Скифско-Западно-Туранский (СЗТБ) блок земной коры с консолидированным докембрийским (кадомским) фундаментом. В позднем докембрии этот блок вместе с юго-восточной частью Прикаспийской впадины был причленен к Восточно-Европейской платформе. На протяжении всего фанерозоя СЗТБ, в том числе Устюрт, развивался как часть Восточно-Европейского (ВЕК), а затем (с перми) Евразийского континентов [23].

В раннем палеозое ВЕК располагался в южном полушарии, при этом СЗТБ являлся областью сноса. В течение палеозоя ВЕК дрейфовал на север с вращением по часовой стрелке. Под южную окраину с перерывами шла субдукция океанической коры Палеотетиса с магматизмом. Последний проявлен в виде интрузий и гранодиоритов на Карабогазском и Каракумском сводах, на Песчаномысском своде, на Устюрте. Возраст интрузий от ордовика до карбона.

По северному краю Устюрта в раннем палеозое возник Тугаракчанский рифт, затухающий к Каспийскому морю. Восточным концом он выходил к Уральскому океану, являясь его слепым тройным окончанием. В позднем девоне-раннем карбоне над рифтом сформировался Южно-Эмбинский прогиб, выполненный серой терригенной граувакковой толщей мощностью до 5 км. Это толща распространена и в прилегающих частях Прикаспийской и Северо-Устюртской впадин, возраст ее $D_3-C_1V_1$. Обломочный материал поступал с островной невулканической дуги, возникшей на месте Сакмарского океанического бассейна (западной окраины Уральского палеоокеана).

Формирование Уральского океанического бассейна, как западной части Палеоазиатского океана, началось в начале ордовика (арениг). В силуре-девоне возникла Магнитогорская островная вулканическая дуга, которая разделила Уральский океан на две ветви – западную (Сакмарскую) и восточную. Сакмарская ветвь океана закрылась к концу девона. В это время Магнитогорская островная дуга столкнулась с Восточно-Европейским континентом. Граница столкновения (структура) проходит по Главному Уральскому разлому, вдоль которого развиты тела гипербазитов. По Аккулковскому валу проходит трансформная граница Уральских структур и Северного Устюрта.

Восточно-Европейский континент (вместе с Устюртом) в фанерозое находился у экватора. При этом Приуральская его часть имела широтную ориентировку. Ориентировочная ширина Уральского океана составляла 700-1000 км. Казахстанский микроконтинент располагался к северо-востоку, севернее $10-12^\circ$ северной широты. Субдукция в это время шла под Восточно-Уральскую энсиалистическую островную дугу. Территория Северного Устюрта была залита шельфовым морем с накоплением терригенно-

карбонатных пород. Предполагается залегание верхнедевонских отложений на докембрийском фундаменте.

В девоне начал формироваться Донецко-Туаркырский рифт, протягивающийся через весь Восточно-Европейский континент. Рифт по нашим представлениям включал Припятский и Днепрово-Донецкий прогибы, складчатые системы Донбасса, кряжа Карпинского, Мангышлакско-Бузачинской системы поднятий и прогибов, Туаркыр. На Южном Мангышлаке рифт по сдвигу разветвлялся: основная ветвь уходила через Туаркыр в Палеотетис, вторая ветвь охватывала территорию современных Ассаке-Ауданского и Дарьялык-Дауданского прогибов. На протяжении девона-раннего карбона в рифте в шельфовых условиях при повышенных глубинах и условиях растяжения накапливались черные терригенные породы с прослоями известняков, в Дарьялык-Дауданском прогибе установлены излияния базальтов. К середине карбона растяжение, вероятно, прекратилось.

В раннем карбоне-башкире продолжается движение на север континентальных блоков с правым вращением, что приводило к сокращению ширины Уральского океана. Континентальные блоки в т.ч. Устюрт были почти полностью покрыты шельфовыми морями с карбонатным осадконакоплением. В позднем визе - серпухове темп движения Восточно-Европейского континента на север возрос. Это проявилось в формировании на окраине Казахстанского континента Валериановского вулканического пояса [24-26].

В среднем карбоне Уральский океан начал закрываться и произошло столкновение (мягкая коллизия) Казахстана со структурами Урала и Восточно-Европейского континента. В зоне столкновения началось формирование орогена, завершающая стадия (жесткая коллизия) приходится на конец перми - начало триаса. Коллизия сопровождалась гранитоидным магматизмом, надвигами и складчатыми деформациями. Большая часть Урала и Казахстана представляла гористую сушу с небольшими озерно-аллювиальными впадинами.

На большей части Устюрта и в Прикаспийской впадине от среднего карбона (московское время) до артинского века сохранились морские (шельфовые) условия с преимущественно терригенным характером осадков. Размеры морского бассейна постепенно сокращались. Осушились районы Карабогазского и Центрально-Каракумского поднятий, а с позднего карбона и район Челкарского прогиба (северо-восток Устюрта). В конце карбона – начале перми на востоке Устюрта под влиянием коллизионных процессов сформировался предорогенный морской прогиб с излияниями эффузивов и с накоплением относительно глубоководных темно-серых аргиллитов, песчаников, алевролитов флишоидного типа. Излияние эффузивов бимодального типа установлены и западнее на Агынском и Байчагырском поднятиях и в Ассаке-Ауданском прогибе.

История геологического развития в последующее пермское время (с артинского века) оставалось неясной из-за недостатка информации. Новые сейсмические и буровые материалы, в т.ч. отчетные позволили нам с

сейсмостратиграфических позиций более аргументировано осветить этот вопрос. В конце артинского времени произошла активизация коллизионного процесса и падение уровня Мирового океана. Прикаспийская впадина из глубоководного морского бассейна превратилась в солеродный бассейн. На севере и востоке Устюрта образовался морской пролив, по которому воды Палеотетиса подпитывали Прикаспийский бассейн. Пролив проходил через Судочий, Косбулакский и Самский прогибы. В уфимско-раннеказанское время в Прикаспийской впадине шло накопление сначала глинисто-соленосных красноцветных пород, а затем мелководных карбонатных (калиновская свита). На значительной части Северного Устюрта в позднеартинское-раннеказанское время в морских условиях, по сейсмическим данным (высокие граничные скорости), предполагается формирование карбонатно-терригенных отложений с образованием отдельных карбонатных массивов, один из них (Шагырлинский) установлен на Мынсуалмасской ступени. В позднеказанское время возрастает соленость лагуны, что привело к накоплению глинисто-соленосных пород к западу от карбонатного массива. В татарское время море покинуло Устюрт и соседние регионы. В орогенных условиях накапливались красноцветные молассоидные толщи. С позднего арта и до конца перми вдоль орогенных структур Урала фиксируются клиноформенные комплексы [27-28].

Устюрт и Прикаспийская впадина в пермское время находились на 15-20° с.ш. в условиях тропического аридного климата, что обеспечило активное солеобразования. Накоплению огромных масс солей способствовал и активный вулканизм по южной тетической окраине Восточно-Европейского континента (Предкавказье, Красноводский и др. районы), обеспечивающий необходимые объемы хлора.

В позднепермское (татарский век) - триасовое время постколлизионные процессы порождают интенсивные сбросо-сдвиги (Арало-Кызылкумский, Северо-Устюртский, Центрально-Устюртский, Каратауский, Токубайский и др.) и общее погружение Северного Устюрта при одновременном воздымании Южно-Эмбинского, Центрально-Устюртского, Уральского и Казахстанского блоков. Интенсивность погружения отдельных блоков была разной. В Косбулакском, Самском, Кулажатском прогибах она достигала 3км, на поднятиях и ступенях 1-1,5км.

К среднему триасу Устюрт находился уже около 30°с.ш. В раннем-среднем триасе также как и в поздней перми в аридных условиях шло накопление терригенных аллювиально-озерных красноцветных и пестроцветных пород. Обломочный материал поступал с восточной (Казахстанской) суши, а также с отдельных возвышенностей внутри Северного Устюрта. В пределах Казахстанской суши сохранялись отдельные вулканические очаги и озерные водоемы. Морской бассейн заходил заливом из Палеотетиса в район Каспийского моря и его побережий.

В позднем триасе регион продвинулся на север на 5-6°. Палеогеографическая обстановка в целом сохранилась, но климат стал гумидным субтропическим. Это проявилось в накоплении серых, часто

углистых песчано-глинистых пород. В конце триаса - начале юры в связи с коллизией Закавказского микроконтинента и Евразии происходит складчатость в Мангышлакском рифте, активизируются сдвиги и разломы на Северном Устюрте и в Приаралье.

В ранней юре в регионе сохраняется континентальный режим осадконакопления при влажном субтропическом климате. Значительные площади остаются областями денудации или накопления песчано-глинистых угленосных пород небольшой мощности (до 100-200 м). В районе Аральского моря (Косбулакский прогиб и Южное Приаралье) мощность нижнеюрских отложений возрастает до 500-1200 м – это озерно-аллювиальные песчано-глинистые породы с большим количеством обугленного растительного материала. В предтоарское время проявились тектонические движения со сдвигами, которые обусловили формирование триас-нижнеюрского структурного комплекса с заметной складчатостью и повышенной нарушенностью разломами.

Со средней юры и до неогена тектонические движения на Устюрте и соседних регионах носили сравнительно спокойный платформенный характер, были умеренно дифференцированными, преимущественно вертикальными. В это время повсеместно сформировался платформенный (плитный) чехол мощностью от 2 до 4,5 км. К средней юре Устюртский район в результате общего перемещения Евразии на север находился на 40° с.ш. в области умеренного влажного климата.

В средней юре (с бата) начинается морская трансгрессия. Море проникло на Устюрт и в Прикаспийскую впадину. Восточнее, вплоть до Восточного Приаралья простирались обширные озерно-аллювиальные равнины с накоплением угленосных серых песчано-глинистых пород. В Колтыкском и Косбулакском прогибах мощности средней юры колеблются от 500-600 до 700-900м, в Барсакельмесском – 900-1100м, а в Судочьем прогибе до 1400м. К концу средней юры (в келловее) море достигало Аральского региона. Климат стал более сухим, угленакопление прекратилось, в бассейн поступал в основном глинистый материал. Келловейская глинистая толща (до 200-300м) является региональной крышкой для углеводородов. Низменная суша располагалась в Северном и Северо-Восточном Приаралье.

В поздней юре море немного продвинулось на восток, но состав пород сменился с песчано-глинистого на глинисто-карбонатный с черными илами.

В меловое время морской бассейн продолжал расширяться на восток. К турону море залило все Восточное и Северное Приаралье. В маастрихте и палеогене южный морской бассейн через Тургайский прогиб соединялся с Западно-Сибирским морем.

В эоцене в регионе накапливались в основном морские глинисто-мергелистые породы. В Северо-западном Устюрте за счет Уральской суши образовались прослой высокоемких песчаников и алевролитов. В них установлен ряд газовых месторождений (Базай, Кызылой).

В Косбулакском прогибе палеогеновые отложения имеют клиноформное строение. Глубина бассейна по клиноформам определяется

в 500-600м. Такие глубины благоприятны для формирования горючих сланцев. Последние известны в Восточном Приаралье. Подошва палеогена в Косбулакском прогибе находится на глубинах до 1500м. Эти факторы позволяют допускать формирование газовых залежей за счет органического вещества палеогеновых отложений. Палеогеновые клиноформы фиксируются и по югу Косбулакского прогиба, в пределах узбекистанского сектора Северного Устюрта.

В конце олигоцена Индия и Аравия столкнулись с Евразией, закрылся океан Тетис, а с сармата и Кавказский бассейн, началось формирование орогенного пояса на юге Евразии. Одновременно отмечается снижение уровня Мирового океана. Морской бассейн на территории Казахстана сокращается, восточная его граница проходила несколько восточнее Аральского моря. В конце миоцена море отступает и со всего Северного Устюрта. В течение неогена возобновляются движения, в том числе и сдвигового характера, по Арало-Кызылкумскому, Аккулковскому, Центрально-Устюртскому разломам. В это время окончательно формируется современная структура юрско-палеогенового плитного комплекса. Вдоль основных тектонических швов возникает серия оперяющих разломов, разрывающих весь чехол. Эти разломы четко фиксируются на сейсмических профилях. С неогеновыми движениями связано окончательное формирование большинства локальных структур [29].

Общие выводы по главе 1

Геологическая история Устюртского региона тесно связана с формированием Скифско-Западно-Туранского блока, развивавшегося в составе Восточно-Европейского и Евразийского континентов. В палеозое регион находился под влиянием тектонических процессов, обусловленных субдукцией океанической коры Палеотетиса, что привело к образованию интрузий и развитию магматизма. В позднем девоне – раннем карбоне на месте Тугаракчанского рифта сформировался Южно-Эмбинский прогиб, выполненный терригенными породами.

В среднем карбоне началось закрытие Уральского океана и столкновение Казахстанского микроконтинента с Восточно-Европейской платформой. Коллизионные процессы, сопровождавшиеся надвигами, магматизмом и осадконакоплением, привели к формированию предорогенных прогибов и развитию флишеидных толщ. В позднем карбоне – перми происходило активное накопление соленосных и карбонатно-терригенных отложений, что обусловило формирование перспективных нефтегазоносных комплексов.

Пермские и триасовые тектонические движения привели к структурному расслоению территории, возникновению разломов и образованию локальных поднятий и прогибов. В юрско-меловой период происходило развитие морских бассейнов, а в палеогене формировались клиноформные структуры, имеющие высокие перспективы для нефтегазоразведки. Новейшие тектонические движения неогена

окончательно сформировали современный структурный облик региона, определив его потенциал как нефтегазоносной провинции.

2 СТРУКТУРНО – ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРНОГО УСТЮРТА

2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика района

Фундамент Северного Устюрта до Аккулковского вала сложен метаморфическими и интрузивными породами позднего докембрия. По Аккулковскому разлому проходит граница между Северо-Устюртским континентальным блоком с докембрийским (кадомским) фундаментом и Уральским блоком (Челкарский прогиб) с герцинским верхнедевонским фундаментом. Породы фундамента вскрыты по обрамлению Челкарского прогиба (Аккулковский вал, Базайское поднятие, Жумагульский выступ). Здесь установлены как предположительно докембрийские, так и палеозойские породы. К верхнему протерозою отнесены амфиболиты (Г-16 Базайская) и различные метаморфические и кристаллические сланцы (Г-1 Кызылой, Г-16 Базайская). К палеозою (силур-девон) условно, по аналогии с Уралом, отнесены углисто-серицитовые сланцы, филлиты, базальтовые порфириты, серпентиниты (Г-2 Аккулковская, Г-1 Сорбулак, Г-6 Жумагул) (Рисунок 1-3) [30].

Докембрийские породы обнаружены в юго-западном Приаралье (Узбекистан), где на Куаныш-Коскалинском валу на площадях Коскала, Северный Караумбет, Кырккыз, Мончаклы, Башчуак, Восточный Каракудук, Чиббели под юрскими отложениями вскрыты метаморфические зеленые и темно-серые сланцы и ортогнейсы. Возраст принят условно как рифейский [31]. В новой скважине Зап. Кассарма-1 на Актумсукском поднятии глубже юрских отложений залегают глинистые черные сланцы (более 370м), сформированные за счет осадочных пород и базальтов. В скважине Кубла-Ассакеаудан-1 на Шахпахтинской ступени в интервале 3770-3910м также обнаружены темно-зеленые кварц-полевошпат-слюдистые сланцы. Сланцами представлена и призабойная часть разреза по скважине 1П Картпай (3990-4000м). Во всех этих скважинах, по нашему мнению, вскрыт рифейский фундамент. Сейсмические и каротажные данные этому выводу не противоречат.

К востоку от Арало-Кызылкумского вала располагаются территории с герцинским возрастом фундамента. Здесь имеются и фрагменты докембрийских блоков. В скважинах вскрыты сланцы, порфириты, габбро, граниты, известняки палеозоя (от силура до карбона). Достоверные нижнепалеозойские отложения на Устюрте не известны. Условно к силуру отнесли рассланцованные гравелиты, темно-зеленые, песчаники, алевролиты и мусковит-хлоритовые сланцы на площади Айбугир. Более вероятным нам представляется докембрийский возраст этих пород.

Осадочный складчатый чехол Устюрта охватывает отложения от верхнего девона до нижней перми (асселя). Эти отложения вскрыты многочисленными скважинами в пределах узбекистанского сектора Северного Устюрта (более 100), а также в казахской (около 10) и туркменской частях (около 10). Имеющиеся материалы позволяют выделить

Рисунок 1 - Литолого-стратиграфический разрез Северного Устья

Рисунок 2 - Сопоставление разрезов доюрских отложений Северного Устья

Рисунок 3 - Сопоставление разрезов юрско-палеогеновых отложений
Северного Устьярта

в палеозойском осадочном чехле несколько литолого-стратиграфических комплексов.

Верхнедевонско–среднекарбонный комплекс установлен в Барсакельмесском и Челкарском прогибах, на Арыстановской и Шахпахтинской ступенях и на Южно-Эмбинском поднятии.

Наиболее полно комплекс изучен на Куаныш-Коскалинском валу и прилегающих площадях, где он имеет преимущественно карбонатный состав. На полную мощность комплекс вскрыт на площадях Каракудук (скв. 6) и Уртатепа (скв. 2), мощности соответственно равны 544 и 911 м. Разница в мощностях объясняется разной степенью эрозии верхней части, перекрытой юрскими отложениями. В скв. 6 Каракудук в низах и верхах разреза определены фораминиферы, характерные соответственно для позднего девона-серпухова. Среднекарбонная (башкирская часть разреза) рассматриваемого комплекса в Барсакельмесском прогибе сохранилась от размыва на единичных площадях (Центральный Кушкаир, Акманказган, Карачалак и др.). Она также представлена в основном органогенными известняками. Общая мощность карбонатного (преимущественно) комплекса D₃-C₂ в Барсакельмесском прогибе не превышает 900-1200м. Скважиной № 1 Кубла-Ассакеаудан на Шахпахтинской ступени в интервале 3500-3770м вскрыты мраморизованные брекчированные темно-серые доломитизированные известняки и туфогенные породы с остатками морской фауны позднего девона.

В юго-западной части Северного Устюрта (Арыстановская ступень) в последние годы на двух площадях вскрыт карбонатный карбон. В скважине Г-1 Елигажи под песчаниками верхней перми в интервале 3806-4750м пройдены серые, светло-серые органогенные и скрытокристаллические известняки. Внизу (130м) известняки чередуются с серыми алевролитами и черными аргиллитами. Углы падения 30-40°. Верхняя часть известняков (250 м) отделяется от нижней пластом темно-серого аргиллита. Эта часть разреза по фораминиферам и другой фауне относится к верхнебашкирскому-нижнемосковскому ярусам (средний карбон). Ниже определены поздневизейские фораминиферы (4420-4520 м). В самой нижней карбонатно-аргиллитовой части палеонтологических остатков не обнаружено.

В скважине П-1 Кушата (Байчагырское поднятие) под эффузивно-терригенной толщей C₃-P₁ вскрыто 220м мраморизованных известняков, которые по аналогии с разрезом Елигажи нами также отнесены к карбону. Это подтверждается и сейсмическими данными. В этой связи мраморизованные известняки на Центрально-Устюртском поднятии (площадь Кокбахты) также вероятно карбонные. Ранее они были отнесены к девону. Необходимо отметить, что шельфовые известняки нижнего-среднего карбона мощностью 300м вскрыты и южнее, в Дарьялык-Дауданском прогибе (Туркмения), где они оказались газоносными на площади Тарымгая. Под известняками залегают туфобрекчии и андезитовые порфириды[32].

В 40 км к северу от Аккулковского поднятия в 1998 году пробурена глубокая скважина NW-1 Aral. Под красноцветной верхней пермью в интервале 4500-4700м вскрыто 200м светло-серых известняков с прослоями серо-зеленых аргиллитов с фораминиферами среднего карбона (московский

ярус). Мощность фамен - среднекарбоновой толщи в этом районе по сейсмическим данным около 1000-1200м.

Отложения верхнего девона-карбона известны по скважинам на Южно-Эмбинском поднятии, являющемся пограничной структурой между Прикаспийской и Северо-Устюртской впадинами. В отличие от более южных в основном карбонатных разрезов здесь отложения верхнего девона – нижнего визе представлены морской терригенной сероцветной граувакковой толщей мощностью до 5 км. Она вскрыта на площади Мынсуалмас, Жанасу, Туресай. Разрез сложен серыми песчаниками, аргиллитами, алевролитами с прослоями известняков, конгломератов, кислых туфов. В поздней визе – среднем карбоне здесь накапливались терригенно-карбонатные шельфовые породы мощностью до 800-1000м.

Отложения верхнего карбона – нижней перми установлены по бурению на Куаныш-Коскалинском валу, Актумсукском, Агынском и Байчагырском поднятиях. Около 800 м верхнекаменноугольно-нижнепермских (доартинских) флишоидных отложений вскрыто на структуре Байтерек (Актумсукское поднятие). Здесь в скважине 2-П в интервале 2070-2880м под юрскими отложениями пройдены ритмично чередующиеся серые до черных углистые и углисто-кремнистые аргиллиты, алевролиты, песчаники, органогенные известняки с прослоями туфов, туффитов, порфиритов. По фораминиферам определен раннепермский (ассель) возраст верхней части толщи. Аргиллиты содержат обугленное растительное вещество, тонкие линзочки угля, содержание Сорг от 0,25 до 2,75%. Туфы и известковистые туффиты приурочены, в основном, к нижней части. Прослой плагиоклазовых порфиритов (и туфов) встречаются в верхней части. Породы сильно трещиноваты и имеют крутые углы падения (50-70°).

По скважине Сарытекиз-1 (Актумсукское поднятие) в нижней ее части (260м) вскрыты черные углисто-кремнистые и карбонатно-кремнистые аргиллиты с прослоями алевролитов, аналогичные байтерекскому разрезу. Выше залегает пачка (360м) бурых туфопесчаников, туфоалевролитов. По фораминиферам определен гжельско-ассельский возраст туфогенной толщи. Завершается разрез толщей (около 300м) диабазовых миндалекаменных порфиритов. Породы дислоцированы, углы падения составляют 40-50°, содержание органического углерода в аргиллитах достигает 0,55-0,7%.

На газовом месторождении Куаныш под верхнепермскими красноцветными породами (50-130м) вскрыта аналогичная сероцветная пачка пород (300м), сложенная аргиллитами, алевролитами, песчаниками, реже известняками с тонкими пластами порфирита. Породы (особенно аргиллиты) содержат обугленный растительный детрит (до 5-8%), в известняках много обломков микрофауны криноидей, морских ежей, мшанок, трилобитов. Содержание Сорг составляет от 0,17 до 1,54%. В Барсакельмесском прогибе на площадях Насамбек, Тулей, Картпай, В.Айтуз, Жиес, Тедженказган отложения S_3-P_1 представлены кислыми и средними эффузивами и их туфами, туфобрекчиями, туфопесчаниками. Перекрыты они здесь маломощной (60-130 м) пачкой красноцветных аргиллитов. На Куаныш-

Коскалинском валу возраст отложений C_3-P_1 подтвержден фораминиферами. В скв. Абадан-1 вскрыто 300 м темно-серых аргиллитов с прослоями аргиллитов и порфиритов с фораминиферами гжельского и касимовского ярусов верхнего карбона. На площади Акчалак отложения C_3-P_1 представлены кислыми туфами, темно-серыми аргиллитами, песчаниками, алевролитами с прослоями доломитов и органогенных известняков с остатками морской фауны и пластами базальтовых порфиритов. К этому времени, вероятно, относятся и гранитоиды, вскрываемые под юрскими отложениями на площадях Раушан, Башчуак, Южный Куаныш и др.

В Судочьем прогибе и на Тахтакаирском валу вскрываются темно-серые до черных аргиллиты, реже алевролиты и песчаники без четкой палеонтологической характеристики (площади Урга, Бердах, Арка-Кунград и др.). Эти отложения относят то к C_3-P_1 или к T_3-J_1 . Сейсмостратиграфический, палеогеографический и палеотектонический анализы привели нас к выводу о более молодом артинско-кунгурском возрасте этих отложений.

Вулканоогенно-осадочные разрезы C_3-P_1 вскрыты на Байчагырском поднятии, в скважинах на площадях Кушата и Ирдалы (Казахстан), Курлук, Баймен. Палеонтологических остатков в них не встречено, поэтому другие исследователи датируют эти отложения от позднего девона до триаса. В скважине П-1 Кушата под триасовыми отложениями вскрыта эффузивно-осадочная толща (2800-3324 м). Это зеленые и коричневые туфопесчаники, туфоалевролиты, туфоконгломераты. В 5 км севернее, в скв. П-2 Кушата вскрытая мощность C_3-P_1 составляет 1336 м. В этой скважине наряду с обломочными породами имеются пласты основных, средних и кислых лав. Аналогичная толща вулканогенных обломочных пород с пластами андезитовых порфиритов вскрыта скважиной на площади Ирдалы (800 м).

Нижняя - верхняя пермь (верхнеартинско-кунгурский сероцветный комплекс). Новые сейсмостратиграфические исследования показали, что с этих образований начинается доплитный комплекс, залегающий со значительным стратиграфическим и угловым несогласием на складчатом комплексе или фундаменте. С этим несогласием связан опорный отражающий горизонт «б». В северной части Северного Устюрта в скважине 4-П Северный Мынсуалмас вскрыты артинские отложения, они представлены тонким переслаиванием темно-серых и серых песчаников, алевролитов и аргиллитов, реже гравелитов. Встречаются зерна глауконита, остатки фораминифер и криноидей, что указывает на морские условия осадконакопления. В гальке известняков отмечены фораминиферы среднего карбона. В аргиллитах встречены пыльца и споры растений как раннепермского, так и позднедевонского облика. Это указывает на размыв в артинское время пород от верхнего девона до среднего карбона.

К верхнеартинско-нижнеказанским отложениям, по нашему мнению, следует относить черную преимущественно аргиллито- и алевролитомергелистую толщу, вскрываемую в Судочьем прогибе, на Тахтакаирском валу и в Ассаке-Ауданском прогибе. Она не содержит эффузивов и залегает с

несогласием на каменноугольно-нижнепермских карбонатно-терригенных и эффузивных породах. Эта толща залегает выше отражающего горизонта «б» (поверхности несогласия) и выполняет самые глубокие части прогибов по этому горизонту с подошвенным прилеганием к нему. Эта толща обогащена обугленным растительным детритом (до 5%) и бедна органическими остатками. Поэтому узбекские геологи и геофизики относят её то к C_3-P_1 , то к T_3-J_1 . Мощность этой толщи в Судочьем прогибе колеблется от первых сотен метров до 1-1,5-2,5км. В Судочьем прогибе вскрытая мощность составляет от 430м (Бердах) до 1100м (Арка-Кунград). В Кульбайской мульде и Самском прогибе мощность по сейсмическим данным до 300-500м. Помимо сейсмостратиграфических данных о возрасте черной пачки Судочьего прогиба можно отчасти судить и по скудным палеонтологическим материалам. Так, на западном борту Судочьего прогиба в скв. 1 - Вост. Аламбек под красноцветным пермо-триасом вскрыты черные горизонтально слоистые аргиллиты с прослоями мергелей. Савельевой А.А. и Павловым А.В. (ВНИГРИ) в них определен аммонит семейства *Rapanceratidae* Hueff., кунгурско-уфимского времени. В скв. Сев. Урга-1 (Судочий прогиб) под черными аргиллитами в призабойной части вскрыта карбонатная брекчия (гл. 4470-4474 м) с фузулинами ранней перми, из этого можно сделать вывод о более молодом возрасте вышележащей толщи. Эта к верхнеартинско-нижнеказанская терригенно-карбонатная толща сохраняет такой же как в Судочьем прогибе литологический состав в Косбулакском прогибе, а на Мынсуалмасской ступени по сейсмическим данным образует мощную (до 2км) карбонатную платформу [33-35].

Верхнеказанские отложения условно (по сейсмостратиграфическому анализу) выделяются в Самском, Кулажатском и Култукском прогибах, на блоке Косбулак и в Кульбайской мульде, где мощность их не менее 200-300м. Характерной особенностью является наличие локальных «раздувов» мощности с образованием небольших нечетко выраженных куполов, часто осложненных мелкими разломами. Причем осложнения охватывают как пермские и триасовые отложения, так и иногда низы юрских (структуры Бегеш, Аманжол, Тышканды, Харой). Над такими раздувами нет четких гравиметрических аномалий (отрицательных). Это связано, вероятно, с небольшими мощностями соли. Поэтому можно предполагать глинисто-соленосный или глинисто-ангидритовый характер разреза верхнеказанских отложений. Соленосные отложения вскрыты в Дарьялык-Дауданском прогибе на структуре Ербурун под триасом, пройдено 100м. На отчетных сейсмических разрезах верхнеказанские отложения выделены в одну сеймопачку с татарскими терригенными породами между горизонтами VI и VII.

Верхнепермские (татарские) и нижнетриасовые красноцветные континентальные терригенные отложения из-за однообразного литологического состава и бедности органическими остатками часто рассматриваются как единая стратиграфическая толща. Они сложены красноцветными конгломератами, гравелитами, песчаниками, алевролитами

и аргиллитами при мощностях до 2км. На ряде площадей отложения P₂-T₁ отсутствуют или имеют небольшие (до 100-200 м) мощности (Судочий прогиб, Актумсукский, Тактакаирский, Куаныш-Коскалинский валы, Центрально-Устюртское, Южно-Эмбинское, Агыинское поднятия). В узбекистанской части разреза наибольшие мощности P₂-T₁ вскрыты в Самском, Косбулакском прогибах и в Кульбайской мульде. Так в Самской скважине вскрытая мощность составила 1430м, в Восточно-Касарминской 1050м, в Теренгкудукской – 1580м, Восточно-Харойской около 450м. Полная мощность по сейсмическим данным на 20-20% выше. В Харойских и Теренгкудукских скважинах установлены спорово-пыльцевые комплексы верхней перми и нижнего триаса (инд). Пермская часть разреза отделяется от триаса условно по большому количеству песчаников.

В казахской части Северного Устюрта пермские и нижнетриасовые отложения распространены повсеместно и имеют более значительные мощности (до 2км). Пермские отложения выделяются по преимущественно песчаному составу, а в нижнетриасовых красноцветных песчано-глинисто-алевролитовых породах найдена раннетриасовая органика (остракоды). Самые мощные разрезы татарского яруса верхней перми установлены в Самском прогибе и в Северном Приаралье, на площади Шомышты (более 1150м), Тунгуроксор (более 1770м), Куланды (более 850м). Разрез представлен косослоистыми розовыми, коричневыми разномерными полимиктовыми песчаниками с прослоями гравелитов, алевролитов и реже аргиллитов. Нижнетриасовая часть разреза в Казахстане имеет мощности от 150м (Шомышты) до 900м (Арыстановская) и представлена красноцветными аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников.

На блоке Косбулак отложения татарского и верхов казанского ярусов выделяются между горизонтами VI и VII, здесь они, вероятно, имеют терригенный состав

Отложения среднего триаса известны только в казахской части Северного Устюрта, в Узбекистанский сектор Северного Устюрта, они не отлагались или были эродированы. Осадконакопление продолжалось в континентальных условиях, но климат несколько смягчился, что проявилось в увеличении роли серых пород. Среднетриасовые отложения представлены пестроцветными песчано-глинистыми отложениями - разномерными, глинистыми песчаниками и смешанными песчано-глинисто-алевролитовыми породами. Преобладают полимиктовые песчаники с примесью туфового материала. Верхняя часть разреза более глинистая, имеет бурый цвет и сложена в основном глинисто-алевролитовыми известковистыми породами с прослоями глинистых песчаников. Возраст подтвержден определениями остракод. Общая мощность среднего триаса достигает 730м (Жайлыган) - 960м (Ащитайпак).

В юго-западной части Северного Устюрта мощность среднего триаса сокращена до 200м (скв. П-1 Ирдалы), а на Актумсукском, Центрально-Устюртском, Южно-Эмбинском поднятиях они отсутствуют.

Верхнетриасовые отложения представлены сероцветной континентальной терригенной толщей, залегающей трансгрессивно на средне- или нижнетриасовых или более древних отложениях.

Они не имеют сплошного распространения, установлены только в прогибах Казахского Устюрта. В сводах крупных антиклиналей (Арыстановская, Шомышты, Шагырлы, Ащитайпак, Жайылган, Кызылой, Аккулковское и другие) верхний триас уничтожен предъюрским размывом.

В связи с размывом на антиклиналях верхний триас долгое время оставался практически не изученным, так как скважины после юры входили в красноцветные отложения перми - среднего триаса. Как чушкакульская свита верхний триас был установлен Р.Г. Гарецким в начале 60-х годов по скважине на Шошкакуле, затем эти отложения были установлены скважинами Куланды О-1 и Северо-Устюртской О-1. Ранее эти отложения датировались рэт-лейасом. [5(с.6), 36].

На Чушкакуле (скв. Г-1) тремя скважинами изучен полный разрез верхнего триаса — это темно-серые, черные аргиллиты с прослоями песчаников, реже алевролитов и гравелитов. В породах содержится большое количество обугленных растительных остатков. Песчаники мелко-среднезернистые, полимиктовые, на глинисто-сидеритовом цементе. Породы верхнего триаса уплотнены и дислоцированы, углы падения по шошкакульским скважинам (Г-1, Г-6, Г-3) изменяются от 12 ° до 30°. Вскрытая мощность верхнего триаса на Шошкакуле составляет 830м (скв. Г-6), что отвечает вскрытой истинной мощности 500м.

Анализ геологических, палеонтологических и сейсмических материалов показал, что триасовые отложения в разрезе скважины О-1 Куланды отсутствуют. Ранее относимые к верхнему триасу темно-серые глины и слабо сцементированные песчаники (инт. 1275-1305м и инт. 2054-2147м) следует относить к нижней юре.

В Северо-Устюртской опорной скважине верхний триас представлен чередованием песчаников, аргиллитов и алевролитов (2292-2821м) с небольшим преобладанием песчаников.

Песчаники серые мелко- и среднезернистые, местами с примесью мелкого гравия, плотные, полимиктовые, крепкие, с обугленными растительными остатками. Аргиллиты серые, темно-серые, черные, с кремнистыми конкрециями и сидеритом, с обугленными растительными остатками, с зеркалами скольжения.

Наиболее мощный разрез верхнего триаса изучен по скважине П-2 Ащитайпак - инт. 3013-4188м. Разрез сложен неравномерно переслаивающимися серыми и темно-серыми аргиллитами, песчаниками и алевролитами. Песчаники разнозернистые, местами с примесью гравия, часто косослоистые, на глинисто-карбонатном цементе, с обугленными растительными остатками, преимущественно кварцевые (кварц 45-50%), полевые шпаты-15-30%; обломки разных пород (до 25%), встречается пирит.

Аргиллиты темно-серые, черные, хлоритово-гидрослюдистые, с включениями обугленных растительных остатков, пирита, сидерита,

тонкослоистые. Спорово-пыльцевые комплексы подтверждают поздне триасовый возраст.

Сходные, но менее мощные разрезы вскрыты рядом скважин в западной части Северо-Устюртской впадины (Кушата, Ирдалы, Астауой, Бегеш, Хорлык, Каменная и др.) и на полуострове Бузачи (Аралды и др.). Верхний триас по сейсмическим данным выполняет весь Косбулакский прогиб с максимальной мощностью до 1200м.

Накопление верхнетриасовых пород происходило в аллювиально-озерных условиях при влажном и теплом климате.

Юрские отложения имеют повсеместное распространение. Они представлены сероцветной песчано-глинистой толщей континентального и мелководноморского происхождения. Мощности их изменяются от первых сотен метров на поднятиях до 2,5км в глубоких прогибах. Они вскрыты многочисленными скважинами, с ними связаны основные месторождения нефти и газа. [37].

Нижняя юра. По периферии Устюрта и на поднятиях нижнеюрские отложения отсутствуют или имеют небольшие мощности. Они представлены аллювиально-озерными песчаниками, гравелитами, серыми глинами и алевролитами с линзами бурых углей мощностью до 150-200м. В восточных прогибах мощности возрастают до 600м и более. В Судочьем прогибе, в Южном Приаралье нижняя юра вскрыта на площадях Урга, Арал, Бердах, Кабанбай. Это серые разнородные песчаники с прослоями темно-серых глин, алевролитов и гравелитов. Породы обогащены обугленными растительными остатками. Залегают нижняя юра на сероцветной толще С₃-Р₁. Нижняя юра вскрыта и в Куландинской опорной скважине под надвинутыми на нее верхнепермскими красноцветами. Здесь в интервале 1647-2147м встречены темно-серые и светло-серые песчаники с включениями гравия и галек, переслаивающиеся темно-серыми аргиллитами, алевролитами и конгломератами. Породы обогащены обугленными растительными остатками. Нижняя часть этого интервала (около 90м) ранее относилась к верхнему триасу. Л.Н. Котова пересмотрела списки спор и пыльцы 50-х годов прошлого века. По ее мнению четкого вывода о возрасте этот комплекс не дает. В надвиговой части, по Л.Н. Котовой, сероцветная пачка в интервале 1182-1275м, относимая ранее к Т₃-J₁, имеет, скорее всего, среднеюрский и, возможно, тоарский возраст, т.е. это более молодая часть юры, чем вскрытая под надвигом. Мощная (до 800-1200м) нижняя юра выделяется по сейсморазведке в Косбулакском прогибе.

Средняя юра (аален-бат). Отложения этого возраста распространены на всей изучаемой территории. Они залегают с размывом и несогласием на различных горизонтах триаса, реже палеозоя. На нижнеюрских породах отмечается трансгрессивное несогласное залегание. Расчленение аален-бата по литологическим признакам затруднено из-за однообразия состава. Разрез сложен в основном мощной сероцветной озерно-аллювиальной толщей песчаников, алевролитов и глин, реже гравелитов и

бурых углей. В крайней западной части (Колтыкский прогиб), на Шахпахтинской ступени и в Ассакеауданском прогибе в бате и верхах байоса появляются пласты прибрежно-морских серых песчаников и глин. На поднятиях (Центрально-Устюртское, Актумсукское, Аккулковское) из разреза выпадают нижние части средней юры (аален и иногда низы байоса). Мощность аален-батских отложений колеблется от 200-250м до 700-800м [38,39].

Средняя-верхняя юра (келловей-оксфорд). Келловей-оксфордские отложения в отличие от нижележащих континентальных формировались в прибрежно-морских шельфовых условиях. Залегают с размывом на батских отложениях. Представлены глинами серыми, голубоватыми, зеленовато-серыми с подчиненными прослоями хорошо сортированных песчаников и алевролитов. Один из пластов песчаников располагается обычно в основании разреза, и он является основным коллектором на выявленных месторождениях углеводородов. Мощность отложений келловей-оксфорда от 200 до 300-500м (юго-восток).

Верхняя юра (киммеридж-титон). Завершает разрез юры пачка известняков мелкокристаллических и мелкодетритусовых и реже карбонатных песчаников и алевролитов мощностью от 20-50м на востоке до 200-250м на западе и юго-западе, где появляются и прослой ангидритов. К кровле известняков приурочен опорный отражающий горизонт III. На Актумсукском и Байчагырском выступах эти отложения отсутствуют.

Нижнемеловые отложения распространены повсеместно и представлены мелководно-морскими в основном песчано-глинистыми отложениями мощностью 900-1300 м. В низах разреза имеются пласты известняков.

Верхнемеловые отложения разделяются на два комплекса: верхний морской карбонатный и нижний морской песчано-глинистый. Граница между комплексами на западе проходит в середине турона, на востоке она поднимается до сантона. Мощность терригенного верхнего мела составляет 100-250м, карбонатного 150-400м.

Палеоген. Представлен мощной (600-900 м) толщей морских зеленовато-серых глин с прослоями мергелей, известняков, алевролитов. В западной части в палеоцене и эоцен преобладают мергели и карбонатные глины. В основании эоцена отмечаются битуминозные глины и сланцы, которые, вероятно, являются источником для месторождений газа в эоцене северо-востока Северного Устюрта. В северной части Устюрта на Мынсуалмасском выступе и прилегающих районах по сейсмическим материалам в эоцене установлено 5-7 клиноформ мощностью каждой 20 м.

На большей части района осадочный разрез завершается известняками сарматского яруса (верхний миоцен), бронирующими плато Устюрт. Мощность их достигает 200м. Нижние горизонты миоцена сложены прибрежно-морскими песками, глинами, мергелями мощностью до 100м.

Максимальные мощности юрско-неогеновых отложений по сейсмическим данным достигают в Косбулакском прогибе 5500-5600 м. В

других прогибах Северного Устюрта мощности не превышают 4-4,5км, на остальных площадях они составляют 3-3,5км.

На большей части района осадочный разрез завершается известняками сарматского яруса (верхний миоцен), бронирующими плато Устюрт. Мощность их достигает 200м. Нижние горизонты миоцена сложены прибрежно-морскими песками, глинами, мергелями мощностью до 100м.

Максимальные мощности юрско-неогеновых отложений по сейсмическим данным достигают в Косбулакском прогибе 5,5-5,6км. В других прогибах Северного Устюрта мощности не превышают 4-4,5км, на остальных площадях они составляют 3-3,5км [40].

2.2 Тектоническое строение Северного Устюрта

В начале этого раздела следует остановиться на нашем понимании консолидированной оболочки земной коры (кристаллический фундамент), объеме и составе осадочного чехла и слагающих его геодинамических сейсмокомплексов (ГдСК) (складчатого, до плитного и плитного), а также еще более мелких сейсмостратиграфических подразделений: сейсмостратиграфические этажи, квазисинхронные сейсмокомплексы.

«Земная кора» состоит из двух главных возрастных подразделений: нижней магма-метаморфической и верхней осадочно-вулканогенной оболочек. Они, как правило, имеют четкие геофизические характеристики. В нижней оболочке («консолидированной коре») отсутствуют регионально прослеживаемые сейсмические границы первого рода (резкие границы), в то время как верхняя оболочка («осадочный чехол»), напротив, насыщена ими.

«Консолидированная кора» – это часть твердой стратифицированной оболочки Земли (стратисферы), которая сложена первично осадочными и вулканогенными породами, измененными до гранулитовой и амфиболитовой фаций метаморфизма, интенсивно деформированная и насыщенная более молодыми интрузиями.

«Вулканогенно-осадочная оболочка» – верхний слой стратисферы, сложен недеформированными и (или) умеренно деформированными и слабо эпигенетически преобразованными (не выше начальной стадии метаморфизма) осадочными и вулканогенными породами. Такое толкование основано на сейсмостратиграфических исследованиях закрытых территорий, не доступных для традиционных геологических наблюдений.

Понятие «вулканогенно-осадочная оболочка», сближается с понятием «увосфера» (углеводородная оболочка), введенного в литературу Б.А. Соколовым в 1984 г. для обозначения трещинно-порового пространства верхней части стратисферы, образованной породами, занятыми в значительной степени гидросферой и пригодными для генерации и размещения в нем углеводородных соединений в различном (газовом, жидком, полужидком и твердом) состоянии [41]. Это обстоятельство придает выделению двух главных возрастных подразделений особое значение, отделяющее часть разреза земной коры нефтегазоносной провинции (бассейна), которая участвует в биосферном круговороте углерода и

водорода, продолжая генерировать углеводороды, от той части, которая в ходе эволюционных преобразований была выведена из биосферного круговорота углерода.

Нами на основании имеющихся региональных исследований КМПВ выполнено выделение и прослеживание границы «консолидированная кора» – «осадочный чехол». Эта граница относится к категории «шероховатых» сейсмических границ и обладает весьма изменчивыми акустическими свойствами. Поэтому в поле отраженных волн граница «консолидированная кора» – «осадочный чехол» прослеживается фрагментарно и ее опознание в разрезе всегда трудно решаемая задача. Напротив, в поле преломленных волн эта граница (преломляющий горизонт « K_0 ») прослеживается непрерывно и уверенно опознается. Надежному отождествлению преломленной волны на этой границе способствует само правило ее выделения. Это не просто волна с высокими (более 5,8 км/с) значениями граничных скоростей, а волна, которая отличается сложной интерференционной формой записи с многочисленными сменами волн, повторяющимися на нагоняющих годографах, что свидетельствует о большом числе субвертикальных контактах по этой преломляющей поверхности. В первых вступлениях ее сменяет преломленная волна с высокой граничной скоростью ($V_T = 8.0-8.4$ км/с) на границе «М» (поверхность Мохо). Граница « K_0 » обладает еще одной особенностью. Ее возраст меняется по простиранию. В то же время, в пределах одной глобальной или региональной структуры Земли ее положение в разрезе выдерживается на определенном стратиграфическом уровне и маркирует время начала геологических процессов, в ходе которых эти структуры были сформированы. Стратиграфический уровень горизонта « K_0 » отвечает времени завершения в пределах крупного блока земной коры (структуры регионального масштаба) активных тектонических, магматических и метаморфических процессов, приводящих к формированию новых объемов консолидированной коры. «Консолидированная кора» (КК) гомогенна, в ее разрезе возрастные подразделения более низкого ранга не выделяются. Фиксируемые внутри нее отражающие элементы связаны с границами интрузивных тел или плоскостями разрывных нарушений, то есть являются вторичными по отношению к событийным границам.

Вулканогенно - осадочные комплексы образуют составные элементы «осадочного чехла» более низкого порядка: «складчатого», «доплитного», «плитного» геодинамического комплекса (сейсмокомплекса) (ГдСК). Основными критериями для их выделения служат: а) характер распространения, б) стиль и интенсивность деформаций и в) соответствующая ей сейсмическая характеристика.

В качестве «складчатого» ГдСК выделяются слабометаморфизованные (но не до стадии кристаллического фундамента) комплексы в низах осадочного чехла молодых платформ, которые формировались в областях с континентальным типом коры. Ранее в литературе эти складчатые комплексы получили название верхних комплексов фундамента или «складчатый фундамент» [23(с.16), 42]. К «доплитному» ГдСК относятся

локально распространенные слабдеформированные толщи, образовавшиеся до накопления сплошного покрова недеформированных отложений. К ним, в частности, относятся образования так называемого «переходного комплекса». На Туранской плите доплитные комплексы распространены, в основном, в пределах областей допалеозойской консолидации и сложены орогенными и платформенными формациями палеозоя, триаса, а местами и нижней юры максимальной мощности до 7 км. Новые сейсмические и буровые материалы показывают, что этот ГдСК на Северном Устье венчается мощной (до 3 км.) сероцветной континентальной терригенной серией верхнего триаса-лейаса, выполняющей центральные части прогибов и отдельные грабены. Наконец, «плитный» ГдСК – это толщи обычного платформенного чехла древних и молодых платформ, как правило, недислоцированные и слоистые на сейсмических разрезах, разделенные многочисленными регионально прослеживаемыми отражающими горизонтами. Общая мощность отложений плитного ГдСК составляет 3-4км, а в отдельных случаях достигает 5-6км.

Границей «складчатого» и «доплитного» ГдСК на Северном Устье служит отражающий сейсмический горизонт «б» (Акустический фундамент) – это одна из основных регионально прослеживаемых границ в осадочном чехле, которая выделяется по смене характера рисунка отражений. Она отделяет верхнюю часть разреза, насыщенную динамически яркими отражающими горизонтами, от нижней части, где возможна только групповая корреляция отдельных не выдержанных по простиранию и наклонам границ. Это принципиальная граница раздела между деформированной частью разреза земной коры, с одной стороны, и слабдеформированного покрова осадков, с другой. Стратиграфическое положение в разрезе горизонта «б» фиксирует время завершения на данной территории складчатых деформаций (и сопутствующего метаморфизма), связанных с коллизией континентов и микроконтинентов, а также с процессами тектонического надвигания блоков консолидированной коры, перемещающихся на втором уровне тектоники плит (на уровне земной коры). Разделом между «доплитным» и «плитным» ГдСК служит регионально прослеживаемый опорный отражающий горизонт V, который приурочен к наиболее молодой в данном регионе границе четко выраженного углового несогласия. Возраст горизонта, приуроченного к кровле «доплитного» ГдСК, фиксирует время завершения активных тектонических процессов постколлизиионного этапа развития земной коры.

По степени дислоцированности палеозойских отложений, наличию и возрасту доплитного комплекса в изучаемом регионе и сопредельных районах выделены Прикаспийская и Западно-Туранская плиты. По особенностям строения осадочного чехла и фундамента Прикаспийская плита относится к древней Восточно-Европейской платформе, а Западно-Туранская к молодой Центрально-Евразийской платформе. На Прикаспийской плите палеозойские отложения не дислоцированы, на Западно-Туранской плите - дислоцированы. Основные дислокации на

Западно-Туранской плите относятся к предкунгурскому времени. Дополнительное усложнение структуры складчатого палеозойского и доплитного комплексов на Западно-Туранской плите произошло в конце триаса - начале юры. Область сочленения Северного Устюрта с Прикаспийской впадиной характеризуется глубоким (до 10-12км) прогибом фундамента (Тугаракчанский рифт) и соответствующего этому прогибу крупного палеозойского Южно-Эмбинского поднятия, выполненного преимущественно терригенным комплексом верхнего девона-раннего визе грауваккового состава, мощность которого достигает 5,5-6км. Верхнюю часть палеозойского разреза слагают преимущественно карбонатные комплексы нижнего - верхнего карбона и нижней перми. Свод поднятия на большом протяжении размыт и юрско-меловые отложения перекрывают различные образования девонского, каменноугольного и нижнепермского (ассель) стратиграфических уровней.

На южном склоне Южно-Эмбинского поднятия прослежена толща карбонатных отложений нижнепермского (верхнеартинско-кунгурского) возраста мощностью 1,0 -1,5км. Настоящими исследованиями установлено, что карбонатно-терригенная толща верхнеартинско-нижнеказанского возраста сплошным чехлом перекрывает крупный Мынсуалмасский выступ. Эти отложения накапливались в условиях недокомпенсации.

Анализ структуры терригенных и карбонатных палеозойских отложений Южно-Эмбинского поднятия позволяет установить, что накопление терригенного комплекса сопровождалось длительными процессами прогибания в позднем девоне - раннем карбоне. В начале поздней перми было сформировано инверсионное поднятие, связанное со сдвиговыми движениями.

Мощность отложений верхней перми (верхнеказанско-татарских) и триаса в северо-западной части Северо-Устюртского блока составляет 3км (Косбулакский и Самско-Бейнеусский прогибы). Серия профилей, пересекающая Северный Устюрт, показывает, что наиболее резкие нарастания толщины верхней перми и триаса отмечаются вблизи Токубайского и Северо-Устюртского разломов сдвига-надвигового характера. Это позволяет считать, что формирование Северо-Устюртской системы верхнепермско-триасовых прогибов и поднятий обусловлено движениями по этим и ряду других разломов.

Особенностью верхнепермо-триасовых отложений Северного Устюрта является наличие дисгармоничных структур, которые связаны с деформациями присдвигового сжатия и наличием пластичных пород в перми. Такие структуры, как правило, группируются вдоль определенных линий (Сарга, Аманжол, Жаилган, Ащитайпак и др.). Антиклинали имеют асимметричную форму и разорваны в присводовой части серией наклонных разломов, выполаживающихся с глубиной. Складки и разломы охватывают весь разрез перми и триаса, вплоть до его эрозионной поверхности. Это свидетельствует, что складчатость происходила непосредственно перед

эрозией и седиментацией плитного комплекса и ее последние этапы могут быть датированы поздним триасом - ранней юрой (дотоарское время).

Границы Северо-Устюртского бассейна по доплитному комплексу прослеживаются достаточно уверенно и в большинстве случаев приурочены к разрывным нарушениям сдвигового характера. Сочетание юго-западной, северо-западной и меридиональной (север-юг) ориентировок разрывных нарушений придает региону характерную клиновидную (треугольную) форму. Важнейшим элементом рассматриваемой системы является цепь прогибов, таких как Колтыкский, Северо-Токубайский, Кулажатский, Самско-Бейнеуский, Косбулакский Барсакельмесский, отделенных друг от друга более или менее четкими седловинами или поднятиями. Все прогибы имеют субширотную, северо-западную и юго-западную ориентировки. Прогибы имеют четкие ограничения в виде моноклиналиных склонов, ступеней и поднятий. Среди положительных структурных элементов северной половины Северо-Устюртского массива выделяются Байчагырское (Яркимбайское), Актумсукское поднятия и крупный Мынсуалмасский выступ. Для всего рассматриваемого комплекса характерна сильная нарушенность, создающая типично блоковую структуру [43-45].

Таким образом, на рассматриваемой территории в осадочном чехле выделяется все три геодинамических сейсмокомплекса: складчатый, доплитный и плитный. Более детально изучены верхние два геодинамических сейсмокомплекса плитный и доплитный. Строение первого (плитного) отражено на структурных картах по кровле и подошве юры (III и V сейсмические горизонты), строение второго, доплитного, - на структурной карте по горизонту VII (доверхнеказанская поверхность). Структурная карта по горизонту «б», не строилась, поскольку площадь работ относится к различным сейсмогеологическим областям и даже провинциям.

На основании выполненной комплексной интерпретации материалов по преломленным и отраженным волнам построена структурно-тектоническая схема по кровли консолидированного фундамента на лицензионной территории (Рисунок 4). Сеть сейсмических профилей расположена на юге крупного Косбулакского прогиба и на юго-востоке Шомышты-Шагирлинского выступа фундамента. Протяженность Косбулакского прогиба по замыкающей изогипсе 9км по кровле фундамента достигает 140-150км. при ширине 40-50км. Максимальная глубина залегания кровли фундамента превышает 12км. Прогиб вытянут в северо-западном-юго-восточном направлении. Северная граница прогиба проходит по субширотному Южно-Эмбинскому сдвигу. На востоке по борту Косбулакского прогиба совпадая с Аккулковским разломом северо-западного направления, который на севере приобретает субмеридиональное направление. На севере, вероятно, пограничной структурой между Северо-Устюртским массивом (блоком) кадомской консолидации и Восточно-Европейской платформой является Тугаракчанский рифт. Северо-Устюртский разлом с параллельным ему Южно-Эмбинским сдвигом, проходящим в 20-30км севернее, представляет единую систему сдвигов.

На востоке Косбулакского прогиба Северо-Устьюртский сдвиг резко поворачивает на юг и простирается параллельно Аккулковскому разлому, образуя с последним единую систему сдвигов шириной до 30 км. На северо-востоке от Косбулакского прогиба по поверхности фундамента в виде структурного осложнения выделен Актумсукский залив, ограниченный на западе Южно-Эмбинским, а на востоке южным продолжением Сакмаро-Кокпектинского разломов. Восточное крыло залива очень крутое и оборвано Сакмаро-Кокпектинским разломом. Северо-восточное крыло пологое, на нем



Условные обозначения



Рисунок 4 - Фрагмент Тектонической карты консолидированной коры фундамента

вырисовывается крупное Восточно-Терескенское поднятие с амплитудой более 1 км. В центриклинальной части залива фундамент погружен до 10 км. Вдоль юго-западного борта Косбулакского прогиба проходит Мынсуалмасский разлом юго-восточного простирания, который отделяет прогиб от расположенной юго-западной Мынсуалмасской ступени, ограниченной на севере Северо-Устьюртским сдвигом, а на западе Самским разломом. Мынсуалмасская ступень вытянута параллельно оси Косбулакского прогиба более чем на 100-120 км. На западе ступени выделяется крупный Шагырлы-Шомыштинский свод с амплитудой по кровле фундамента на западе более 2 км. и более 3 км на востоке, где вдоль свода поднятия выделен Шагырлы-Шомыштинский разлом, по которому по комплексной интерпретации материалов ОГТ и КМПВ проходит смена палеозойского доверхнеартинского разреза. На своде поднятия мощность палеозойского доверхнеартинского разреза достигает 2км, а на склоне ступени между Шагырлинским-Шомыштинским и Мынсуалмасским разломами его мощность составляет не более 500м. Между Шагырлы-Шомыштинским и Мынсуалмасским разломами выделяется довольно крутая ступень, по которой глубина по кровле фундамента изменяется от 8км до 11км, фиксируя резкое погружение фундамента в сторону осевой части Косбулакского прогиба .

Структура юрского-неогенового (плитного) комплекса (Рисунок 5-6, приложения А,Б) изучена достаточно детально. Она основана на результатах бурения и двух опорных сейсмических горизонтах - III и V. Первый из них позволяет рассматривать структурные особенности подошвы мела, второй - подошвы юры. Структурные планы по этим горизонтам совпадают, за исключением отдельных деталей.

Определение границ Северо-Устьюртской впадины по плитному комплексу решается неоднозначно. Обычно эти границы проводились на юге по группе разломов, окаймляющих Центрально-Устьюртско-Каратаускую складчатую зону; на север-северо-западе по границе распространения солянокупольной тектоники; на востоке - по субмеридиональной системе разломов и Арало-Кызылкумскому валу; на север-северо-востоке по южным периклинальным окончаниям Урало-Казахстанской систем поднятий (Рисунок 7, приложение В).

Нами предлагаются скорректированные границы, более детально учитывающие особенности региональной структуры и соотношения ее с пограничными крупнейшими элементами, различия в эволюции на домезозойском и мезозойско-кайнозойском этапах, дифференциацию источников генерации углеводородов.

Северная граница проводится не по линии затухания солянокупольной тектоники, а по зоне глубинного Северо-Устьюртского разлома, срезающего южное крыло Южно-Эмбинского палеозойского поднятия. Тем самым юрские отложения в сводовой части Южно-Эмбинского палеозойского поднятия до Северо-Устьюртского разлома структурно отнесены к Прикаспийской впадине. Как будет показано, результаты выполненных

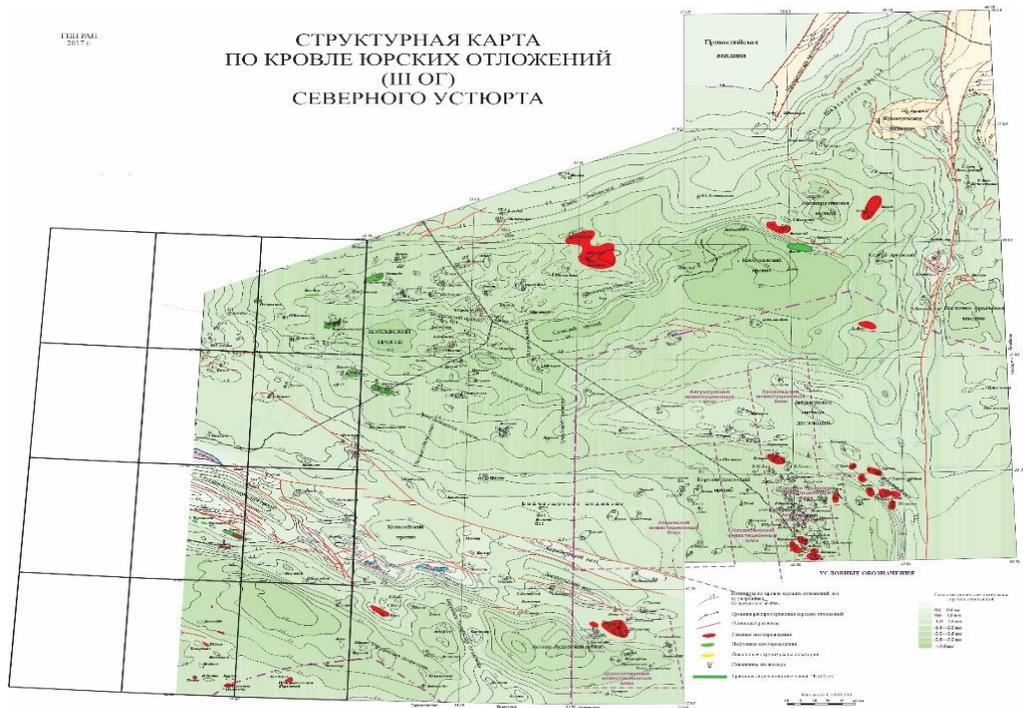


Рисунок 5 - Структурная карта Северного Устьюрта по кровле юрских отложений

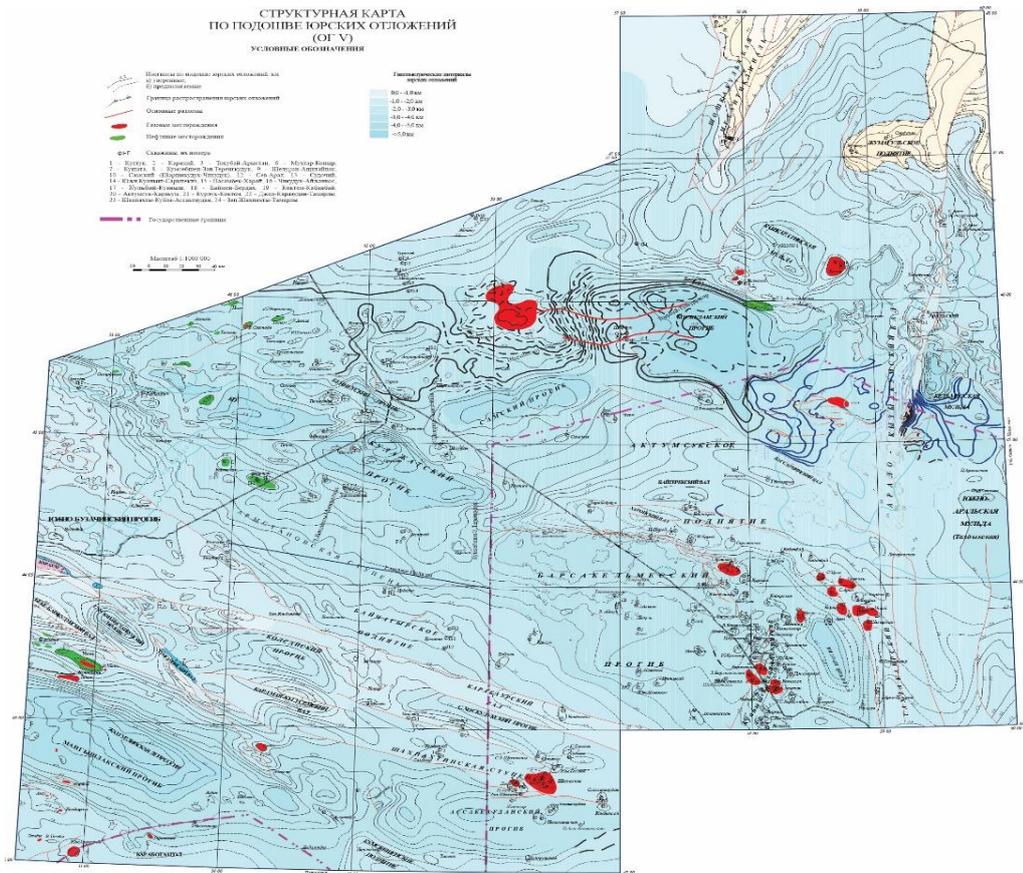


Рисунок 6 - Структурная карта Северного Устьюрта по подошве юрских отложений

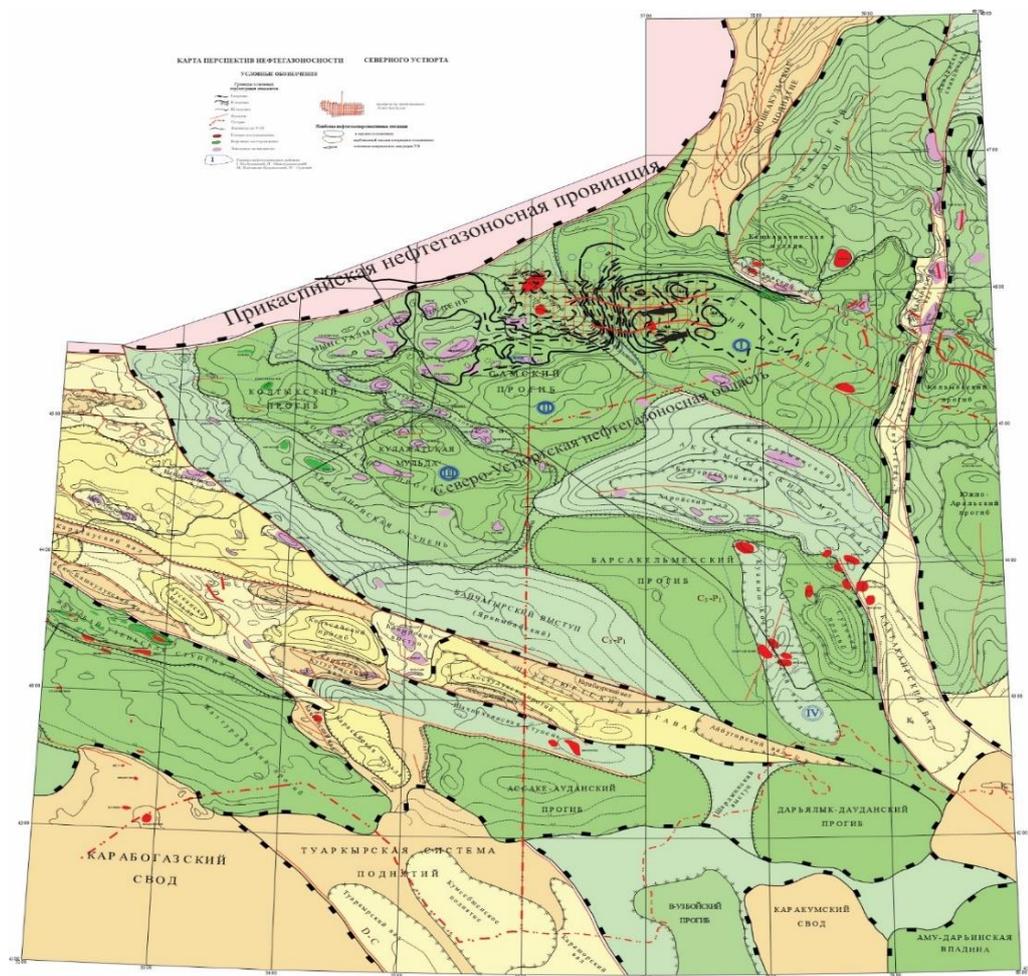


Рисунок 7 - Карта перспектив нефтегазоносности

исследований ОГТ позволяют отодвинуть положение Северо-Устьуртского разлома на юг и тем самым повысить нефтегазоперспективность как юрского, так и доюрского разреза Косбулакского прогиба [46,47].

Юго-западная граница также скорректирована на Бузачинском участке сохранена на Центрально-Устьуртском участке. Бузачинский свод вместе с Южно-Бузачинским прогибом по особенностям геологического развития ближе к Мангышлакской системе и поэтому оправдано выделение всей этой зоны в составе Северного Мангышлака, северо-восточной границей которого следует считать Токубайский разлом. В такой трактовке Северо-Устьуртская впадина приобретает более строгую структурную и геологическую позицию с окружающими крупнейшими структурными элементами [48].

Анализ структурной карты по V отражающему горизонту свидетельствует о сохранении с подстилающими отложениями не только региональной структуры, но и об удовлетворительном соответствии структурных особенностей на зональном уровне.

Количество прогибов и их пространственное положение в целом сохраняется. На месте Южно-Эмбинской моноклинали, расположенной на южном крыле Южно-Эмбинского поднятия, а также на восточном борту Самско-Бейнеуского прогиба фиксируется крупная Мынсуалмасская ступень,

осложненная серией локальных структур. Осложненность локальными структурами возрастает также на Арыстановской ступени, седловинах и бортах прогибов. Более контрастно прослеживаются седловины, перешейки и линейные антиклинальные зоны, разделяющие локальные прогибы. Отмечаются три главных региональных и зональных ориентировки структурных элементов. Юго-западная включает Северо-Токубайскую моноклираль, Актумсукское поднятие, Колтыкский, Кулажатский, Барсакельмесский и Косбулакский прогибы, часть которых сопряжена с Мангышлакской системой. Северо-западная охватывает пограничные с Прикаспийской впадиной Мынсуалмасскую ступень, Самско-Бейнеуский и Косбулакский прогибы. Субмеридиональная ориентировка характерна для южных окончаний Урала, Арало-Кызылкумского вала.

Для всего региона структурный план на региональном и зональном уровнях более сглажен в сравнении с подошвой пермотриасовых отложений и поверхностью фундамента. По платформенному комплексу в центральной части региона выделяется цепь прогибов, которые с запада на восток включают в себя Колтыкский, Кулажатский, Самско-Бейнеуский, Барсакельмесский, Косбулакский. Наиболее глубоким и наиболее крупным по размерам является Косбулакский прогиб. Особенностью Косбулакского прогиба является наличие мощной нижней юры (более 1 км), установленной по сейсморазведке. Все остальные прогибы близки между собой по глубинам кровли юры.

Сохраняются три главные ориентировки структурных элементов: северо-западная, юго-западная и меридиональная (север-юг), что свидетельствует о главенствующей роли пограничных крупнейших геологических элементов в формировании региональной структуры на мезозойском этапе развития.

Сохраняется достаточно контрастная выраженность к началу раннего мела группы локальных структур в пределах Ащитайпакской и Арыстановской ступеней, на седловинах между прогибами и на Арало-Кызылкумском валу. Это свидетельствует об унаследованном развитии структур по крайней мере до начала нижнего мела. Осложненность локальными структурами западных районов более высокая в сравнении с восточными районами, что может служить косвенным доказательством проявления здесь более активной пликативной тектоники.

В целом структурный план Северо-Устюртской впадины по подошве мела практически аналогичен юрскому (ОГ-V), но существенно более сглажен.

Разломы интенсивно проявлены в доюрских отложениях. Ограничивающие впадину региональные разломы (Северо-Устюртский, Токубайский, Центрально-Устюртский и Арало-Кызылкумский) имеют сдвиго-надвиговую природу, связанную с движением Северо-Устюртского блока против часовой стрелки. Заложение разломов произошло в девоне, Центрально-Устюртского в поздней перми. Как сдвиго-надвиги они активно проявились в поздней перми, конце триаса - ранней юре. На протяжении

средней юры-неогена указанные разломы неоднократно подновлялись. Последний этап активизации произошел во второй половине неогена.

Амплитуда смещения вдоль разломов по подошве юры достигает 500-600м (Токубайский разлом), по кровле юры до 100-150м. Во многих случаях древние разломы в платформенном чехле проявлены в виде флексур или малоамплитудных разрывов, которые не фиксируются обычно сейсморазведкой (менее 30-40м). Разломы по юрским отложениям установлены по бортам самого глубокого Косбулакского прогиба и на Актумсукском поднятии. На остальной части Северного Устюрта разломы в юрских отложениях имеют небольшие протяженность и амплитуду. Наибольшее количество таких разломов отмечается на седловине, разделяющей Самскую, Колтыкскую и Кулажатскую депрессии. Здесь выявлен ряд сравнительно дисгармоничных высокоамплитудных (100-200м) структур (Тышканды, Сарга, Западный Аманжол, Бегеш), осложненных разрывными нарушениями. Некоторые исследователи считали, что эти структуры связаны с соляными куполами. Над некоторыми структурами (Тышканды) фиксируются слабые отрицательные гравиметрические аномалии. По нашему мнению, формирование таких структур имеет тектоническую природу, а их дисгармоничность объясняется участием в их формировании глинисто-соленосной толщи казанского возраста.

2.3 Нефтегазоносность доюрского комплекса

Проявления нефти и газа в палеозое установлены только на Восточном (узбекском) Устюрте на площадях Каракудук, Центральный Кушкаир, Восточный Барсакельмес, Северный Караумбет, Чибины, Сев. Урга, Бердах, а на площадях Кокчалак и Карачалак здесь выявлены небольшие газоконденсатные месторождения. В этом районе палеозойские, доверхнепермские отложения залегают на глубинах до 4км при малых мощностях пермотриаса или их отсутствии [49-51].

Каракудукское проявление. В 1971 году в опорной скважине №1 Каракудук под маломощной пачкой (27м) красноцветов на глубине 3530м вскрыты известняки нижнекаменноугольного возраста (190м). Испытано 7 объектов.

В интервале 3650-3722м было откачено 2,2м³ нефти. В вышележащих интервалах были получены слабые притоки нефти (от 0,5 до 1,7м³/сут), воды и газа. Всего из палеозойских известняков за 3 месяца было получено около 130м³ нефти. В других трех скважинах на площади Каракудук карбонаты оказались водоносными.

Центрально-Кушкаирское проявление. Первая скважина вскрыла известняки нижнего карбона мощностью 232м, испытан один объект в самой верхней части карбонатной толщи в интервале 3572-3564м и получен приток газа дебитом 50тыс. м³/сут, конденсата 0,1м³/сут и воды – 12м³/сут. В двух других скважинах получены слабые притоки газа или воды, ряд испытанных горизонтов оказались сухими.

Кокчалакское месторождение было выявлено в 1987г. при разведке юрского Акчалакского газоконденсатного месторождения.

Скважиной № 18 под юрскими отложениями на глубине 3276м были вскрыты кавернозно-трещиноватые известняки нижнекаменноугольного возраста, из которых получены притоки газа и конденсата с дебитами при 13-мм штуцере до 308 тыс. м³/сут. В последующем три скважины вскрыли терригенно-вулканогенную толщу верхнекаменноугольно-нижнепермского возраста, а скважина № 3 – метаморфические породы фундамента.

Северо-Караумбетское проявление расположено в юго-восточной части Куаныш-Коскалинского вала. В скважине № 1 в открытом стволе в интервале 3127-3260м, сложенном метаморфическими сланцами фундамента, был получен слабый приток (1100м³/сут) углеводородного газа. Сланцы перекрывается среднеюрскими образованиями, из которых при испытании также получены непромышленные притоки газа

Карачалакское месторождение. Вблизи находятся три мелких газовых месторождения в юре (Акчалак, Кокчалак, Зап. Барсакельмес). Это указывает на связь палеозойских и юрских залежей, что подтверждается и близостью состава газа и конденсата. Газ находится в верхней выветрелой и трещиноватой зоне известняков, перекрытых красноцветными породами верхней перми. Дебиты газа в двух скважинах достигали 250-500 тыс. м³/сутки. В ряде скважин притоков не было из-за отсутствия коллекторов. В скважине № 3 в присводовой части структуры из известняков палеозоя в интервале 3524-3526м возник неуправляемый газовый фонтан с возгоранием газа. Дебит газа по оценке специалистов превышал 500тыс. м³/сут.

В пределах Судочего прогиба выявлены газопроявления на структурах Северная Урга и Бердах.

Северо-Ургинское проявление. При испытании в открытом стволе скв. №1 в интервале 4481-4460м получен промышленный приток газа дебитом свыше 100тыс. м³/сут из эффузивно-обломочных пород верхнего карбона – нижней перми, выше которых вскрыто около 600м кунгурско-нижеказанских черных аргиллитов. Однако при испытаниях в колонне были получены только слабые притоки газа.

Бердахское проявление установлено в параметрической скважине № 1П, в которой при испытании в открытом стволе в интервале 3860-3972м получен приток газа дебитом до 150тыс. м³/сут из артинско-назанских пород. Также, как и на площади Северная Урга, при испытаниях этого интервала в колонне получены только слабые притоки газа.

Палеозойские отложения изучались бурением на Южно-Эмбинском поднятии. В скважине Г-1 Жанасу в верхнедевонских песчаниках и известняках установлены многочисленные признаки нефти в виде примазок и капель жидкой нефти и битума в порах и трещинах. В интервале 2505-2184м при испытании получено 0,4 м³/сутки нефти. Нефть густая, окисленная, с плотностью 0,98, смол 67. Примазки нефти в керне имеются в фаменских известняках в скважине П-3 Мынсуалмас.

Приведенные материалы показывают, что палеозойские отложения Устюрта являются регионально нефтегазоносными. Однако их промышленная нефтегазоносность, несмотря на длительное изучение, остается не доказанной и проблематичной [52,53].

Проявления нефти и газа свидетельствует о былой генерации углеводородов верхнедевонско-нижнепермскими отложениями Устюрта. Однако накоплению и сохранению углеводородов препятствовал целый ряд факторов. Во-первых, это интенсивное проявление эффузивной и интрузивной деятельности и вызванный этим метаморфизм пород и органического вещества. Во-вторых, в артинское время коллизионный орогенез на восточной границе Устюрта вызвал высокую дислоцированность (обычно углы падения 30-50°) палеозоя и глубокую эрозию (местами до фундамента) и длительный перерыв в осадконакоплении, что привело к потере значительной (если не основной) части углеводородного потенциала [54].

Верхнеартинско-нижнеказанская преимущественно аргиллитовая толща обладает реальным нефтегазогенерационным потенциалом. Это подтверждается мощными газовыми выбросами из этой толщи на месторождениях Сев. Урга и Бердах, а также приуроченностью практически всех юрских отложений к области распространения этой толщи или ее ближней периферии (месторождения Акчалак, Карачалак).

Верхнепермско-среднетриасовые континентальные красноцветные отложения не содержат достаточного количества неокисленного органического вещества, а имеющиеся признаки нефти, битумов или газа являются вторичными. Поэтому этот комплекс не является нефтегазоматеринским. Верхнетриасовые сероцветные озерно-аллювиальные отложения можно относить к нефтегазопроводящим. Они имеют повышенное содержание (0,21-0,54%) органического вещества преимущественно гумусового характера, что предопределяет генерацию в основном газа. Особенностью органического вещества в верхнем триасе (как и во всем пермско-триасовом комплексе) является высокое (20-42%) содержание в нем битумоидов, что указывает на их вторичность. Учитывая значительные мощности верхнего триаса (более 1 км), их накопление в восстановительных условиях и повышенное содержание органического вещества, эти отложения следует относить к нефтегазопроизводящим. Наиболее мощные разрезы верхнего триаса прогнозируются в Косбулакском прогибе.

Доюрские отложения характеризуются, как правило, невысоким качеством резервуаров. Верхнедевонско-нижнекаменноугольные песчаники и алевролиты Южно-Эмбинского поднятия имеют пористость от 4 до 13% при проницаемости 0,01-0,1 миллидарси, нередко образцы непроницаемы. Это объясняется широким развитием вторичных процессов - хлоритизации и карбонатизации. В то же время при петрографическом изучении образцов отмечается широкое развитие трещиноватости, в трещиноватых образцах проницаемость возрастает до 0,5-1 миллидарси. Примерно такие же

характеристики резервуаров имеют каменноугольно-нижнепермские отложения - пористость изменяется от 1 до 3%, проницаемость обычно отсутствует. Это связано со значительной уплотненностью пород и негативным влиянием вторичного минералообразования и контактного метаморфизма вокруг магматических пород. Однако на площадях Каракудук и Карачалак из известняков получены притоки нефти, воды и газа. Из части этих интервалов поднята щебенка известняков, что указывает на наличие сильно трещиноватых известняков. В ряде образцов при изучении шлифов установлено две системы трещин - субгоризонтальных (трещины отрыва) и субвертикальных (трещины скола). Эти трещины способствуют увеличению проницаемости. Следует подчеркнуть, что притоки флюидов получены из верхней выветрелой части карбонатной толщи, перекрытой с глубоким несогласием верхнепермскими красноцветами. В связи с этим в известняках широко развиты процессы выщелачивания с образованием каверн и пустот, что увеличило объемы резервуаров для нефти и газа [55-56].

В скважине Елигажи-1 исследовано 40 образцов из карбонатной толщи карбона (950м). Открытая пористость составляет 0,2-2%, газопроницаемость нулевая. Не обнаружено коллекторов и в 200-метровой карбонатной пачке скважины NW-1 Арал (Шалкарский прогиб). По каротажу и испытаниям скв. Елигажи-1 в известняках (10м) на глубине 4500м зафиксированы коллекторы и слабый приток пластовой воды, что связано с зоной выветривания и тектонической трещиноватостью.

Красноцветные отложения верхней перми и нижнего триаса практически являются непроницаемыми, что объясняется плохой сортированностью песчаников и алевролитов, полимиктовым составом и интенсивными эпигенетическими преобразованиями (хлоритизация, окремнение, ожелезнение и др.). В среднем пестроцветном триасе отдельные пласты песчаников обладают коллекторскими свойствами. В верхнем триасе имеются мощные пачки песчаников и алевролитов с пористостью 5-19%, и проницаемостью 0,8-5,4 миллидарси, но более половины песчано-алевролитовых пластов обычно относятся к практически непроницаемым.

2.4 Нефтегазоносность юрско- палеогеновых отложений

Основным нефтегазоносным комплексом на Северном Устюрте являются юрские отложения. В юрских отложениях Узбекистанский сектор Северного Устюрта открыто 15 месторождений газа, в том числе на Восточном Устюрте 13 (Урга, Куаныш, Акчалак, Зап. Барсакельмес, Шагырлы, Бердах, Вост. Бердах, Учсай, Сев. Бердах, Сев. Арал, Сургиль, Шеге, Зап. Арал), на Южном Устюрте два (Шахпахты и Джел).

В казахстанской западной части Северного Устюрта в юре найдены 4 нефтяных месторождения (Арыстановское, Каракудук, Комсомольское. Дорис). К крупным по запасам относятся месторождения Шахпахты (36 млрд. м³), Урга (46 млрд. м³), Каракудук казахский (~12 млн. т нефти), Дорис (23 млн. т нефти и 130 млрд м³ газа), остальные месторождения мелкие или забалансовые.

Месторождение Арыстановское. Открыто в 1966 г. Приурочено к брахиантиклинали. Доказана нефтеносность пластов средней и верхней юры, представленных переслаиванием песчаных, алевролитовых и глинистых пород [57]. Выявлено 11 продуктивных горизонтов со сложными резервуарами из-за высокой рассеянной глинистости и карбонатности (пористость коллекторов 14-16%, проницаемость 1-15 Мд). Дебиты нефти 1,5-3,0 м³/сут, редко до 33 м³/сут, и только в низах среднеюрского разреза они достигают в некоторых случаях 150 м³/сут. Запасы – 2-3 млн. тонн, числится как забалансовое.

Месторождение Каракудук (Казахстан). Открыто в 1971 г. в антиклинальной складке. В средней и верхней юре установлено 9 продуктивных горизонтов. Пористость 13-24%, проницаемость 3-20 Мд и эффективные толщины 9,6-45м. Дебиты нефти 25,3-155 м³/сут на 9мм штуцере. Извлекаемые запасы около 12 млн. тонн.

Месторождение Комсомольское. Открыто в 1984 г. в антиклинальной складке в песчаниках келловейского яруса (два горизонта). Пласты-коллекторы сложены разномерными песчаниками с пористостью 15-17% и проницаемостью 2-38 Мд. Эффективные толщины песчаных пластов 6,6-39,2 м, нефтенасыщенные 1,8-6,3м. Дебиты нефти 33-63 м³/сут на 5мм штуцере. Разведанные извлекаемые запасы 4,8 млн. т нефти и 1 млрд. м³ газа (кат. С₁).

Месторождение Култук. Открыто в 1978 г. в песчаниках верхней и средней юры. Пористость песчаников 18%, проницаемость до 40 Мд. Начальные дебиты нефти 3,5-32,6 м³/сут. Извлекаемые запасы 2,2 млн. т (кат. С₁). Песчаники и алевролиты ааленского, батского и байосского ярусов значительно уплотнены, первичная пористость в них практически отсутствует из-за повышенного содержания глинистого и карбонатного цемента. Коллекторы относятся к типу порово-трещинных. В келловейском ярусе первичная межзерновая пористость сохранена лучше, в них пористость достигает 17-20%, а проницаемость - 30-50 Мд.

Важное значение для оценки нефтегазоносности юрских отложений восточной части Северного Устюрта имеют открытые в последнее десятилетие месторождений Дорис и Западный Арал. При этом впервые доказано наличие здесь не только газовых, но и нефтяных месторождений. Месторождение Дорис открыто в 2010 году компанией Тетис Петролеум в северо-восточной части Косбулакского прогиба в приразломной структуре, примыкающей с юга к Аккулковскому разлому. Этот разлом сдвигового характера вероятно препятствовал миграции УВ к юрским структурам Аккулковского вала, они оказались не продуктивными. Месторождение Дорис установлено в пограничных верхнеюрско-неокомских песчаных слоях. Суммарный приток нефти из двух пластов составил 6800 бар/сут. Качество нефти высокое, её плотность 46 АРІ в нижнем пласте и 37 АРІ в верхнем. Проницаемость в неокомском песчаном пласте более 1,7 дарси. Месторождение оценено как крупное, 21млн. т нефти и 133 млрд. м³ газа [58,59].

Практически одновременно в восточной части Косбулакского прогиба консорциумом во главе с НК Лукойл в узбекском секторе бывшего Аральского моря в средней юре (аален-бат) открыто небольшое газоконденсатное месторождение Западный Арал (Рисунок 8). На глубине 2700-3000м установлено 4 газовых пласта с дебитами газа 177, 230, 320, 30 тысяч м³/сут. Структурная ловушка оказалась заполненной наполовину объема. Запасы оценены в 7млрд.м³ газа. Пористость песчаников 9-16%.

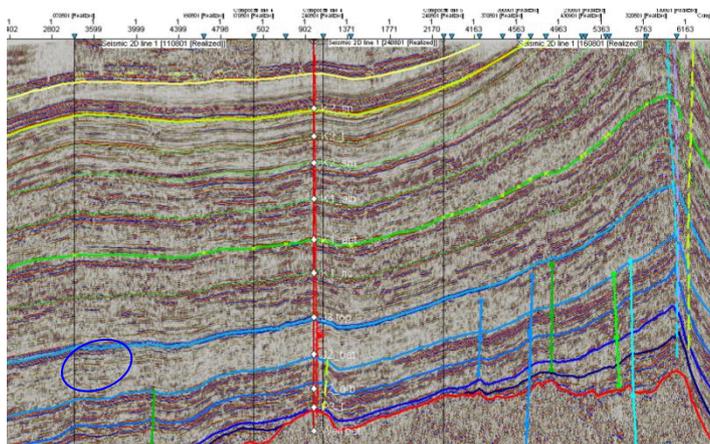


Рисунок 8 -Фрагмент сейсмического профиля через месторождение Зап. Арал (обозначено овалом)

Из 11 юрских газовых месторождений в узбекской части Северного Устюрта 8 расположены на бортах Судочьего прогиба и 3 на Куаныш-Коскалинском валу (Акчалак, Куаныш, Зап. Барсакельмес). Наиболее крупным является месторождение Урга с запасами газа 46,9 млрд. м³ и конденсата 0,928 млн. т. На месторождении Урга выделено 9 газовых пластов. Большинство из них имеют небольшие мощности (3-5м). Наиболее выдержан пласт келловейских песчаников (до 20 м), в нем сосредоточено около 30% запасов. Песчаники и алевролиты имеют пористость от 6 до 28%, проницаемость 700-850 Мд. В составе газов около 70% составляет метан, около 20% тяжелые углеводороды, до 10% азот. Содержание конденсата около 200 г/м³. Дебиты газа из келловейских песчаников 35-66 тыс. м³/сут, конденсата от 0,8 до 3,9 тыс. м³/сут. Из средней юры дебиты не превышали 35 тыс. м³/сут, а из нижней до 2 тыс. м³/сут. На месторождении Куаныш выявлен один мощный пласт песчаника (70м) с газом в нижней юре. Запасы газа около 2 млрд. м³, конденсата 0,75 млн.т.

Большая часть узбекских месторождений газа (Урга, Сев. Урга, Сургиль, С. Арал, Бердах, В. Бердах, Шагырлык), тяготеет к восточной части Судочьего прогиба и смежному с ним западному склону Тахтакаирского вала, являющегося продолжением Арало-Кызылкумского. Здесь установлены резко увеличенные мощности (до 2-2,5км) юры и появление нижней юры (до 500-700м). Важной особенностью является залегание юрских отложений непосредственно (без красных слоев пермтриаса) на черной терригенной

толще средней перми, рассматриваемой многими исследователями и нами как источник углеводородов (в основном, газа). Разведанные запасы в юре по некоторым основным узбекским месторождениям составляют: Зап. Барсакельмес – газ – 2,2 млрд. м³, конденсат – 0,26 млн. т; Акчалак – газ – 8 млрд. м³ и притоки из палеозоя; Арал – газ – 30 млрд. м³ (предварительная оценка).

Для юрских отложений Устюрта характерна частая смена песчаных пластов глинами, как по вертикали, так и по горизонтали. Для песчаных пластов характерна высокая степень цементации глинисто-карбонатным цементом. Это снижает качество резервуаров. Наиболее выдержанные пласты песчаников имеются в келловее, когда осадконакопление шло в морских условиях. Эти пласты характеризуются удовлетворительным и хорошим качеством резервуаров. Все месторождения в юрских отложениях имеют четкий структурный контроль – они связаны с антиклиналями, расположенными на поднятиях вблизи крупных прогибов.

Ряд месторождений газа открыт в северной части Устюрта в эоценовых отложениях.

Месторождение Шагырлы-Шомышты. Открыто в 1966 г. Приурочено к антиклинальной складке с четырьмя сводами. Доказана газоносность кумской свиты верхнего эоцена, представленной слабо сцементированными песками и песчаниками, переслаивающимися с плотными алевролитами и глинами. Газовая залежь пластового, сводового типа с элементами литологического экранирования. Пористость коллекторов 26%, проницаемость 49Мд, эффективная толщина 8м. Начальное пластовое давление 4,1МПа, температура 30°С, дебиты газа 34-51 тыс.м³/сут на 9,6мм шайбе. Содержание метана в газе 86,9-96,4%. Разведанные запасы 20,5 млрд. м³.

Месторождение Базайское. Открыто в 1964 г. Приурочено к брахиантиклинальной складке субмеридиональной ориентировки, осложненной двумя сводами. Доказана газоносность кумского горизонта верхнего эоцена. Коллектор представлен разнородными песками, песчаниками и алевролитами с пористостью 27,5-37% и проницаемостью 169-725 Мд. Залежи пластовые, сводовые с эффективной толщиной 2,7-9,7м. Начальное пластовое давление 3,4 МПа, температура 25°С. Дебиты газа 47,0-51,0 тыс.м³/сут. Содержание метана в газе 93-96%. Начальные запасы 15 млрд. м³, сейчас используется как газохранилище.

Месторождение Кызылойское. Открыто в 1967 г. Приурочено к антиклинальной складке размерами 19×13,5км и амплитудой 100м. Доказана газоносность белоглинского и кумского горизонтов верхнего эоцена, где выявлены две основных газовых пачки, литологически приуроченные к алевролитам, переслаивающимся с глинами. Пористость коллекторов достигает в ряде случаев 37%, проницаемость до 40 Мд. Газовая залежь литологически экранирована. Дебиты газа до 93 тыс.м³/сут на 15 мм шайбе.

Пластовое давление 4,8-5,0 МПа, температура 32°C. Содержание метана в газе 84,5-95,5%. Запасы 1,5 млрд. м³.

2.5 Нефтегазоматеринские комплексы, очаги генерации углеводородов

С точки зрения нефтегеологического районирования Северо-Устюртский прогиб рассматривается как одноименная нефтегазоносная область. С учетом структурных особенностей и распределения нефтегазоносности в наиболее изученной юрско-палеогеновой части разреза выделяется четыре нефтегазоносных района: Колтыкско-Кулажатский, Косбулакский, Судочий и Мынсуалмасско-Самский. Первый район включает, Колтыкский, Кулажатский прогибы и Арыстановскую ступень, а также Северо-Токубайскую моноклираль и Арыстановскую ступень. Второй район охватывает Косбулакский прогиб, Базайско-Аккулковское поднятие. В Судочий район входят одноименный прогиб и смежные Куаныш-Коскалинский и Тахтакаирский валы. Мынсуалмасско-Самский состоит из одноименных ступени и прогиба [60-62].

В пределах Колтыкско-Кулажатского нефтегазоносного района в качестве вероятных генерационных зон приняты прогибы северо-западной ориентировки - Колтыкский, Кулажатский. В качестве нефтегазосборных зон здесь выступают – Северо-Токубайская моноклираль и Арыстановская ступень. В пределах обеих зон доказана нефтегазоносность юрских отложений. С учетом геологических и геохимических особенностей нефтегазоматеринским комплексом для юрских нефтей района, в первую очередь, является юрский. Юрские отложения представлены сероцветными аллювиально-озерными, болотными и прибрежно-морскими толщами. Они характеризуются повышенным содержанием органического вещества, состоящего из сапропеля и остатков высших растений. В западной части (Каракудук, Терен) количество органического вещества в юре возрастает до 4,5-10,8%, что обусловлено преимущественно морскими условиями осадконакопления. Установлено также, что здесь в юрских отложениях содержание хлороформенных битумоидов колеблется в широких пределах (от 0,0006 до 1,86%), что указывает на интенсивные процессы миграции углеводородов [63,64]. Дополнительным источником УВ в этом районе являются сероцветные морские верхнетриасовые глинисто-алевролитовые породы. Анализ биомаркеров нефтей района показал, что они относятся к двум типам. Один тип нефтей сформирован за счет субаквальных терригенных пород юры, второй - за счет прибрежно-морских пород бата - келлова и верхнего триаса.

По совокупности геологических показателей северо-западное окончание Северо-Токубайской моноклинали представляет интерес для поисков месторождений, связанных с антиклиналями, а также с выклиниванием, стратиграфическим и тектоническим экранированием отложений юрского возраста. Новыми сейсмическими работами здесь выявлена тектонически экранированная ловушка Кайдак, расположенная в

одноименном соре. На границе с Колтыкским прогибом возможно выявление стратиграфических залежей [65].

Косбулакский нефтегазоносный район долгое время необоснованно рассматривался как малоперспективный. В связи с чем, он оставался слабее изученным чем другие районы Устюрта. Это объясняется тем, что пробуренные по его периферии скважины оказались не продуктивными по основному перспективному юрскому горизонту. Кроме того, северо-западная часть Косбулакского прогиба была частью военного полигона и поэтому недоступна для разведки недр. В последние два десятилетия в прибортовых частях прогиба выполнены значительные объемы сейсмических исследований, и в юрско-неокомских слоях открыто два месторождения УВ. Новые данные позволяют существенно уточнить геологическую ситуацию в прогибе и на этой основе положительно оценить перспективы выявления месторождений не только газа, но и нефти, в основном, в юрско-нижнемеловых отложениях.

После открытия крупного месторождения Дорис стала понятна причина отсутствия залежей УВ в юре на Базайско-Аккулковском поднятии. Последнее отделено от прогиба вероятно непроницаемым разломом, а месторождения Дорис сформировалось южнее в приразломной ловушке (Рисунок 9).

Отсутствие залежей УВ на структурах западной и юго-восточной частях Косбулакского прогиба связано с малой достоверностью разбуренных структур. Так материалы МОГТ показали, что в юрских отложениях отсутствуют ранее выделенные по МОВ структуры Альмамбет, Каракум,

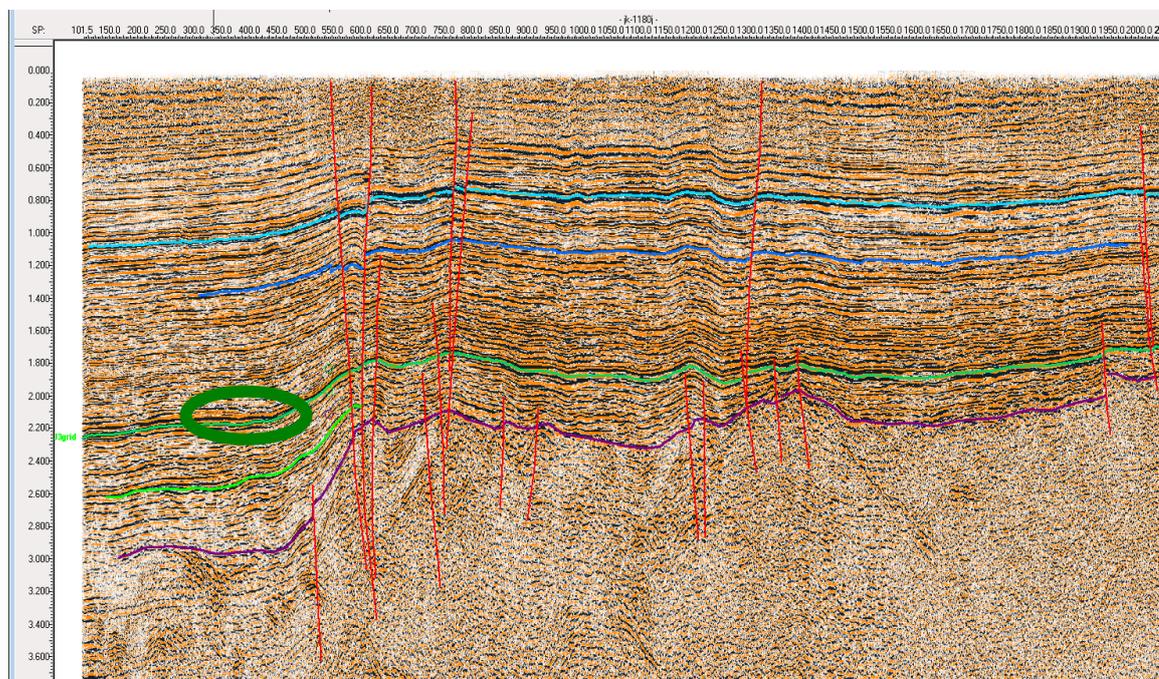


Рисунок 9 - Сейсмический разрез через месторождение Дорис (обозначено на рисунке овалом)

Кассарма. Малодостоверны и структуры Шикудук, Коскатын, Северо-Устюртская, изучавшиеся более полувека назад сейсморазведкой МОВ. на западном краю прибортовой пологой моноклинали шириной около 40км перед более крутым (в 3 - 4раза) погружением подошвы юры. В пределах моноклинали мощность нижней юры не превышает 200м при общей мощности юры 1100-1200м. Структурная ловушка заполнена наполовину. Западнее в пределах прогиба резко возрастает мощность нижней и средней юры.

В западной части Косбулакского прогиба в начале 70-х годов прошлого века пробурена Шикудукская опорная скважин О-1. При проектной глубине 4500м она из-за неоднократных прихватов бурового инструмента и поглощений бурового раствора закрыта по техническим причинам на глубине 4134м. Из-за осложнений техническая колонна была посажена только до глубины 3008м. Каротажные исследования проведены до 4090м. Газовый каротаж выполнен до забоя 4134м, но почти по половине перспективных юрских отложений в инт. 3400-3900м он по заключению специалистов низкого качества. По материалам ГИС в юрских отложениях со вскрытой (неполной) мощностью в 1240м выделено 7 песчаных пластов-коллекторов с мощностью каждого от 10 до 16м. Часть этих коллекторов является, несомненно, газоносной. Так, интенсивные газопоказания (до 1600м) с одновременным падением плотности бурового раствора с 1,6 до 1,5г/см³ установлены в пограничных слоях средней-верхней юры на гл. 3025-3235м. В этом интервале по ГИС выделено 2 проницаемых песчаных пласта мощностью по 15м.

При очередной промывке ствола скважины при забое 4134м произошел газовойдяной выброс на высоту около 25м выше ротора. В первые 4-5 часов фонтанировал в основном газ с примесью воды, затем фонтанировала в основном вода с газом. Дебит воды достигал 240м³/сут, а газа 4000м³/сут через 5-мм штуцер. Через 8 часов из-за обвалов стенок не обсаженной скважины высота фонтана снизилась до 1,5м. Газ и вода вероятно поступали из 2 пластов песчаников (по ГИС) мощностью 11 и 13м, находящихся в инт. 3860-3910м. В инт. 3896-3910м отмечены интенсивные газопоказания. Вода хлоркальциевая с соленостью 116г/л. Таким образом, есть все основания полагать, что скважина вскрыла, вероятно, край газоконденсатного месторождения, но по техническим причинам опробование не произведено. Газ метановый с примесью до 16% этана и пропана. Битуминологический анализ позволил Коммисаровой И.Н. и Долицкой И.В. [66]. отнести нижнюю часть разреза юры по этой скважине к нефтегазоматеринской. Содержание органического углерода в юре по скважине колеблется от 0,12 до 3-5%.

В скважине Североустюртской эти авторы указывают на наличие сравнительно высокого содержания тяжелых углеводородов по газовому каротажу в батских отложениях. По всему разрезу средней юры установлены сингенетичные и эпигенетичные битумы в количестве от 0,05 до 1%. Наилучшие материнские свойства характерны для батского комплекса (J₂bt). Высоким генерирующим потенциалом обладают также отложения аален-

байоса и верхней юры. Содержание Сорг в среднеюрских породах достигает 14%, среднее – 1.5%.

Органика батского комплекса гумусового (III тип) и смешанного сапропелево-гумусового типов (II/III тип), что характеризует ее как материнскую как для газа, так и нефти. Другие отложения, за исключением верхнеюрских карбонатов (II тип), характеризуются гумусовой органикой (III тип).

Из этого следует, что юрские отложения Косбулакского прогиба являются мощным источником углеводородов. Площадь прогиба около 12000км², в том числе с мощной юрой (до 2,5км) 8000км². Содержание органического углерода в юре от 0,2 до 2-5%, в среднем 1,5%. Глубины залегания ниже-среднеюрских горизонтов достаточны для генерации УВ (3400-6000м) с преобразованием органического углерода до стадий катагенеза МК₂-АК₁ [67].

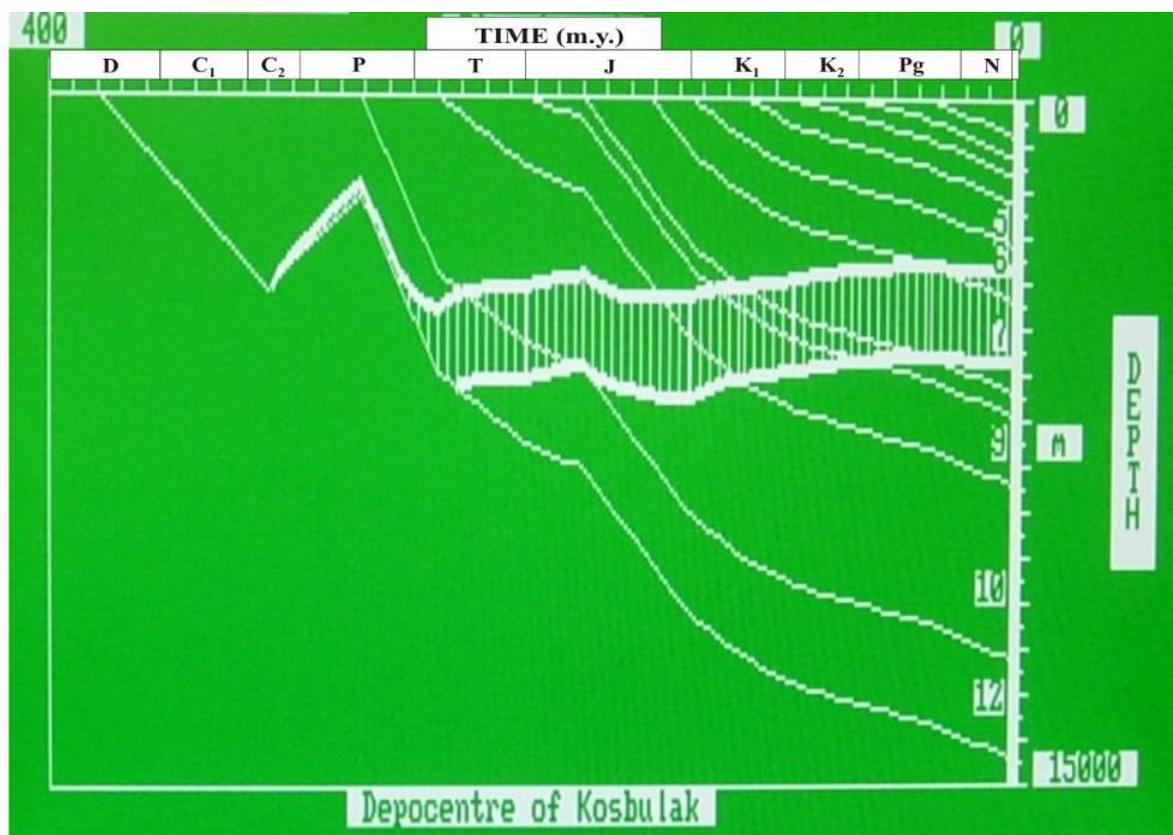


Рисунок 10 - Результаты моделирования процессов газообразования (модель прогрева) в депоцентре Косбулакского прогиба. (Заштрихована зона проявления главной фазы газообразования. Толщины и вероятная стратиграфическая принадлежность отложений приняты по сейсмическим данным)

Моделирование процесса нефтегазообразования подтверждает вывод о том, что юрские отложения Косбулакского прогиба являются источником нефти и газа для выявленных и предполагаемых месторождений (Рисунок10-

11). Основные результаты моделирования, выполненные в НК Лукойл для обоснования нефтегазоносности на месторождении Зап. Арал в скв -1 состоят в следующем.

На восточном борту прогиба нижняя юра (и естественно средняя) как видно из рисунка 11 недостаточно погружена для генерации газа и конденсата, а зрелость пород достигает только стадии МК₂ (0,6-0,7). УВ-флюиды в скв. Зап. Арал генерированы более зрелыми породами, чем те, которые распространены на восточном борту. Перечисленные особенности нефтегазоносности указывают на латеральную миграцию УВ к месторождению Зап. Арал из погруженных частей Косбулакского прогиба.

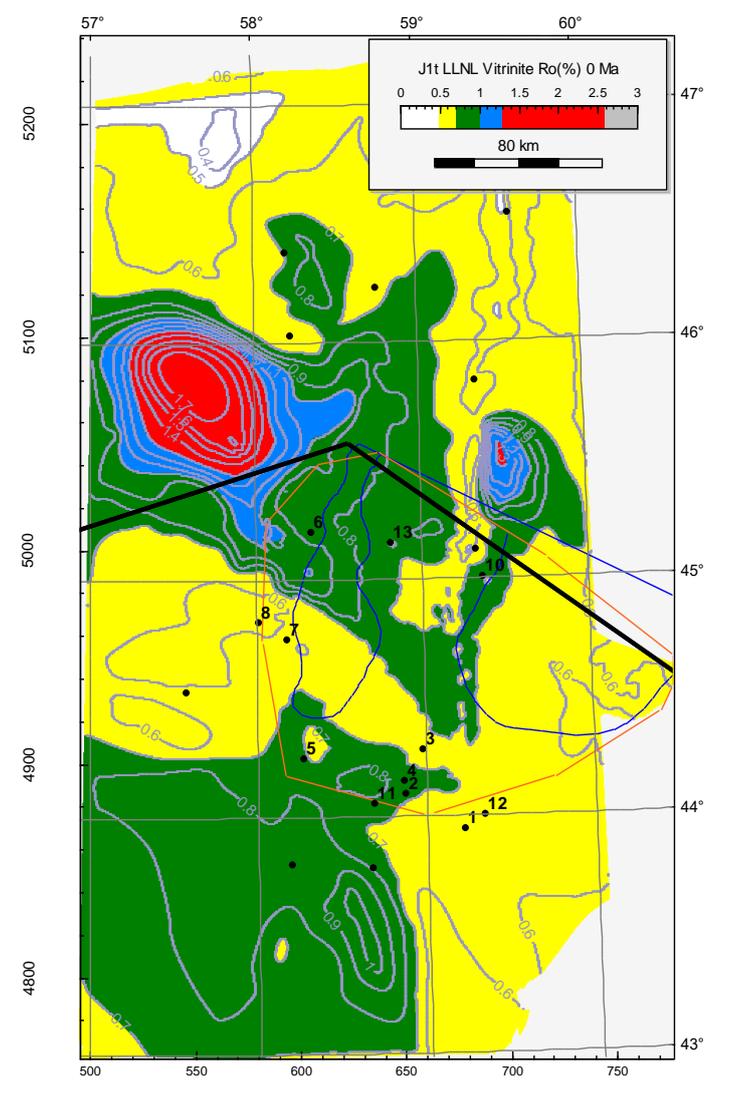


Рисунок 11- Результаты геохимических исследований и бассейнового моделирования Косбулакского прогиба

Вероятным источником для газа являются более глубокие горизонты юры и верхнего триаса в центре прогиба, а также предполагаемый терригенный верхнеартинско-нижнеказанский комплекс. Последний

установлен в Судочьем прогибе и по сейсмическим данным прогнозируется его наличие в Косбулакском прогибе. Нельзя исключать из разряда нефтегазоматеринских и более древние верхнедевонско-каменноугольные отложения.

По геотермической модели центра Косбулакского прогиба нижнесреднеюрские и верхнетриасовые отложения достигли степени катагенеза МК₃-АК₁ (газовое окно), необходимой для генерации газа в конце раннего мела на глубинах 3,4-6км. В восточной части прогиба среднеюрские отложения достигли газового окна только в неогене, поэтому объемов эмигрированных флюидов здесь недостаточно для формирования месторождений.

Для расчета объемов эмигрировавших углеводородов из нижней-средней юры прогиба принимаем следующие минимальные параметры.

- Площадь очага генерации глубже 3400м - 8000км²
- Мощность отложений - 1000м
- Доля нефтегазоматеринских пород (НГМП) 0,2 - 200м
- Объем НГМП 8000км²х200м= 1600 млрд. м³
- Масса НГМП при плотности 2,5т/м³ - 4 000 млрд.т
- ТОС-0,15
- Масса Сорг 600 млрд.т
- НІ совр. 120 кг/т (водородный индекс, т.е. часть Сорг, перешедшая в

УВ

- Объем генерированных УВ в млрд. у.т - 72 млрд.т
- коэффициент аккумуляции УВ - 0,02
- Объем аккумулированных УВ в месторождениях - 1,44 млрд.т у.т.

Помимо юрских в данном районе перспективны на выявление газовых месторождений эоценовые отложения. Таким образом, можно предполагать наличие по бортам прогиба крупных месторождений в десятки или первые сотни (как Дорис) млн.т. условного топлива.

Мынсуалмасско-Самский газоносный район расположен между Косбулакским и Колтыкско-Кулажатским прогибами. На севере он ограничен Южно-Эмбинским поднятием, на юго-востоке Актумсукским. На ступени установлена газоносность эоценовых клиноформенных отложений. В Самском прогибе эоценовые отложения по сейсмическим данным имеют сокращенные мощности и депрессионный характер вероятно с пластами горючих сланцев и рассматриваются в качестве источника первичного газа. Юрские отложения имеют небольшие мощности (450-700м) и залегают на ступени на глубинах 2,8-3,4км, а в Самском прогибе на глубинах 3,4-4,2км. В районе юрские отложения вскрыты на 10 структурах, залежей УВ или значительных проявлений УВ не установлено. Новая скважина Шагырлы-1 также оказалась непродуктивной. Юрские отложения в пределах ступени по аналогии с моделями Косбулакского прогиба из-за недостаточных глубин погружения вероятно не достигли достаточной степени катагенеза для генерации УВ.

Самский прогиб бурением изучен недостаточно. Глубины залегания юры позволяют предполагать генерацию в них газа с конца палеогена. В центре прогиба имеется перспективная структура Самская. Она расположена в 35км южнее месторождения Шагырлы-Шомышты, изучена сейсмическими профилями через 3-4км и имеет по кровле юры (изогибса -2700м) размеры 20х60км при амплитуде около 40м. На двух профилях МОГТ компании MSUP, пересекающих структуру, в средней юре выявлены «яркие пятна», что может указывать на её газоносность.

В восточной части ступени на Шомыштинском выступе по отчетным сейсмическим материалам выделен предположительно карбонатный верхнепермский Шагырлинский массив. Для его подтверждения необходимы более детальные сейсмические исследования. В качестве источника УВ для этого массива можно допустить девонско-каменноугольные отложения Южно-Эмбинского поднятия. Эти породы предполагаются в северной части Мынсуалмасской ступени. Как отмечено выше, в верхнедевонских песчаниках на Южно-Эмбинском поднятии установлены обильные нефтепроявления. Девонско-каменноугольные отложения Южно-Эмбинского поднятия содержат повышенные содержания органического углерода и битумоидов, что указывает на их нефтегазопроизводящие свойства. Вторым источником углеводородов для Шагырлинского карбонатного массива могут служить депрессионные глинисто-мергелистые кунгурско-нижеказанские отложения по периферии массива.

Судочий газоконденсатный район расположен в юго-западном Приаралье. Здесь сосредоточены 12 из 13 юрских месторождений газа в пределах узбекской части Северного Устюрта (кроме месторождения Зап. Арал). В западной части района на Куаныш-Коскалинском валу установлены нефтепроявления и месторождения газа в нижнекаменноугольных известняках (Карачалак и Кокчалак). Следует отметить, что месторождения Кокчалак и Акчалак (в юре) территориально находятся на одной площади, а месторождение Карачалак расположено рядом с юрскими Зап. Барсакельмес и Акчалак. Судочий прогиб основной генератор газа и конденсата для месторождений данного района, расположенных в основном в прибортовых валах. Прогиб отличается большими мощностями юры (до 2,5км), наличием нижнеюрских пород мощностью до 500м. Юрские отложения в прогибе залегают непосредственно на черной верхнеартинско-кунгурской аргиллито-алевролитовой толще с пластами песчаников, известняков и туффитов общей мощностью до 2 км. На Куаныш-Коскалинском валу юрские отложения залегают на различных горизонтах карбона-нижней докунгурской перми, что и приводит к перетоку УВ из юры в трещинно-кавернозные палеозойские выступы. Глубины залегания нижней половины юры (около 100м) в интервале 3-4 км обеспечивают генерацию газа.

Вторым мощным источником газа для месторождений Судочьего района является верхнеартинско-нижеказанская аргиллито-алевролитовая толща, залегающая на глубинах до 6км. В этой толще на гл. 3600-4700м в скв. Арка-Кунгшрад-1 отражательная способность витринита меняется от

0,8% до 1,95 %. Это отвечает палеотемпературам в 150-235°, т.е. ГЗГГ (МК₄-АК₁). Состав газов в юрских отложениях района указывает на их вертикальную миграцию. В верхних келловейских залежах концентрируются легкие газы и конденсаты, вниз по разрезу они утяжеляются. Установлено, что газы в юрских и каменноугольных залежах идентичны. Это подтверждается и наличием палеозойских газовых залежей под юрскими или вблизи их. Самостоятельных газовых залежей не установлено. Все это позволяет считать, что залежи газа в палеозойских месторождениях сформированы за счет перетока из юры. Площадь генерации углеводородов в Судочьем районе около 5000км². Суммарные разведанные запасы газа составляют около 100млрд.м³, конденсата около 25 млн.т. Степень освоенности ресурсов УВ в районе высокая, не менее 80%. [68, 69].

Верхнепермско-среднетриасовые континентальные красноцветные отложения не содержат достаточного количества неокисленного органического вещества, а имеющиеся признаки нефти, битумов или газа являются вторичными. Поэтому этот комплекс не является нефтегазоматеринским.

Верхнетриасовые сероцветные озерно-аллювиальные отложения можно относить к нефтегазопроводящим. Установлено, что они имеют повышенное содержание (0,21-0,54%) органического вещества преимущественно гумусового характера, что предопределяет генерацию в основном газа. Особенностью органического вещества в верхнем триасе (как и во всем пермо-триасе) является высокое (20-42%) содержание в нем битумоидов, что указывает на их вторичность. Учитывая значительные мощности верхнего триаса (более 1км), их накопление в восстановительных условиях и повышенное содержание органического вещества, эти отложения следует относить к нефтегазопроизводящим. Наиболее мощные разрезы верхнего триаса прогнозируются в Косбулакском прогибе.

С позиций наличия в разрезе толщ-резервуаров и толщ-флюидоупоров регион характеризуется положительно, так как практически во всех секциях осадочного чехла имеются песчаные и алевролитовые пласты-коллекторы, которые с учетом отмеченных колебаний емкостно-фильтрационных свойств являются удовлетворительными резервуарами. Применительно к основной юрской продуктивной толще важное значение имеет установленное ухудшение параметров коллекторов в западных и центральных районах при явном улучшении их в восточных районах.

Наличие в разрезе чехла надежных региональных, зональных и локальных флюидоупоров при благоприятных сочетаниях коллекторов и покрышек также является благоприятным фактором для контроля нефтегазоносности. Региональная нефтегазоносность контролируется региональной келловей-оксфордской крышкой, а зональная и локальная - набором соответствующих флюидоупоров внутри продуктивных толщ.

Убедительным примером важной роли зональных флюидоупоров в формировании и сохранении залежей является олигоценая глинистая

покрышка в восток-северо-восточных районах, которая обеспечивает сохранность газовых месторождений на глубинах 300-500м.

Намечаются, хотя и довольно укрупненные, площадные закономерности распределения месторождений по фазовому состоянию углеводородов. Западные районы являются нефтяными, северо-восточные характеризуются наличием нефти и газов, а восток-юго-восточные, в пограничных районах Узбекистана, содержат газоконденсатные месторождения.

Ясно просматривается структурно-тектонический контроль нефтегазоносности. Все выявленные месторождения приурочены к ступеням, зонам поднятий и моноклиналям, расположенным по периферии крупных систем прогибов [70, 71].

Общие выводы по главе 2

Исследование геологического строения и нефтегазоносности Северного Устюрта позволило уточнить основные характеристики фундамента, осадочного чехла и геодинамической эволюции региона, а также определить перспективные нефтегазоносные комплексы.

Фундамент Северного Устюрта сложен метаморфическими и интрузивными породами позднего докембрия, а его структурная позиция контролируется системой глубоких разломов, включая Аккулковский и Северо-Устюртский разломы. В пределах Челкарского прогиба и юго-западного Приаралья вскрыты палеозойские и предположительно докембрийские комплексы.

Осадочный чехол региона начинается с верхнего девона и включает литолого-стратиграфические комплексы, имеющие значение для нефтегазоразведки. В Барсакельмесском и Челкарском прогибах преобладают карбонатные породы позднего девона – среднего карбона мощностью до 1200 м, которые рассматриваются как перспективные резервуары. Вулканогенно-осадочные комплексы пермского возраста включают эффузивные породы, аргиллиты, песчаники и алевролиты. Юрские и меловые отложения широко распространены, их суммарная мощность в пределах Косбулакского прогиба достигает 5,5 км. Палеогеновые и неогеновые породы характеризуются хорошими коллекторскими свойствами, особенно в эоценовых клиноформах, представляющих интерес для разведки углеводородов.

Геодинамический анализ выявил три основных сейсмокомплекса: складчатый, доплитный и плитный, формирование которых связано с коллизионными процессами, субдукцией Палеотетиса и последующей платформенной эволюцией. Установлена роль крупных разломных систем, включая Северо-Устюртский, Токубайский и Центрально-Устюртский разломы, в тектонической истории региона. Основные структурные элементы – Косбулакский прогиб, Актумсукское поднятие, Южно-Эмбинская ступень – определяют распределение перспективных нефтегазоносных зон.

Анализ нефтегазоносности доюрского комплекса показал, что палеозойские отложения обладают потенциалом генерации углеводородов, но промышленная значимость их запасов требует дополнительных исследований. В районах Каракудук, Центральный Кушкаир, Кокчалак и Северная Урга зафиксированы проявления нефти и газа, связанные с верхнедевонско-нижнепермскими карбонатными и аргиллитовыми отложениями. Верхнеартинско-нижнеказанская аргиллитовая толща подтверждает газообразующую способность, что подтверждено промышленными притоками газа на месторождениях Северная Урга и Бердах.

Основные запасы нефти и газа сосредоточены в юрских песчаных коллекторах, залегающих в антиклинальных ловушках. Значительные месторождения газа (Урга, Шахпахты, Дорис) локализованы в средне- и верхнеюрских отложениях. Эоценовые газовые месторождения (Шагырлы-Шомышты, Базайское, Кызылойское) демонстрируют высокую пористость (до 37%) и значительные запасы газа, обеспечивая перспективность региона. Лучшие резервуары выявлены в келловейском ярусе, где осадконакопление происходило в морских условиях.

Исследование нефтегазоматеринских комплексов Северного Устюрта позволило выделить четыре ключевых нефтегазоносных района: Колтыкско-Кулажатский, Косбулакский, Судочий и Мынсуалмасско-Самский. Генерационные очаги углеводородов сосредоточены в прогибах, в то время как нефтегазосборные зоны располагаются на ступенях и моноклиналях. Юрские и верхнетриасовые отложения содержат значительное количество органического вещества, обладая высоким потенциалом генерации и миграции углеводородов.

Косбулакский прогиб, ранее считавшийся малоперспективным, подтвердил свою нефтегазоносность открытием месторождений Дорис и Западный Арал. Судочий район является основным генератором газа и конденсата, с подтвержденной залежностью углеводородов в прибортовых валах. В Мынсуалмасско-Самском районе возможны новые открытия крупных месторождений газа в эоценовых и юрских отложениях.

Таким образом, комплексное изучение геологического строения, геодинамики и нефтегазоносности Северного Устюрта подтвердило его высокий ресурсный потенциал. Основные перспективные нефтегазоносные комплексы связаны с карбонатными породами позднего девона – среднего карбона, юрскими песчаниками и эоценовыми клиноформами. Дальнейшие геологоразведочные работы должны быть направлены на уточнение зон коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами и определение новых перспективных объектов для разведки и добычи углеводородов.

3 СОВРЕМЕННЫЕ ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ИЗУЧЕНИЮ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ И ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КОСБУЛАКСОГО ПРОГИБА

3.1 Исследование клиноформенного строения газовых залежей палеогена в Косбулакском прогибе на основе новых геолого – геофизических данных

Устюртский регион, расположенный на границе Казахстана и Узбекистана, представляет собой одну из ключевых территорий для нефтегазовой промышленности. В последние годы значительное внимание уделяется исследованию палеогеновых залежей газа, характеризующихся сложным клиноформенным строением. Понимание этих структур является важным элементом в разработке эффективных стратегий бурения и эксплуатации месторождений. Традиционные методы разведки и добычи газа часто сталкиваются с трудностями в условиях неоднородного геологического строения, что приводит к необходимости применения более точных и сложных методов геолого-геофизического анализа.

Авторы Абдуллаев Г.С., Богданова А.Н. и Эйдельмант Н.К. в своей работе рассматривают узбекистанский сектор Северного Устюрта, применяя комплексную методику геологоразведки, включая сейсморазведку и бурение, для изучения глубинного строения и оценки нефтегазового потенциала. Основное внимание было уделено юрским и палеозойским отложениям, где были выявлены значительные запасы углеводородов. По результатам исследования было открыто 26 месторождений, из которых 23 находятся на государственном балансе, что подчеркивает высокий потенциал узбекского сектора Северного Устюрта для дальнейшего наращивания сырьевой базы углеводородов [72].

В этой связи казахстанские ученые выражают желание внести вклад в пополнение минерально-сырьевой базы казахстанского сектора Северного Устюрта, опираясь на успешный опыт, продемонстрированный их соседями в узбекистанском секторе.

Дополнительно следует рассмотреть потенциал палеогеновых отложений, которые могут представлять интерес для дальнейших исследований и разработки, учитывая их возможный вклад в увеличение сырьевой базы углеводородов.

Исследования клиноформенных структур являются основой для понимания стратиграфии последовательностей и осадочных процессов, приводящих к формированию этих структур [73]. В работе [74] представлена детальная система интерпретации геометрии клиноформ в различных осадочных обстановках. Идентификация и анализ клиноформ имеют важное значение для разведки углеводородов, подчёркивая роль сейсмостратиграфии в картировании этих структур [75-77].

Осадочная история региона Устюрт в палеогене находилась под сильным влиянием взаимодействия тектонических процессов и

эвстатических колебаний уровня моря, что привело к формированию сложных клиноформенных структур, ныне признанных важными газоносными объектами [78,79].

Геологическая эволюция региона Устюрт определялась совокупностью факторов, включая тектоническую активность, изменения уровня моря и поступление осадков. Эти факторы способствовали формированию клиноформенных структур региона, характеризующихся латеральной и вертикальной изменчивостью [80].

Палеогеновые клиноформы региона Устюрт представляют интерес не только с научной точки зрения, но и обладают значительной экономической ценностью. Идентификация ловушек, связанных с клиноформами, и прогнозирование коллекторских свойств являются критически важными для успешной разведки и разработки газовых месторождений в Устюрте. Роль клиноформенных структур в контроле за распределением углеводородов и качеством коллекторов рассматривается в работе [81].

Понимание условий осадконакопления и процессов седиментации, приведших к формированию клиноформ в регионе Устюрт, требует междисциплинарного подхода. Интеграция данных седиментологии, стратиграфии и геофизики необходима для построения точных моделей этих сложных структур [82]. Кроме того, применение принципов последовательной стратиграфии позволяет интерпретировать пространственно-временное распределение клиноформ в палеогеновых отложениях [83].

Использование аналогов из других бассейнов также оказалось ценным для понимания клиноформенных структур региона Устюрт. Исследования показали применимость моделей клиноформ, разработанных для одного региона, к интерпретации аналогичных структур в других бассейнах [84-87]. Этот подход особенно полезен для Устюрта, где интеграция данных по глобальным аналогам позволила уточнить представления о палеогеновых клиноформах региона.

Роль тектоники в формировании клиноформенных структур региона Устюрт нельзя недооценивать. В исследованиях [88,89] подчёркивается влияние тектонического прогибания и поднятий на развитие клиноформ в осадочных бассейнах. В регионе Устюрт тектонические процессы сыграли ключевую роль в контроле за пространством, доступным для осадконакопления [90].

В районе участков Устюртского региона были проведены 3Д сейсморазведочные работы, направленные на изучение геологического строения палеогеновых, меловых, юрских и пермтриасовых отложений. В результате этих исследований были выделены перспективные газоносные горизонты в тасаранской свите. Изначально считалось, что месторождения связаны с антиклинальными складкам, подтверждено наличие газа в кумской свите верхнего эоцена, представленной слабо сцементированными песками и песчаниками, чередующимися с плотными алевролитами и глинами. Однако современные геолого-геофизические исследования, включая 3Д

сейсморазведку, а также детальную комплексную корреляцию с данными ГИС, предложили новый концептуальный взгляд на геологическое строение залежей. Согласно этим данным, газоносные залежи имеют клиноформное строение, связанное с проградационным осадконакоплением тасаранского комплекса горных пород.

Основной целью данного исследования является определение геологических закономерностей, управляющих формированием продуктивных горизонтов в клиноформенных структурах, и разработка рекомендаций по оптимизации процесса бурения. Для достижения поставленных целей были использованы современные методы сейсмофациального анализа и PMLI инверсии, что позволило получить детализированное представление о внутреннем строении залежей и их фильтрационно-емкостных свойствах.

В исследованиях [91,92] авторы рассматривают концепции и применение трехмерного моделирования клиноформ в мелководных морских резервуарах. В статье подчеркивается, что клиноформы могут значительно влиять на фациальную архитектуру парасеквенций и выступать в качестве барьеров для движения флюидов, особенно если они сложены низкопроницаемыми литологиями, такими как цементированные или глинистые слои.

Исследование сосредоточено на разработке численного алгоритма для генерации трехмерных поверхностей клиноформ в объемах, ограниченных двумя поверхностями. Этот метод учитывает направление проградации, а также факторы, влияющие на геометрию и распределение клиноформ, что имеет решающее значение для точного моделирования резервуаров.

Применение данного подхода демонстрируется на примере моделей месторождений, таких как отложения песчаника Феррон в Юте и формация Согнефьорд на норвежском шельфе. В исследовании подчеркивается, что учет клиноформ в моделях резервуаров может существенно повлиять на прогнозы добычи углеводородов.

В работе, написанной китайскими авторами из Китайского университета нефти и Университета Калгари, а также их коллегами из Техасского университета в Остине, рассматриваются сложные дельтовые клиноформы, доминирующие под влиянием приливов и волн, и исследуются критерии для их распознавания в геологических отложениях. Авторы анализируют, как такие клиноформы формируются в современных дельтах, и предлагают методики для их идентификации в древних осадочных породах. Работа фокусируется на примерах из различных бассейнов, таких как Ориноко и другие современные дельты, подчеркивая важность трехмерной конфигурации и характерных литологических признаков для распознавания этих структур [93].

Суть методов исследований заключается в понимании геологических закономерностей, управляющих формированием продуктивных горизонтов в клиноформенных структурах Устюртского региона, расположенного на границе Казахстана и Узбекистана. В последние годы значительное внимание

уделяется изучению палеогеновых залежей газа в этом регионе, которые характеризуются сложным клиноформенным строением. Данное строение оказывает существенное влияние на архитектуру фаций и может служить барьером для потока жидкости, что важно для разработки эффективных стратегий бурения и эксплуатации месторождений. Исследование опирается на методы сейсмофациального анализа и инверсии PMLI, что позволяет получить детализированное представление о внутреннем строении залежей и их фильтрационно-емкостных свойствах.

Основной проблемой исследования является недостаток знаний о клиноформенных структурах на территории Устюрта. В то время как аналогичные исследования успешно проводились в других странах, таких как США (песчаник Феррон в Юте) [94-96] и Норвегия (формация Согнефьорд) [73 (с.63), 97, 98], данные методы ещё не применялись в Казахстане. Это оставляет значительное пространство для дальнейших исследований и разработки новых подходов к моделированию и интерпретации данных в условиях неоднородных геологических структур.

Кроме того, отсутствие точных данных о геометрии и параметрах клиноформ, а также влияние постседиментационной компакции на интерпретацию краевых частей шельфа усложняют процесс разработки месторождений. Эти вызовы требуют разработки и применения новых методов моделирования, которые позволят повысить точность прогнозов и эффективность освоения залежей.

Таким образом, данное исследование направлено на решение этих проблем путём внедрения и использования современных аналитических методов, что позволит улучшить понимание геологического строения региона и повысить успешность добычи углеводородов.

Цель работы — разработка и внедрение новых методов моделирования клиноформенных структур в Устюрте, что позволит повысить точность прогнозов и эффективность разработки нефтегазовых месторождений. Исследование направлено на устранение существующих пробелов в знаниях о геометрии и параметрах клиноформ, а также на учёт влияния постседиментационной компакции при интерпретации положения краевой части шельфа. Достижение этой цели критически важно для создания более точных моделей, необходимых для оптимизации бурения и эксплуатации месторождений углеводородов в сложных геологических условиях.

Исследования проводились на месторождениях, расположенных в пределах Устюртского региона, который отличается сложной тектонической структурой и присутствием палеогеновых отложений. В работе использовались данные 3Д сейсморазведки, выполненной в 2005 и 2022 годах, а также результаты геофизических исследований скважин. Методы включали детальный сейсмофациальный анализ, PMLI инверсию и атрибутивный анализ, направленные на выделение зон с повышенной пористостью и газонасыщенностью.

Площадь исследований характеризуется высокой перспективностью в нефтегазоносном отношении. В результате интерпретации данных

сейсморазведки, ГИС и бурения были построены структурные карты по продуктивным горизонтам. Перспективные локальные объекты были выделены на основании совместного анализа структурной интерпретации и динамического анализа. На картах и разрезах 3Д и 2Д атрибута V_p/V_s по целевым горизонтам были выделены объекты с повышенными коллекторскими свойствами.

В исследовании, проведенном Стефано Патруно и Уильямом Хелланд-Хансеном, представлена новая классификация клиноформ и клиноформных систем, что позволило лучше понять их происхождение и поведение, особенно в контексте нефтегазовой геологии. Используемая авторами методика сейсмической стратиграфии оказалась полезной для точного определения стратиграфических границ и прогнозирования распределения осадочных фаций, что играет важную роль в разработке углеводородных месторождений. В работе рассматриваются различные геологические регионы, включая Северное море, Дельту реки По в Италии и прибрежные зоны Южной Иберии, где клиноформы имеют ключевое значение для накопления и сохранения углеводородов. Авторы подчеркивают, что изучение клиноформных систем является важным шагом для повышения эффективности разведки и разработки нефтегазовых месторождений [98 (с.66)].

Зарубежные исследователи использовали различные методики для выявления клиноформ, относящихся к различным стратиграфическим возрастам и типам.

И.С. Гутман, Г.П. Кузнецова, А.В. Марьина, А.И. Морозова, Е.Н. Ямпольская, Л.И. Чернова, Н.Ф. Фурман, С.А. Иванов, К.Г. Скачек и М.В. Мордвинцев в своей работе рассматривают клиноформы в ачимовской толще Западной Сибири, применяя комплексную методологию, включающую сейсморазведочные исследования и данные бурения. Применение метода сейсмического профилирования позволило создать детализированные геологические разрезы и идентифицировать клиноформные структуры, выявляя стратиграфические границы и особенности их залегания. Данные бурения подтвердили интерпретации сейсмических данных и использовались для проведения стратиграфической корреляции, что окончательно подтвердило существование клиноформ и их нефтегазоносный потенциал. Стратиграфическая корреляция, охватывающая верхнеюрские и нижнемеловые отложения, помогла определить возраст и последовательность осадконакопления, что дало возможность глубже понять процессы формирования клиноформ и их связь с углеводородными резервуарами [99,100].

Иностранные исследователи использовали различные методы для идентификации клиноформ, относящихся к разным стратиграфическим возрастам и типам. В работе [101] рассматривались методы реконструкции и описания древних клиноформенных поверхностей с акцентом на регион Западной Норвегии. Авторы применяли сейсмическое профилирование для получения высокодетализированных изображений клиноформенных

структур, а также стратиграфическую корреляцию для определения возраста и истории осадконакопления. Кроме того, использовалось палеотопографическое моделирование, позволяющее реконструировать древние ландшафты и седиментационные условия. Эти методы помогают понять геометрические особенности и пространственное распределение клиноформенных поверхностей, что имеет ключевое значение для стратиграфических исследований и изучения углеводородных залежей.

В данном исследовании была проведена комплексная интерпретация данных с целью создания моделей распределения газонасыщенных песчаников, что позволило выявить перспективные зоны для бурения. В рамках работы использовался программный пакет Paradigm Geophysical.

Основной целью и задачей комплексной интерпретации геолого-геофизических данных являлось прогнозирование геологического разреза. Анализ набора сейсмических атрибутов позволил выявить изменения кинематических и динамических параметров сейсмических волн — таких как амплитуды, фазы и частоты — с целью преобразования этих данных в характеристики коллекторов на основе корреляции сейсмических данных с данными каротажа скважин.

Прогнозирование геологического разреза (ПГР) являлось основной целью и задачей комплексной интерпретацией геолого-геофизических данных. Набор данных сейсмических атрибутов позволил выявить изменения кинематических и динамических параметров сейсмических волн: амплитуд, фаз, частот с целью их пересчета в характеристики пласта, на основе поиска корреляционных связей данных сейсморазведки с данными ГИС. Основные методы, программы и их параметры, использованные при анализе волнового поля, описаны в предыдущих главах настоящего отчета. Далее приводятся описания результатов комплексной структурно динамической интерпретации для интервалов разреза, по которым были получены положительные прогнозы для оценки их бурением.

ОГ ts1 продуктивный горизонт внутри отложений тасаранской свиты.

На карте атрибута Signal Envelope (мгновенные амплитуды огибающей сигнала), рассчитанной вдоль поверхности отражающего горизонта, в северной части площади исследований палитрой синих цветов выделяется зона распространения низкочастотных значений амплитуд (Рисунок 12).

Низкочастотные зоны, в сейсмическом сигнале характеризуют изменения литологического состава, обычно так выделяется интервал с улучшенными коллекторскими свойствами. Это предположение подтверждается результативными картами сейсмо-фациального анализа вдоль поверхности продуктивного интервала, картами прогнозной пористости и данными ГИС.

Из сопоставления карты сейсмофаций вдоль поверхности отражающего горизонта **ts1** и результатов интерпретации ГИС (Рисунок 13), можно наметить зоны распространения газонасыщенных песчаников с улучшенными коллекторскими свойствами, на карте сейсмофаций они

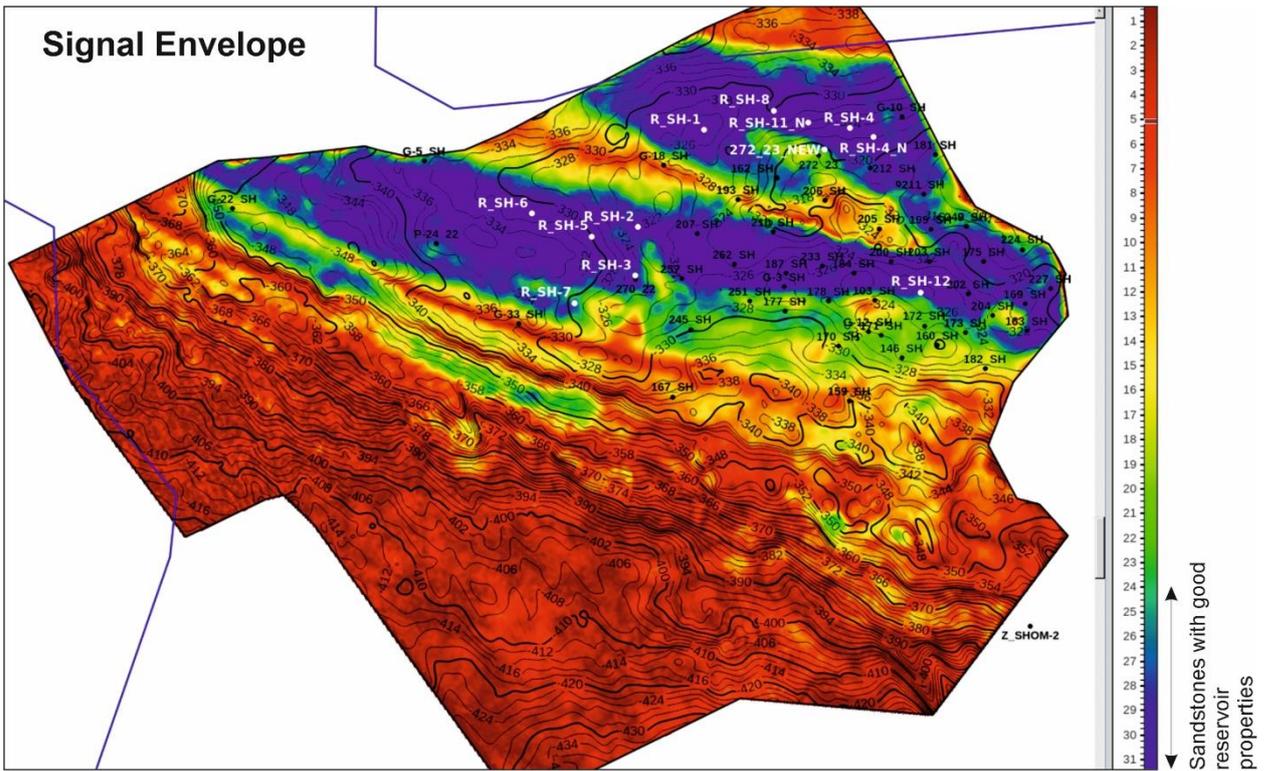


Рисунок 12 - Карта атрибута Signal Envelope вдоль поверхности отражающего горизонта ts1

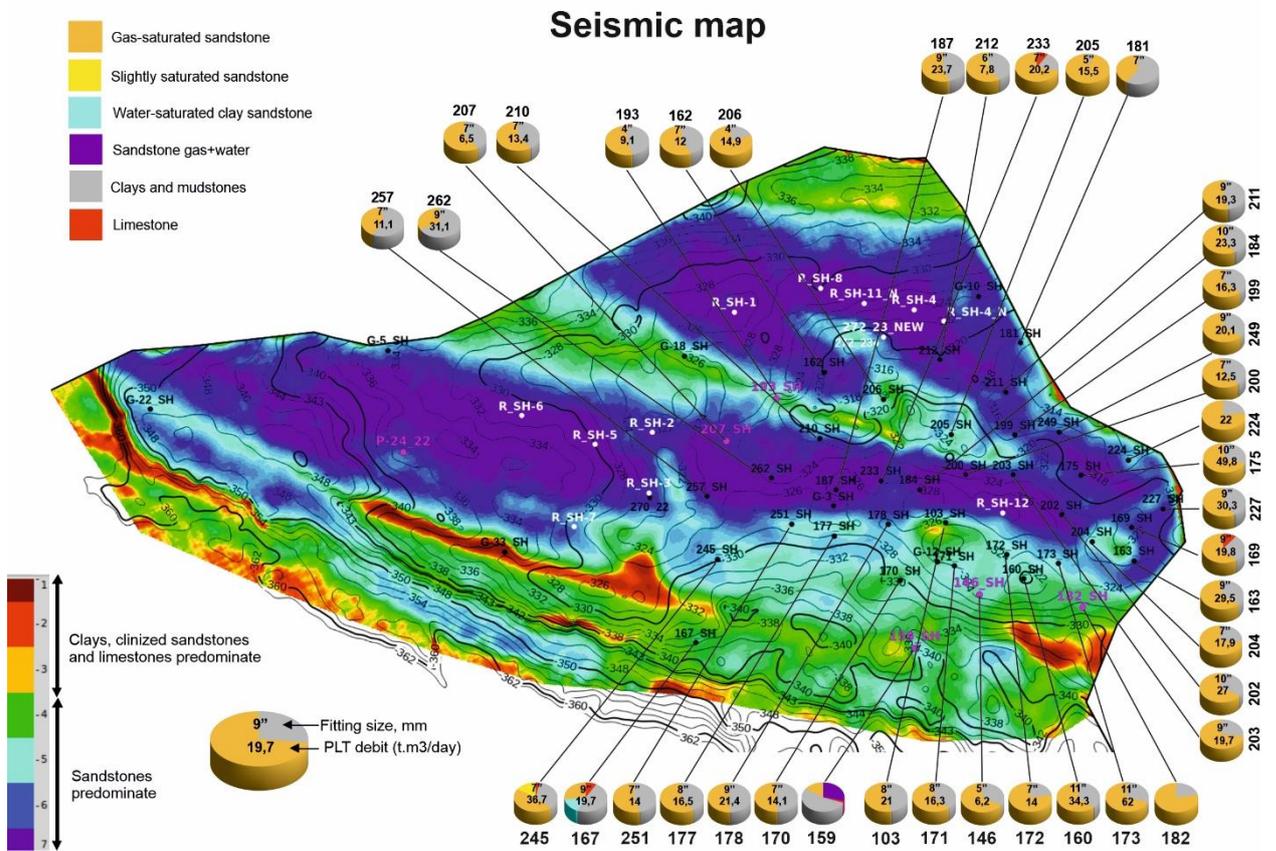


Рисунок 13 - Карта сейсмофации по отражающему горизонту ts1

локализуются палитрой синих цветов с переходом на оттенки светлосиних тонов. Изменения лито фациального состава газонасыщенных песчаников характеризуют цвета светлосиних, с переходом на светло-зелёные тона. Иными словами, эти цвета на карте сейсмофаций локализуют участки с хорошими коллекторскими свойствами.

Изменение состава отложений в сторону глинизации горизонта, на карте сейсмофаций демонстрируют цвета от желтого до темнокрасного, который соответствует полному замещению коллектора глинами.

На карте прогнозной пористости (Рисунок 14) палитре синих цветов с переходом на светло зеленые тона соответствуют зоны с улучшенными и хорошими коллекторскими свойствами. Зональность распределения высоких значений прогнозной пористости, выполненной PMLI инверсии имеет хорошую сходимость с результатами анализа данных ГИС (Рисунок 15).

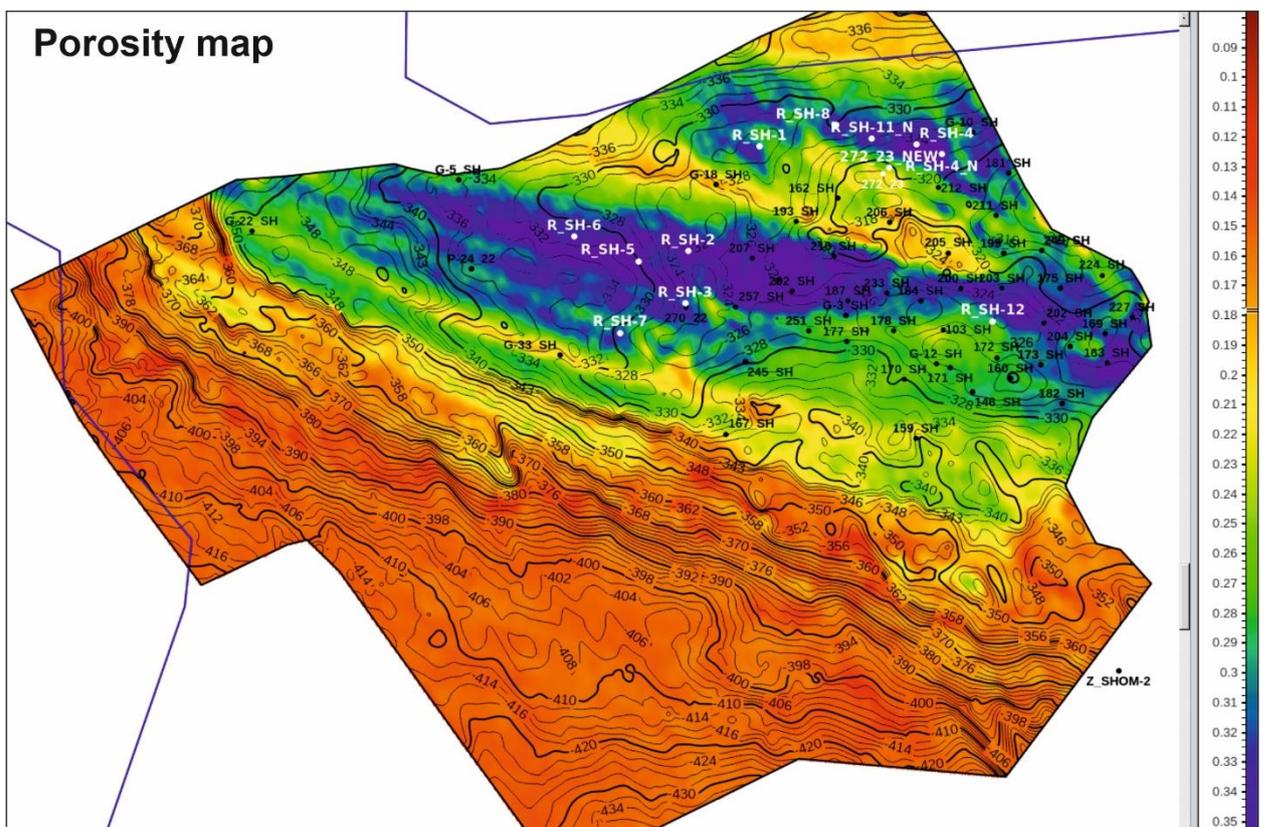


Рисунок 14 - Карта пористости, рассчитанная по данным PMLI инверсии ОГ ts1 (вне масштаба)

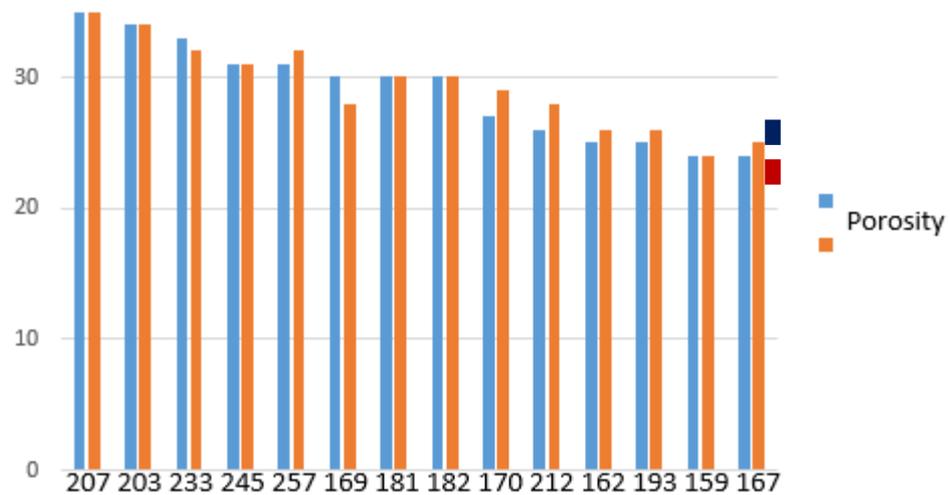


Рисунок 15 - График сопоставление средневзвешенной пористости по ГИС и данными выполненной PMLI инверсии (ОГ ts1)

На рисунке 16 показана карта Fluid Factor (ОГ ts1) по результатам AVO анализа, голубым цветом выделяется аномалия распространения газонасыщенных песчаников.

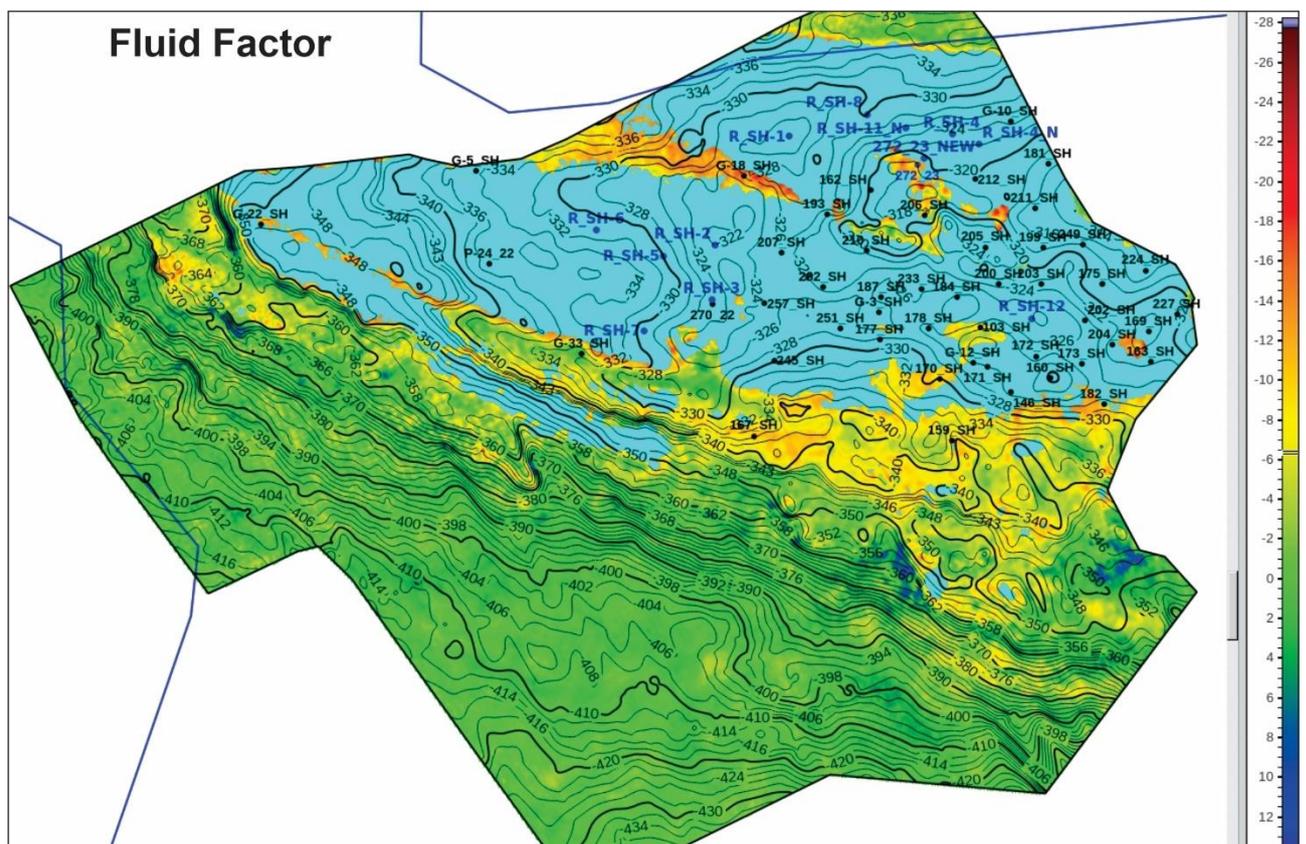


Рисунок 16 – Карта Fluid

Следует отметить, что наиболее информативными картами по прогнозированию зон с наилучшими коллекторскими свойствами и наличие в них скопления УВ, является карта соотношения атрибута V_p/V_s (Рисунок 17). Кросс-плот атрибут V_p/V_s выделил зональность распространения газонасыщенных песчаников, на рисунке 5 они залиты голубым цветом и классифицируются как аномалии AVO третьего класса.

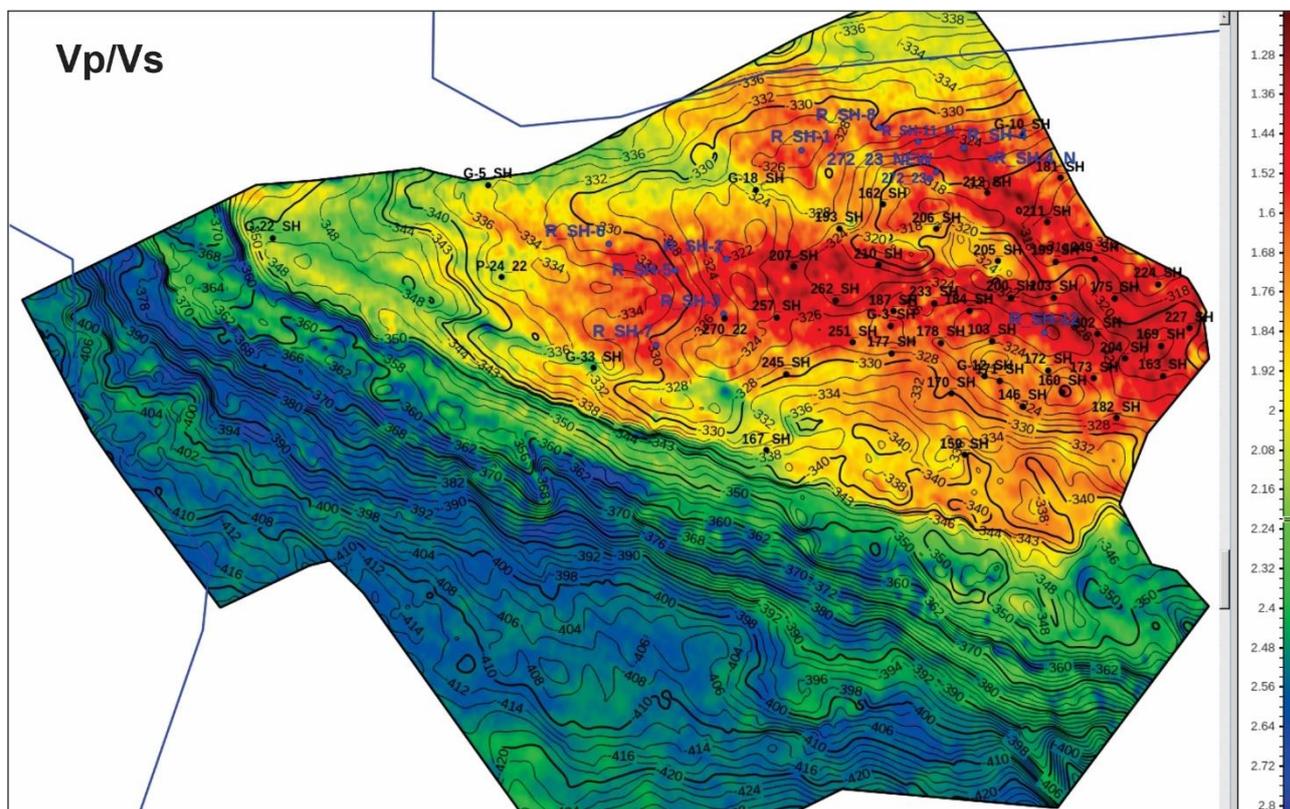


Рисунок 17 - Карта соотношения V_p/V_s по кровле газонасыщенного пласта $ts1$

На карте атрибута Signal Envelope (мгновенные амплитуды огибающей сигнала), рассчитанной вдоль поверхности отражающего горизонта, в центральной части площади исследований палитрой синих цветов выделяется зона распространения низкочастотных значений амплитуд (Рисунок 18).

Продемонстрированные на рисунке низкочастотные зоны, характеризуют изменения формы сейсмического импульса и его частотной составляющей, связанных в первую очередь с изменением литологического состава исследуемой поверхности и акустических жесткостей отражающей границы. Выделяемую, низкочастотную область значений амплитуд лентообразной формы, Исполнители относят к области интервалов песчаников с хорошими коллекторскими свойствами. Это предположение подтверждается результативными картами сейсмофациального анализа, картами расчета атрибутов AVO и результатами PMLI инверсии.

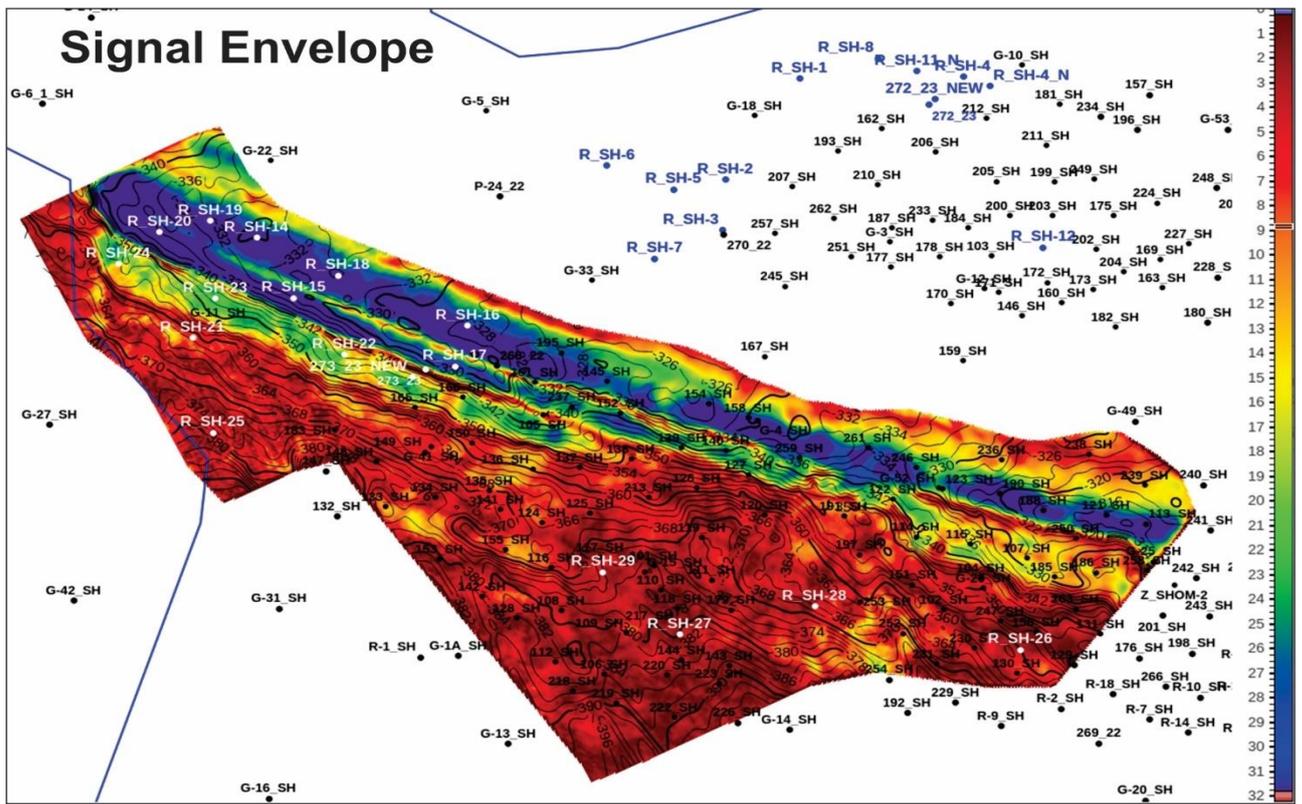


Рисунок 18 - Карта атрибута Signal Envelope вдоль поверхности отражающего горизонта ts2 (продуктивный горизонт внутри тасаранской свиты)

Так на карте сейсмофаций по ОГ ts2, (Рисунок 19) с вынесенными круговыми диаграммами дебитов, депрессионного давления и литологического состава по данным ГИС, выделяется с незначительным изменением формы, таже лентообразная зона, что и по данным атрибута Signal Envelope. На представленной карте сейсмофаций, распределению цветовой палитры темносиних тонов к светло синим оттенкам соответствуют места локализации газонасыщенных песчаников с улучшенными коллекторскими свойствами. Распределению газонасыщенных песчаников с хорошими коллекторскими свойствами, соответствуют модельные фациальные трассы светло голубых оттенков с переходом на светло зеленые цвета. Изменение состава отложений в сторону глинизации горизонта, на карте сейсмофаций демонстрируют цвета от желтого до темнокрасного, который соответствует полному замещению коллектора.

Карта прогнозной пористости, график сопоставления средневзвешенной пористости по данным ГИС и сейсморазведки приведены на рисунке 20.

График на рисунке 21 демонстрирует хорошую сходимость результатов сопоставление значений пористости, полученной по интерпретации, ГИС и волнового поля.

На карте прогнозной пористости высокие значения выделяются синим цветом, переход на цветовую гамму светло-зелёных, светло желтых оттенков

Seismic map

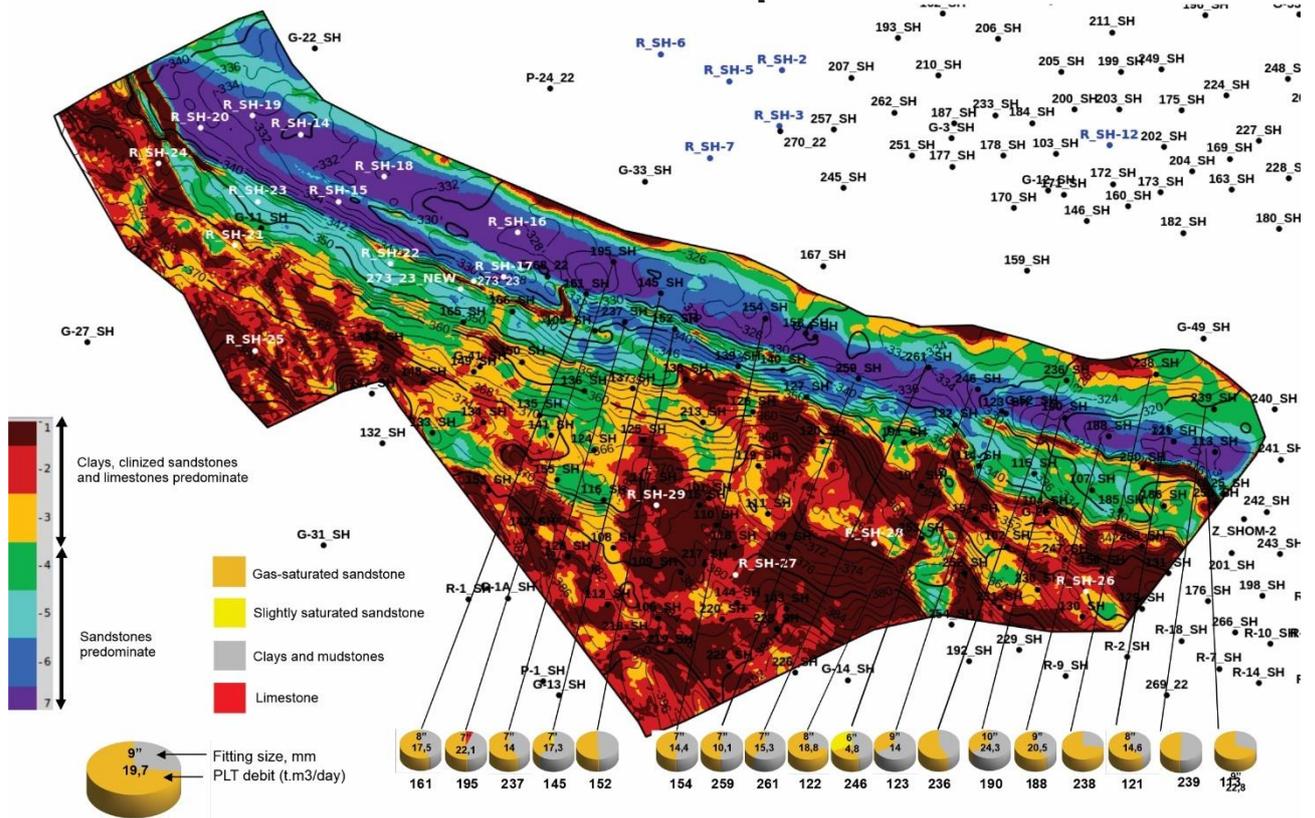


Рисунок 19 - Карта сейсмофаций по ОГ ts2

указывает на смену коллекторов газоносных песчаников в сторону их переслаивания с более уплотненными породами. Зональность распределения высоких значений прогнозной пористости, выполненной PMLI инверсии имеет хорошую сходимость с результатами анализа атрибутов, описанных выше.

На рисунке 22 приведена карта соотношения V_p/V_s по кровле газонасыщенного пласта ts2 и выделена кросс-плотовая зависимость этих атрибутов, смоделированных по данным ГИС, с волновым полем отраженных волн. Кросс-плот атрибут V_p/V_s выделяет зону распространения газонасыщенных песчаников, в виде аномалии голубого цвета.

Из сопоставления карт сейсмофаций, карт атрибутов волнового поля и результатов интерпретации ГИС, можно говорить, что, выделенным аномальным зонам по выше представленным картам по ОГ ts2, соответствует зонам распространения газонасыщенных песчаников, с улучшенными и хорошими фильтрационно емкостными свойствами. Аномалии распространения газонасыщенных песчаников уверенно подтверждаются на независимых друг от друга атрибутных картах.

Исследование, проведенное в Устьюртском регионе, использовало множество карт и графиков, чтобы детализировать внутреннее строение газоносных залежей и их фильтрационно-емкостные свойства. Рассмотрим несколько ключевых карт и их интерпретацию:

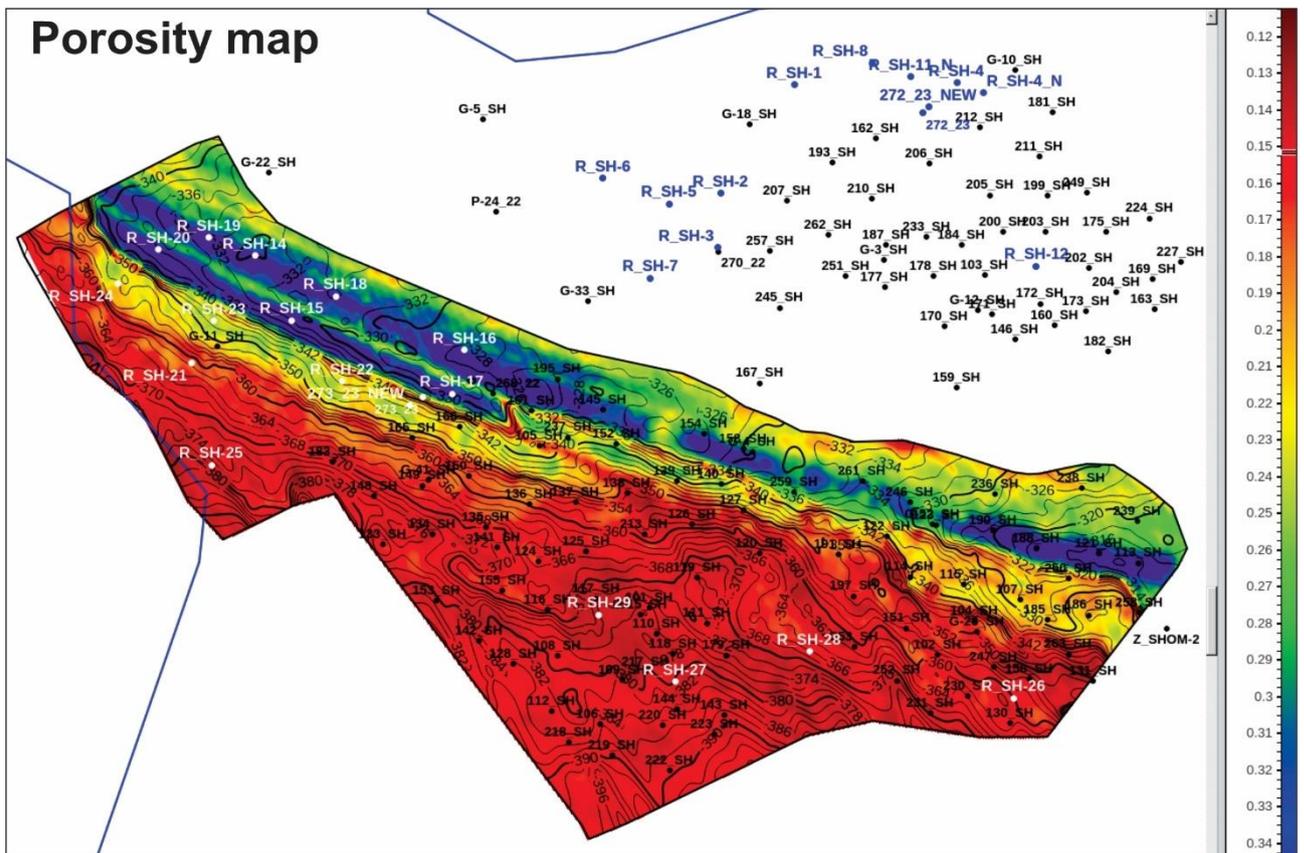


Рисунок 20 - Карта прогнозной пористости, график сопоставления средневзвешенной пористости по данным ГИС и сейсморазведки ОГ ts2

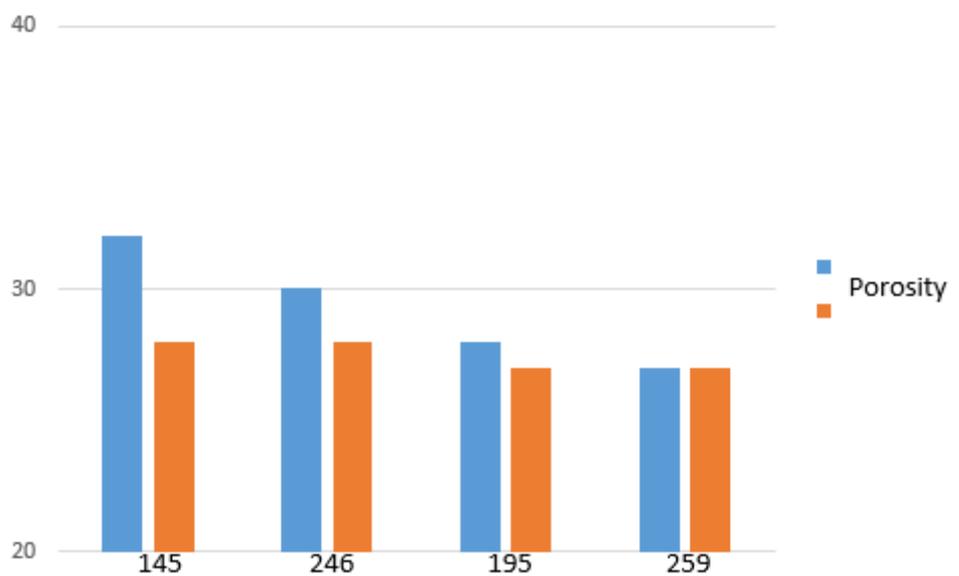


Рисунок 21 - График сопоставление средневзвешенной пористости по ГИС и данными выполненной PMLI инверсии (ОГ ts2)

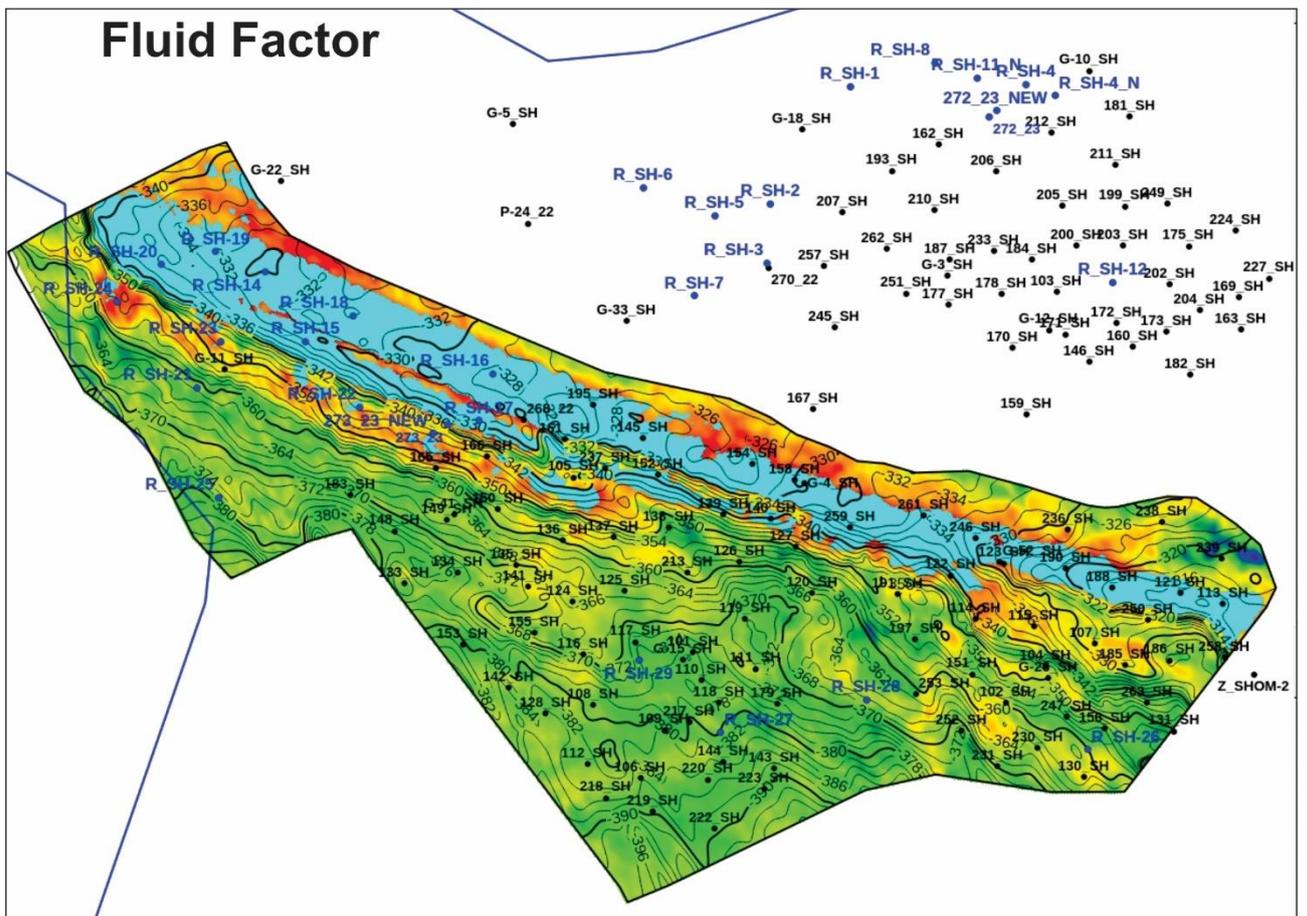


Рисунок 22 - Сопоставление кросс-плотов V_p/V_s , смоделированных по данным ГИС и сейсмическим данным по ОГ ts2

1. Карта атрибута Signal Envelope

Карта атрибута Signal Envelope, рассчитанная вдоль поверхности отражающего горизонта ts1, выявила зоны с низкочастотными значениями амплитуд, обозначенные синими цветами. Эти низкочастотные зоны, как правило, связаны с улучшенными коллекторскими свойствами, поскольку они указывают на интервалы с более высокими пористостями и газонасыщенностью. Эта информация была дополнительно подтверждена сейсмофациальным анализом и данными ГИС, что позволило локализовать газоносные песчаники в пределах выбранной области.

2. Карта сейсмофаций и прогнозной пористости

На карте сейсмофаций по отражающему горизонту ts1 были выделены зоны распространения газонасыщенных песчаников, представленные синими и светло-синими оттенками. Эти зоны указывают на участки с хорошими коллекторскими свойствами. Изменение литофациального состава, сопровождающееся увеличением глинистых интервалов, отмечено на карте цветами от желтого до темно-красного. Эта карта позволила более точно спрогнозировать положение газоносных интервалов и планировать дальнейшие буровые работы.

На карте прогнозной пористости, выполненной на основе PMLI

инверсии, синие и светло-зеленые тона указывают на зоны с высокими значениями пористости, что дополнительно подтверждается данными ГИС. Эти карты оказались ключевыми для выделения зон с наиболее перспективными коллекторскими свойствами, что значительно улучшает точность геологического прогнозирования.

3. Кросс-плотовая зависимость атрибутов V_p/V_s

Кросс-плотовая зависимость между атрибутами V_p/V_s и Fluid Factor по результатам AVO анализа (ОГ ts1) выявила аномалии, связанные с распространением газонасыщенных песчаников, которые были обозначены голубым цветом. Эти аномалии, как правило, указывают на участки с высокой концентрацией углеводородов и улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Карта соотношения V_p/V_s по кровле газонасыщенного пласта ts1 продемонстрировала зону распространения газонасыщенных песчаников, также обозначенную голубым цветом. Сопоставление этой карты с другими атрибутивными картами и результатами интерпретации ГИС подтвердило, что данная зона обладает лучшими коллекторскими характеристиками, что делает ее приоритетной для бурения. Данные результаты согласуются с исследованиями Бекешовой Ж.Б. и соавторов которые использовали комплексный подход, включая сейсмофациальный анализ и PMLI инверсию, для выявления зон с улучшенными коллекторскими свойствами в клиноформенных структурах [102].

Карта соотношения V_p/V_s по кровле газонасыщенного пласта ts1 продемонстрировала зону распространения газонасыщенных песчаников, также обозначенную голубым цветом. Сопоставление этой карты с другими атрибутивными картами и результатами интерпретации ГИС подтвердило, что данная зона обладает лучшими коллекторскими характеристиками, что делает ее приоритетной для бурения.

3.2 Исследование палеозойских отложений в Косбулакском прогибе на основе новых геолого – геофизических данных

Начало геологоразведочных работ в казахстанской части Северного Устюрта приходится на «советские» годы, начиная с 1959 года. В основном поисково – разведочные работы были направлены на выявление структур в мезозойском комплексе, а изучением геологического строения палеозойского комплекса не оказано должного внимания.

В узбекистанской части Северного Устюрта открыты два месторождения — Кокчалак и Карачаналак, где в палеозойских отложениях получены притоки газа и конденсата. По мнению ученых Абдуллаева Г.С., Богданова А.Н. и Эйдельманта Н.К., данные залежи имеют рифогенный генезис. В этом районе палеозойские отложения, относящиеся к до-верхнепермским, залегают на глубинах до 4 км, при этом мощность пермотриасовых отложений незначительна или вовсе отсутствует [72(с.63)].

Месторождение Кокчалак было открыто в 1987 году при разведке Акчалакского месторождения. Скважиной № 18 на глубине 3276 м вскрыты

кавернозно-трещиноватые известняки нижнекаменноугольного возраста с дебитом газа и конденсата до 308 тыс. м³/сут. Три скважины вскрыли терригенно-вулканогенные породы верхнекаменноугольно-нижнепермского возраста, а скважина № 3 — метаморфические породы фундамента.

Месторождение Карачалак связано с тремя близкими юрскими месторождениями (Акчалак, Кокчалак, Зап. Барсакельмес). Газовые дебиты в двух скважинах достигали 250-500 тыс. м³/сут, но в ряде скважин отсутствовали притоки из-за отсутствия коллекторов. В скважине № 3 на глубине 3524-3526 м произошел неуправляемый газовый фонтан с дебитом более 500 тыс. м³/сут.

Маслов В.В., Горюнова Л.Ф. и Гибшман Н.Б. в своем исследовании, основанном на биостратиграфическом методе, подтверждают значимость фаменского и ассельского ярусов верхнепалеозойских отложений. На основе анализа керновых данных из скважин Северного Устюрта и Прикаспийской впадины авторы уделяют особое внимание составу бентоса и планктона. Важным результатом стало подтверждение присутствия пород фаменского яруса верхнего девона на глубине 3888 м и ассельского яруса нижней перми на глубине 3796 м. Эти карбонатные фации имеют аналогии с другими регионами, проявляя продуктивность на месторождениях Тенгиз и Карачаганак [12 (с.8)].

Исследования палеозойских отложений Северного Устюрта привлекают внимание многих ученых. Так, Иванов С.А. и Кузнецов А.В. в своей работе исследуют потенциальные источники углеводородов в палеозойских отложениях региона. Авторы отмечают важность глубокого бурения и использования геофизических методов для выявления перспективных структур, уделяя особое внимание продуктивности верхнепермских карбонатных массивов [13 (с.8)].

Johnson M. и Smith R. анализируют палеозойские карбонатные резервуары в Центральной Азии, используя новейшие геофизические данные. Они акцентируют внимание на структуре и свойствах карбонатных отложений, подчеркивая их перспективность для разработки нефтегазовых месторождений [103].

При бурении на Южно-Эмбинском поднятии в скважине Г-1 Жанасу в верхнедевонских песчаниках и известняках обнаружены признаки нефти в виде примазок и капель. В интервале 2505-2184 м при испытаниях получено 0,4 м³/сут нефти, густой, окисленной, с плотностью 0,98 и содержанием смол 67%. Примазки нефти также найдены в фаменских известняках скважины П-3 Мынсуалмас. Приведенные материалы показывают, что палеозойские отложения Устюрта являются регионально нефтегазоносными.

Косбулакский прогиб был изучен сейсморазведочными профилями МОВ 2Д и МОГТ 2Д, выполненными различными геофизическими экспедициями МинГео Казахстана. На узбекской части Северного Устюрта в 2006–2014 гг. проведены масштабные сейсморазведочные работы и бурение [104].

На основе проведения регионально-поисковых сейсморазведочных работ МОГТ 2Д на выявленных в результате сейсмических исследований прошлых лет объектах с целью уточнения структурного плана и обнаружения новых объектов.

Изучение геологического строения Косбулакского прогиба по палеозойским отложениям, выявление и подготовка перспективных структур к поисково-разведочному бурению. Решение этих задач было основано на проведении комплексных геологоразведочных работ, сочетающих изучение новых материалов сейсморазведки МОГТ 2Д и ранее полученных материалов на контрактной территории.

Кроме того, проводился физико-химический анализ флюидов для оценки их состава и свойств, что позволило более точно оценить перспективы нефтегазоносности продуктивных пластов. Для подтверждения результатов были использованы данные промыслово-геофизических исследований скважин, что помогло определить точное местоположение и характеристики потенциальных залежей углеводородов [105-107].

3.3 Сейсмостратиграфический анализ доюрских отражающих горизонтов Косбулакского прогиба

Сейсмостратиграфические границы – это динамически выраженные сейсмические отражающие и преломляющие горизонты (акустические резкие разделы, т. н. границы первого рода), связанные с хронозначимыми геологическими поверхностями. В геологическом разрезе эти поверхности могут быть проявлены в виде согласных границ либо несогласий.

Построение сейсмостратиграфической модели ведется по канонам, принятым в стратиграфии при составлении местных и региональных литолого-стратиграфических шкал с соблюдением двух основополагающих правил: а) всеобъемлющей полноты описания геологического пространства, и б) суммирования времени. Следование им обеспечивает выполнение второго принципа стратиграфии – каждое более крупное возрастное подразделение – это совокупность более мелких его составных единиц, и временной интервал этого крупного подразделения определяется как сумма длительности его частей.

На возрастные подразделения распространяется главный принцип стратиграфии, принцип последовательного напластования, который гласит: «что выше – то моложе».

Построению временного иерархического ряда предшествует процедура выделения в разрезе сейсмостратиграфических границ и определения их типов. Она основана на анализе взаимоотношений граничных поверхностей сейсмостратиграфических тел с выше- и нижележащими отражающими элементами. В зависимости от того какие геологические процессы обусловили формирование граничных поверхностей естественных геологических тел различают три типа сейсмостратиграфических границ, которые следует выделять при построении сейсмостратиграфических моделей.

1. «Стадийные», или «геодинамические». Сеймостратиграфические стадийные границы на сейсмических разрезах МОГТ как отражающие горизонты не выделяются. Как динамически выраженные и уверено опознаваемые сейсмические границы, они выделяются только в преломленных (рефрагированных) волнах, которые регистрируются в области первых вступлений и на больших удалениях. Им отвечают регионально и глобально прослеживаемые преломляющие горизонты.

2. «Тектоно-стратиграфические». Сеймостратиграфические тектоно-стратиграфические границы на сейсмических разрезах выделяются как регионально и зонально прослеживаемые условные отражающие горизонты.

3. «Хроностратиграфические» или «цикло-стратиграфические» сеймостратиграфические границы сформированы под воздействием исключительно седиментационно-эрозионных процессов. К этому типу относятся литолого-стратиграфические границы, которые маркируют разделы между толщами различного литолого-фациального состава. Это поверхности стратиграфических эрозионно-седиментационных несогласий, сформированные перерывами в накоплении осадков и сопровождаемые эпизодически возникающей эрозией незначительной части подстилающей толщи в моменты относительных колебаний уровня моря или местного базиса эрозии (трансгрессивно-регрессивная цикличность в осадконакоплении). На временных и глубинных динамических разрезах МОГТ мутационные и литолого-стратиграфические сеймостратиграфические границы прослеживаются как динамически ярко выраженные опорные отражающие горизонты.

Раздел между осадочными толщами компенсированного и некомпенсированного прогибания на временных сейсмических разрезах выглядит как граница подошвенного или кровельного прилегания, подошвенного налегания, прислонение слоев, возникающее в результате эрозионно-седиментационных процессов.

Раздел между двумя согласно залегающими толщами с различным рисунком слоистости определяется характером слоистости или перерывом в осадконакоплении. Разделы в кровле и подошве пластичной толщи называются дисгармоничными несогласными поверхностями, или несогласиями.

Изохронными являются только границы тектоно-стратиграфического и циклостратиграфического типа, которые определяют время начала и окончания формирования ограниченного ими комплекса пород. Протяженность прослеживания и специализация сеймостратиграфической границы определяют масштаб и уровень организации сеймостратиграфического подразделения.

Завершающим этапом построения сеймостратиграфической модели является составление мелкомасштабной региональной схемы сеймогеологического районирования.

При составлении схемы сейсмогеологического районирования мелкого и среднего масштаба обычно ограничиваются выделением таких сейсмогеологических подразделений, как сейсмогеологическая провинция (СГП), сейсмогеологическая область (СГО), сейсмогеологическая зона (СГЗ), а для схем крупного масштаба – сейсмогеологическая подзона (СГПЗ) и сейсмогеологический район (СГР). Для выделения сейсмогеологических провинций определяющими являются структура и стратиграфический диапазон осадочного чехла; для сейсмогеологических областей – формационный состав, стратиграфический диапазон возрастных подразделений регионального масштаба; для сейсмогеологических зон – фациальный состав и стратиграфический диапазон возрастных подразделений зонального и локального масштаба; для районов – фациальный состав подразделений локального масштаба.

На основании изложенных выше принципов составлена схема сейсмогеологического районирования изучаемого лицензионного блока (Рисунок 23). В пределах блока проведена граница двух сейсмогеологических провинций: Западно-Туранской на западной половине блока и Урало-Кызылкумской - на восточной половине. На площади Западно-Туранской провинции выделены: Мынсуалмасско-Актумсукская сейсмогеологическая область, Самская сейсмогеологическая зона и Шомыштинский сейсмогеологический район. На площади Урало-Кызылкумской сейсмогеологической провинции выделены: Арало-Кызылкумская сейсмогеологическая область, Косбулакская зона и Шикудукский сейсмогеологический район.

Таким образом:

1. Все сейсмостратиграфические границы связаны с динамически ярко выраженными сейсмическими отражающими и (или) преломляющими горизонтами. Перерывы в осадконакоплении могут быть кратковременными и обусловлены дефицитом в поступлении осадков, либо весьма длительными и сопровождаться эрозией. Дислокационные поверхности могут быть субвертикальные, связаны с тектоническим разрывом, либо субгоризонтальные, связанные со срывом (детейчменты) или с проскальзыванием пластичных толщ вдоль их нижней границы (поверхность дисгармонии).

2. Сейсмостратиграфические границы маркируют в разрезе: - (а) перерывы в осадконакоплении: - (б) размывы, связанные со сменой седиментационной обстановки в осадочном бассейне или перестройкой его структуры (размыв, сопровождаемый угловым несогласием).

На изложенных выше принципах расшифровки волновых полей и выделения сейсмостратиграфических поверхностей и заключенных между ними геологических тел ниже представлена сейсмостратиграфическая модель изучаемой территории.

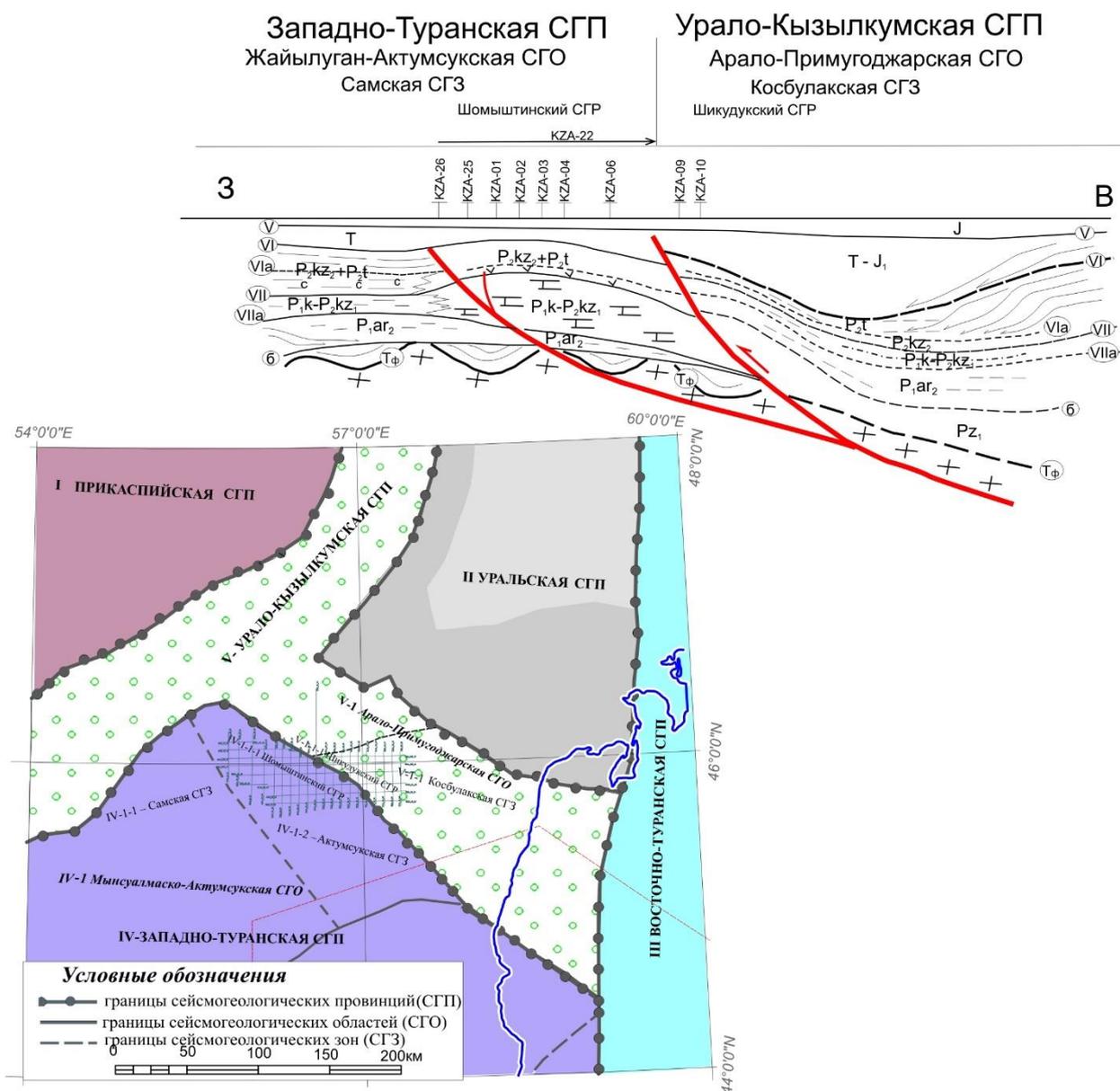
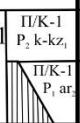


Рисунок 23- Схематический сейсмостратиграфический профиль и схема сейсмогеологического районирования

Палеозойские отложения на территории Устюрта принимают участие в строении складчатого и доплитного комплексов осадочного чехла, залегающего на докембрийской (байкальской) консолидированной коре (Рисунок 24) [108].

На основании материалов по преломленным волнам сделано предположение, что нижняя часть дотриасового разреза северной половины Косбулакского прогиба выполнена толщей пород нижнего палеозоя мощностью до 4.0км [109]. В этой части прогиба прослежен преломляющий горизонт с граничной скоростью 5.8-6.0км/с, который в пределах Тугаракчанского рифта совпадает с отражающим горизонтом P_3 , стратифицируемым как кровля отложений нижнего палеозоя. На этом основании северная половина Косбулакского прогиба по отложения

схема сеймостратиграфического расчленения Шомыштинского СГР, Мынсуалмаской и Самской СГЗ, Мынсуалмаско-Актумсукской СГО				
		сейсмо- геологический этаж	сеймострати- графический комплекс	сеймострати- графический горизонт
Осадочный чехол Западно-Туранской СГП	плитный комплекс (T_3-Q)			
	доплитный комплекс (P_1, ar^2-T_3)	верхний (T_1-T_3)	КССК - 2 T_3	VI (D)
			КССК - 1 T_{1-2}	
		нижний (P_1, ar^2-P_1)	КССК-2 $P_{2,kz,t}$	Via*
	КССК-1 P_{1-2}			VII VIIa б
складчатый комплекс чехла (D_1-P_1, ar_1)				
консолидированная кора (фундамент)				Тф

* -условный ОГ внутри КССК 2, на границе между татарским и казанским ярусами, показанный на схематическом разрезе

Рисунок 24 - Схема сеймостратиграфического расчленения региона

верхнепермско-триасового возраста рассматривается как наложенная на древний нижнепалеозойский Тугаракчанский рифт. В южной половине

Косбулакского прогиба преломляющий горизонт T_6 не регистрируется в волновом поле преломленных волн, а на его уровне залегает преломляющий горизонт T_3 с граничной скоростью 5.4-5.5 км/с, совпадающий с отражающим горизонтом VII, стратифицируемым кровлей кунгурско-нижеказанских карбонатно-терригенных морских отложений.

По данным глубокого бурения установлено, что складчатый комплекс палеозоя Устюрта сложен верхнедевонско-нижеартинскими шельфовыми карбонатно-терригенными отложениями с пластами туфогенных и эффузивных пород. Кровля комплекса прослеживается как поверхность углового несогласия (отражающий горизонт «б»).

Складчатый комплекс палеозоя перекрыт доплитным комплексом, состоящим из двух сейсмогеологических этажей. Нижний сейсмогеологический этаж состоит из двух сеймостратиграфических

комплексов: нижнего комплекса, сложенного верхнеартинско - нижнеказанскими терригенно-карбонатными отложениями и верхнего комплекса, сложенного верхнеказанско-татарскими терригенно-соленосными отложениями. Подошвой нижнего сейсмогеологического этажа является отражающий горизонт VIIa, который при наличии в разрезе складчатого комплекса совпадает с отражающим горизонтом «б». В основании доплитного комплекса выделена толща морских и лагунных черных глин, и алевритов. Эта толща в волновом поле регистрируется как пачка ярких отражающих горизонтов во временном интервале до 0,2с и стратифицируется как верхнеартинские. Ранее она рассматривалась в составе черноцветных терригенно-карбонатно-эффузивных отложений верхнего карбона – асселя. Выше залегают терригенно-карбонатные породы кунгурско-казанского возраста мощностью до 500-800м на западе лицензионного блока и до 2000м в пределах Шомыштинского сейсмогеологического района. Эта толща совместно с континентальными образованиями верхов перми и триаса образует умеренно-дислоцированный доплитный терригенный комплекс. Кровлей этого квазисинхронного сейсмического комплекса является преломляющий горизонт T₃ с граничной скоростью V_T= 5.4-5.5км/с и отражающий горизонт VII. Мощность комплекса достигает 2.0-2.5км. Там, где нет в разрезе складчатого комплекса, в подошве доплитного комплекса выделяется преломляющий горизонт с граничными скоростями V_T = 6.0-6.4 км/с (поверхность консолидированной коры).

Верхний сейсмогеологический этаж доплитного комплекса сложен терригенными породами триасового возраста. Подошвой его является отражающий горизонт VI (Д) и преломляющий горизонт T₂ с граничной скоростью 5.0-5.1км/с. Эта граница стратифицирована по данным бурения скважины ОП-1, вскрывшей с глубины 3850м породы верхней перми. Кровлей этого сеймостратиграфического комплекса является V отражающий горизонт.

К западу от Тугаракчанского рифта и Косбулакского прогиба по смене преломленной волны T₆ волной T₃ проходит граница Мынсуалмасской ступени, дотриасовый разрез в пределах которой сложен теми же отложениями, которые выполняют южную половину Косбулакского прогиба. На Мынсуалмасской ступени выделяются отражающие и преломляющие границы: VI, VII, VIIa, «б», T₂, T₃ и T_ф.

На основании принципов сеймостратиграфии выполнено районирование и составлена модель земной коры изучаемого региона. К складчатому комплексу осадочного чехла на Западно-Туранской плите отнесены породы верхнего девона – низов артинского яруса. Доплитный комплекс на Западно-Туранской плите имеет верхнеартинско–триасовый возраст, в Прикаспийской впадине – верхневендско–силурийский. Плитный комплекс на Западно-Туранской плите сложен юрско–кайнозойскими отложениями, в Прикаспийской впадине – девонско–артинскими [110].

Для стратификации выделенных опорных отражающих горизонтов по всей контрактной площади и определения литологии слагающих их толщ,

нами выполнена комплексная интерпретация материалов по преломленным и отраженным волнам. Используя информацию по эффективным и пластовым скоростям, а также структурные карты по VI и VII отражающим горизонтам, была произведена увязка преломляющих границ с отражающими границами и вынесены значения граничных скоростей соответствующих преломляющих границ на временные разрезы ОГТ.

На контрактной территории имеется скважина Шомышта ОП-1, вскрывшая доюрские отложения до глубины 5000м. В волновом поле ниже стратифицированных по скважине триасовых отложений регистрируются две четкие отражающие поверхности, разделяющие сеймостратиграфические комплексы с различным возрастом и литологическим составом пород. Верхняя из них вскрыта скважиной на глубине 3850м и датируется подошвой нижнего триаса - кровлей верхней перми. Этот отражающий горизонт обозначен индексом VI (Д). В поле преломленных волн этой отражающей границе соответствует преломляющий горизонт T_2 с граничной скоростью 5.0-5.1км/с. Мощность триасового комплекса по скважине 1150м. Вторая опорная отражающая граница залегает ниже забоя скважины на глубине 5200 - 5400м и датируется условно как кровля верхнеартинско-нижнеказанской толщи. Эта отражающая граница обозначена индексом VII и ей соответствует преломляющий горизонт T_3 с граничной скоростью 5.4-5.5 км/с. В подошве этого КССК-1, который как указано выше занимает стратиграфический интервал P_{1-2} , регистрируется пакет отражений, обозначенный горизонтом VIIa. В той части изученной территории, где резко возрастает мощность сеймокомплекса между отражающими границами VII и VIIa, отражающая граница VIIa совпадает с преломляющим горизонтом с граничной скоростью 5.8-6.4 км/с (поверхность фундамента).

В пределах Косбулакского прогиба наиболее полно удалось использовать данные по преломленным волнам по профилю КМПВ XXVIII-78, который пересекают все отработанные широтные профили ОГТ, а меридиональный профиль KZA 06 проходит вблизи профиля (Рисунок 25).

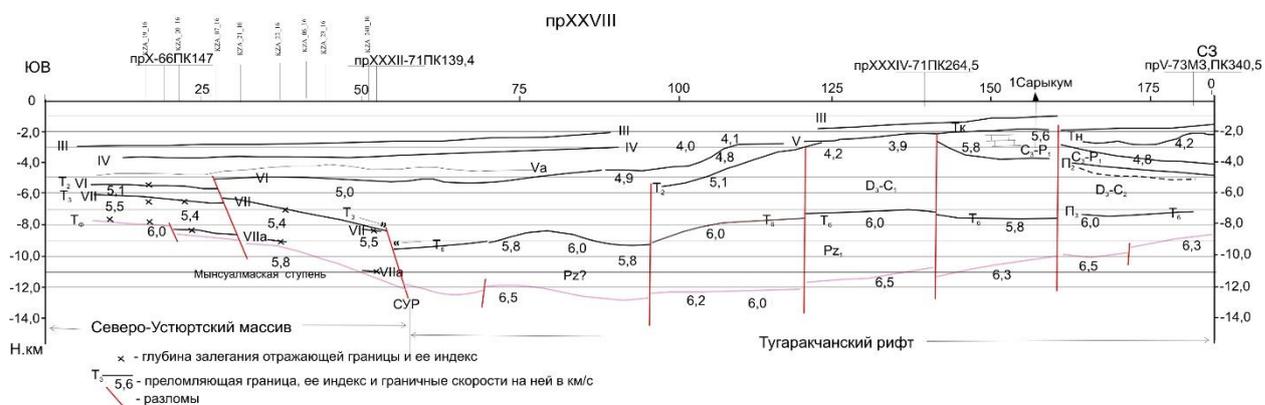


Рисунок 25 - Сейсмогеологический профиль КМПВ XXVIII-78

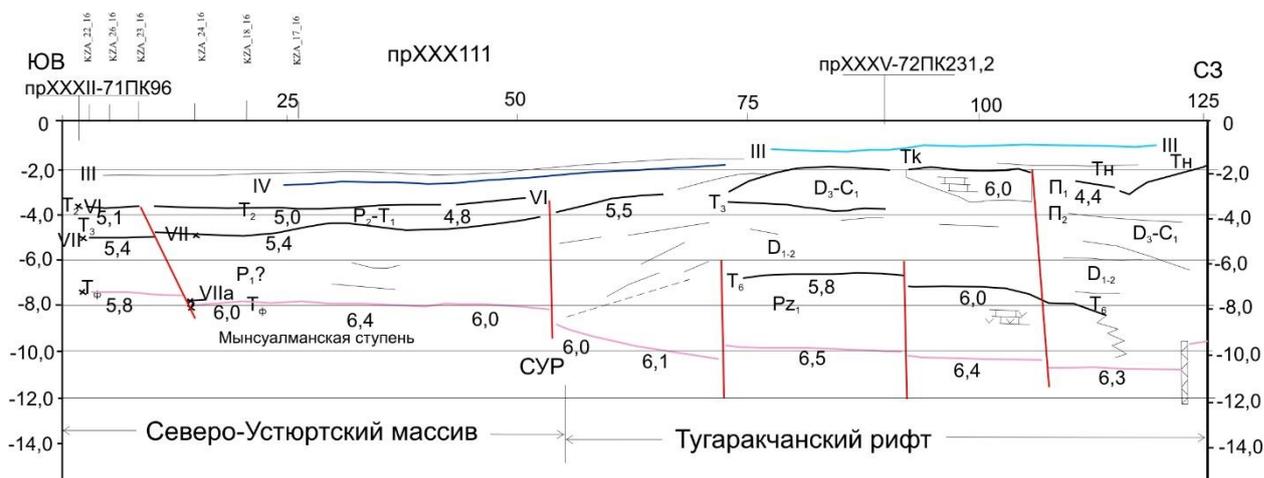


Рисунок 26 - Сейсмогеологический профиль КМПВ XXXIII-78

Также были использованы данные по преломленным волнам по профилю КМПВ XXXIII-78, который пересекают широтные профили ОГТ 22, 23, 24, 18 и 17 (Рисунок 26) и по профилю Главный, расположенному в восточной части Косбулакского прогиба.

На профиле KZA 06 в точке пересечения с профилем КМПВ XXVIII регистрируются три опорных отражающих горизонта: горизонт VI на времени 3.2-3.3с, который совпадает с преломляющей границей T₂ с граничной скоростью 5.0-5.1км/с (глубина 5000м); горизонт VII на времени 3.9 с, который залегаю на глубине 8000м. совпадает по глубине с преломляющим горизонтом T₃. Горизонт VIIa залегаю на времени 4.7с и совпадает с преломляющей границей T_ф с граничной скоростью 5.8км/с (глубина 9200м) (Рисунок 27).

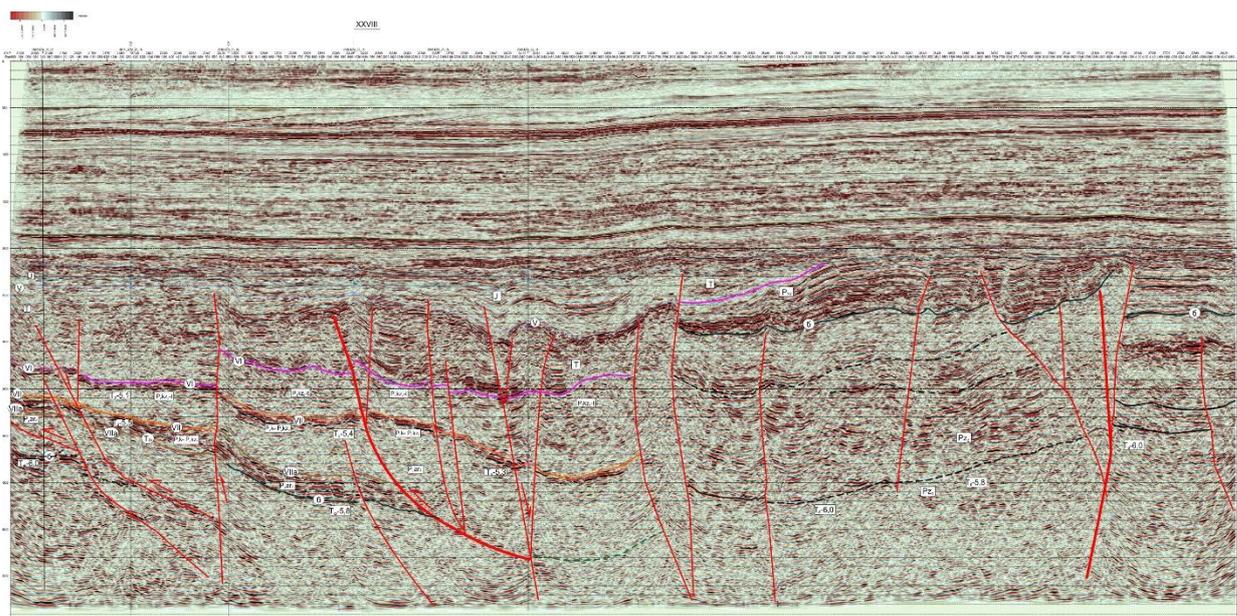


Рисунок 27 - Временной сейсмический разрез 06, демонстрирует сопоставление преломляющих и отражающих границ.

На пересечении с профилем KZA 24 в волновом поле четко регистрируется только отражение VII на времени 4.3с, которое по глубине 8500м совпадает с преломляющей границей T₃ с граничной скоростью 5,3 км/с. Отражающий горизонт VIIa в волновом поле не регистрируется. Далее на север от пересечения с профилем KZA 24 до конца профиля KZA 06 в сторону Южно-Эмбинского поднятия (Тугаракчанского рифта) можно протрассировать условный отражающий горизонт в подошве слоистого разреза, который совпадает по глубине с преломляющим горизонтом T₆ с граничной скоростью 5.8-6.0км/с. Преломляющий горизонт T₆ в пределах Тугаракчанского рифта залегает в кровле терригенно-эффузивной толщи нижнего палеозоя. Поверхность фундамента залегает на глубинах 12-12,5 км (Рисунок 27).

Таким образом, по профилю KZA-06 прослеживаются три зоны с отличными волновыми полями. Северная зона, расположенная за площадью лицензионных посковых профилей, где расположен Тугаракчанский рифт. Здесь поверхность фундамента погужена на глубину 12км и более, а в подошве слоистого по отраженным волнам осадочного разреза прослеживается преломляющая граница с граничной скоростью 5.8-6.0 км., совпадающая с отражающим горизонтом П₃ и стратифицируемая кровлей нижнепалеозойских пород. Преломляющий горизонт T₆ воздымается на север с глубины 9-9.5км до глубины 7.5-8.0км.

К югу в интервале между профилями KZA 24 и KZA 21 за Мынсуалмасским разломом в пределах склона Мынсуалмасской ступени в дотриасовом волновом поле отраженных волн прослеживаются отражающие горизонты VI, VII и горизонт VIIa, который здесь залегает вблизи поверхности фундамента. Южнее за Шагырлы-Шомыштинским разломом в пределах одноименного выступа фундамента между границами T_ф и VIIa в осадочном разрезе выделяется мощная (до 1км) толща отложений в объеме, возможно, верхнего девона-нижнего арта. Толща верхнеартинско-кунгурско-уфимско-нижнеказанского возраста сокращена до 500-700м и выделяется в волновом поле отраженных волн как единый многофазный пакет, вероятно, соответствующий недокомпенсированной толще отложений. На востоке за крупным Шагырлинским разломом в пределах Мынсуалмасского уступа верхнеартинско-нижнеказанская толща отложений между горизонтами VII и VIIa резко разрастается в мощности до 1,5-2.0км и более. У границы Мынсуалмасской ступени и Косбулакского прогиба кровля этого комплекса (горизонт VII) резко уступом погружается, вырисовывая борт Косбулакского прогиба.

В начале профиля KZA 22 в точке пересечения с профилем КМПВ XXXIII, где пробурена параметрическая скважина Шомышты ОП-1, прослежены отражающие границы: VI, VII, VIIa и T_ф. Отражающей границе VI, залегающей на глубине 3850м, соответствует преломляющая граница T₂ с граничной скоростью 5.1км/с, стратифицируемой по скважине как подошва триаса - кровля верхней перми. Отражающей границе VII, залегающей на глубине 5300-5400м соответствует преломляющая граница T₃ с граничной

скоростью 5400м/с, датируемая условно как кровля верхнеартинско-нижнеказанской карбонатно-терригенной толщи. Горизонт VIa выделен на 0.4-0.5с ниже границы VII, стратифицируется кровлей верхнеартинской толщи. И на времени 3.9с протрассирован отражающий горизонт Tф, которому соответствует преломляющая граница с граничной скоростью 6000м/с, принятая за кровлю фундамента. В точке пересечения профиля KZA 22 с профилем КМПВ XXVIII регистрируются те же отражающие горизонты: горизонт VI залегает на времени 3.25с и совпадает с преломляющей границей T₂ с граничной скоростью 5.1км/с, горизонт VII выделен на времени 3.8с, и совпадает с преломляющей границей T₃ с граничной скоростью 5.4 км/с (глубина 6800м); горизонт VIa выделен на времени 4.7с, (глубина 9200м.) и совпадает с преломляющим горизонтом с граничной скоростью 5.8км/с, (близ поверхности фундамента). На этом интервале мощность толщи отложений верхнего арта - нижней казани составляет около 2.5км. Далее на восток по профилю на уровне поверхности фундамента, выделяемому по преломленным волнам, регистрируются разрозненные прерывистые отражения и на востоке по мере погружения в Косбулакский прогиб отражения от кровли фундамента уходят за длину записи (более 5.5 с) (Рисунок 28, приложение Г).

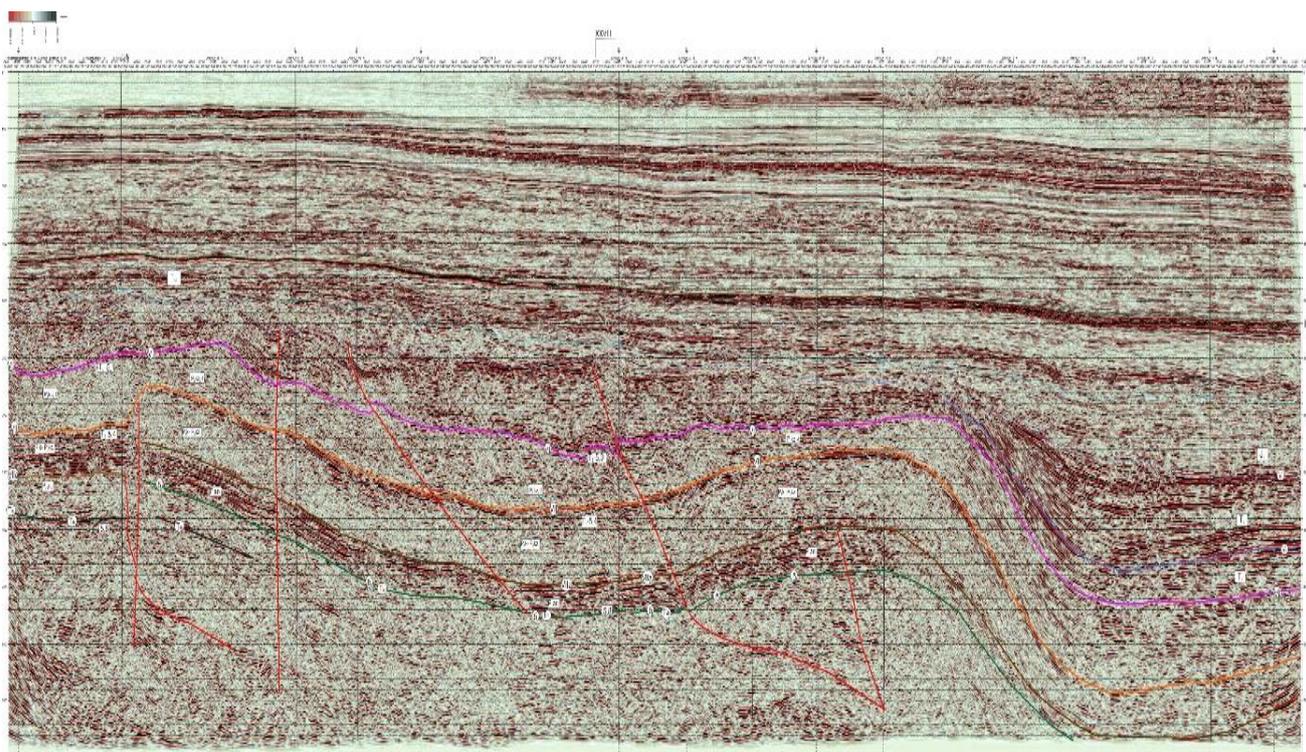


Рисунок 28 - Временной сейсмический разрез по линии 22, демонстрирует сопоставление преломляющих и отражающих границ.

Таким образом, практически на большей части профиля к востоку от Шагырлинского разлома залегает 1.5-2.5км кунгурско-нижнеказанская карбонатно-терригенная толща пород с пластовой скоростью около 5.4км/с.

В подошве этих отложений регистрируется пакет интенсивных динамически ярко выраженных отражающих горизонтов временной мощности от 0.2 до 0.3с, который датируется верхним артом. На западе от Шагырлинского разлома толща верхнеартинско-нижнеказанских карбонатно-терригенных пород мощность до 1.5-2.5км резко через уступ, совпадающий здесь с разломом, сокращается до первых сотен м недокомпенсированных пород. На востоке при погружении в Косбулакский прогиб кровля верхнеартинско-нижнеказанских карбонатно-терригенной толщи также через уступ сокращается до первых сотен м. За уступом разрастается терригенная толща заполнения верхнеказанско-татарского возраста.

Таким образом, по широтному профилю KZA 22 выделяется карбонатный массив протяженностью до 60 км, в пределах которого толща высокоскоростных отложений достигает 1500-2500 м. На профиле KZA 19 в точке пересечения с профилем КМПВ XXVIII в до триасовом разрезе регистрируются три опорных отражающих горизонта: горизонт VI на времени 3.3с, который совпадает с преломляющей границей с граничной скоростью 5.1км/с (глубина 5600м); горизонт VII на времени 3.6с, который совпадает с преломляющим горизонтом T₃ с граничной скоростью 5.5км/с (глубина 6300м) и отражающий горизонт VIIa на времени 4.1 с, которому соответствует преломляющая граница с граничной скоростью 6.0 км/с (глубина 8000м), стратифицированная как кровля фундамента. Перечисленные отражающие горизонты регистрируются практически на протяжении всего профиля (Рисунок 29). Но между профилями KZA-05 и KZA-06 по крупному разлому происходит смена разреза. Все отражающие границы резко воздымаются к своду Шагырлы-Шомыштинского поднятия. Горизонт VI за разломом регистрируется на времени 2.4с, погружаясь на запад до 2.8-2.9с. Мощности отложений триаса в своде сокращаются до 300-400м, а мощность верхней перми в объеме верхнеказанско- татарских отложений увеличивается до 1000-1100м. Мощность отложений между горизонтами VII-VIIa мало меняется, а мощность отложений между фундаментом и горизонтом VIIa составляет 1000-1200м. Отложения этой толщи условно определяются в объеме верхнего арт.

На профиле KZA 20 в точке пересечения с профилем КМПВ XXVIII регистрируются те же опорные отражающие горизонты: горизонт VI на времени 3.45с, который совпадает с преломляющей границей T₂ с граничной скоростью 5.1км/с (глубина 5900м); горизонт VII на времени 3.75с, который совпадает с преломляющим горизонтом T₃ с граничной скоростью 5.5км/с (глубина 6700м), горизонт VIIa, залегает на времени 4.3с, которому соответствует преломляющая граница T_ф с граничной скоростью 6.0км/с (глубина 8200м) (Рисунок 30).

Таким образом, мы видим, что профили KZA 19 и KZA 20 на запад от Мынсуалмасского разлома вырисовывают крупное Шагырлы - Шомыштинское поднятие, в пределах которого фундамент резко поднят и залегает на глубинах 7.0-8.0км, отражающий горизонт VI залегает на глубинах 3.0-5.5км и характеризуется граничной скоростью 5.1км/с, горизонт

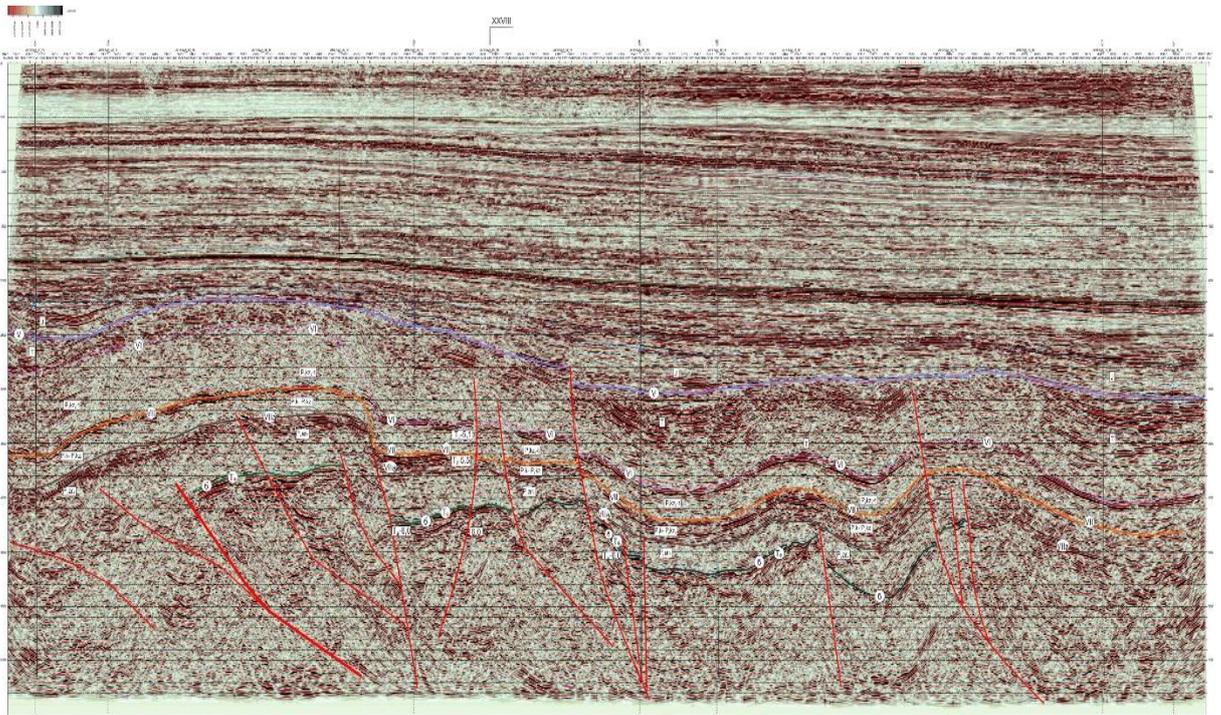


Рисунок 29 - Временной сейсмический разрез по линии 19, демонстрирует сопоставление преломляющих и отражающих границ

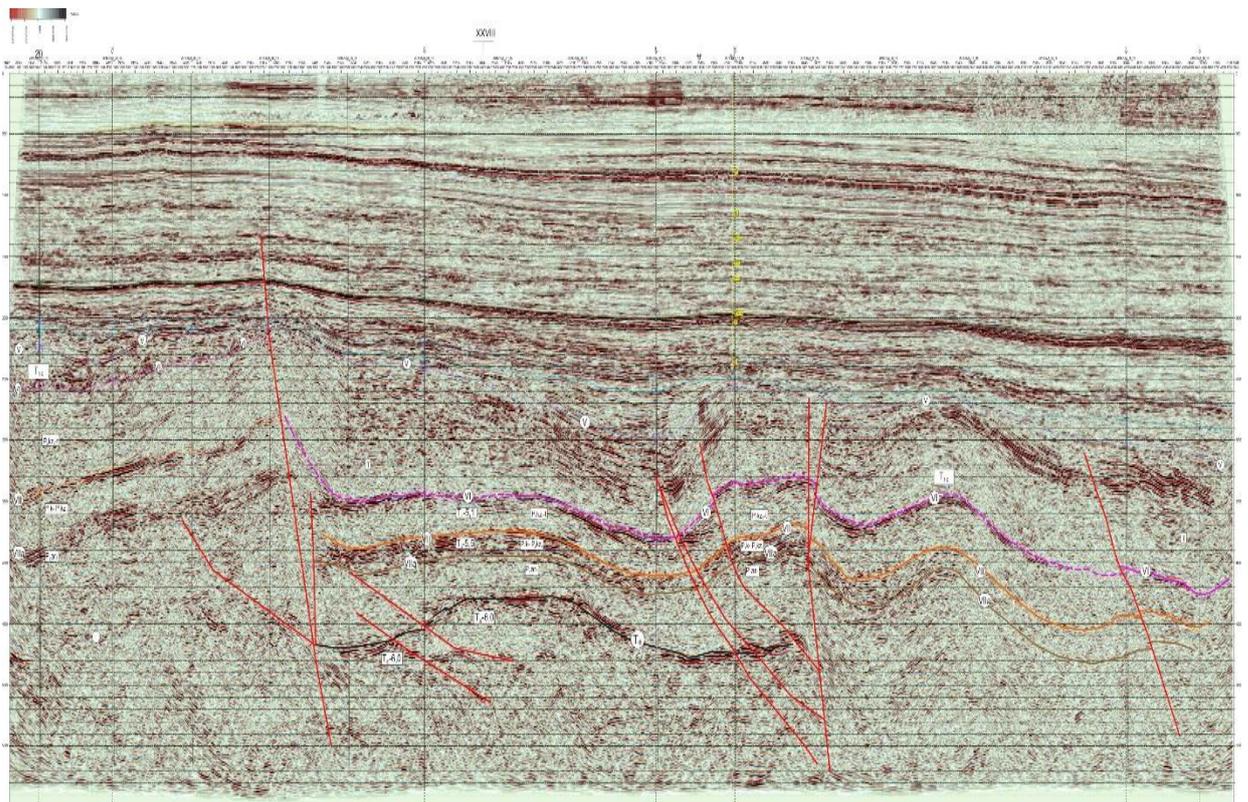


Рисунок 30 - Временной сейсмический разрез по линии 20, демонстрирует сопоставление преломляющих и отражающих границ

VII залегает на глубинах 6.1-6.5км. и характеризуется граничной скоростью 5.4-5.5км/с, а мощность тощи между горизонтами VII и VIIa выдержана на уровне 500-700м.

Особенно следует отметить характер волнового поля в дотриасового разреза, который регистрируется на меридиональных профилях, расположенных в пределах Мынсуалмасской ступени. Эти профили пересекают выделенный предполагаемый карбонатный массив в крест его простирания и поэтому на них наиболее ярко проявляются особенности волновых полей, характерные для таких массивов и на их склонах. Так на представленном временном разрезе профиля KZA 01 (Рисунок 31) в интервале между профилями KZA 19 и KZA 23 отмечается подъем горизонта VII с юга на север с времени 3.7с до 3.2с и затем резкое уступообразное погружение горизонта в глубокую часть Косбулакского прогиба и склинивание кровельного горизонта с подошвенным, что характерно для картины карбонатного уступа.

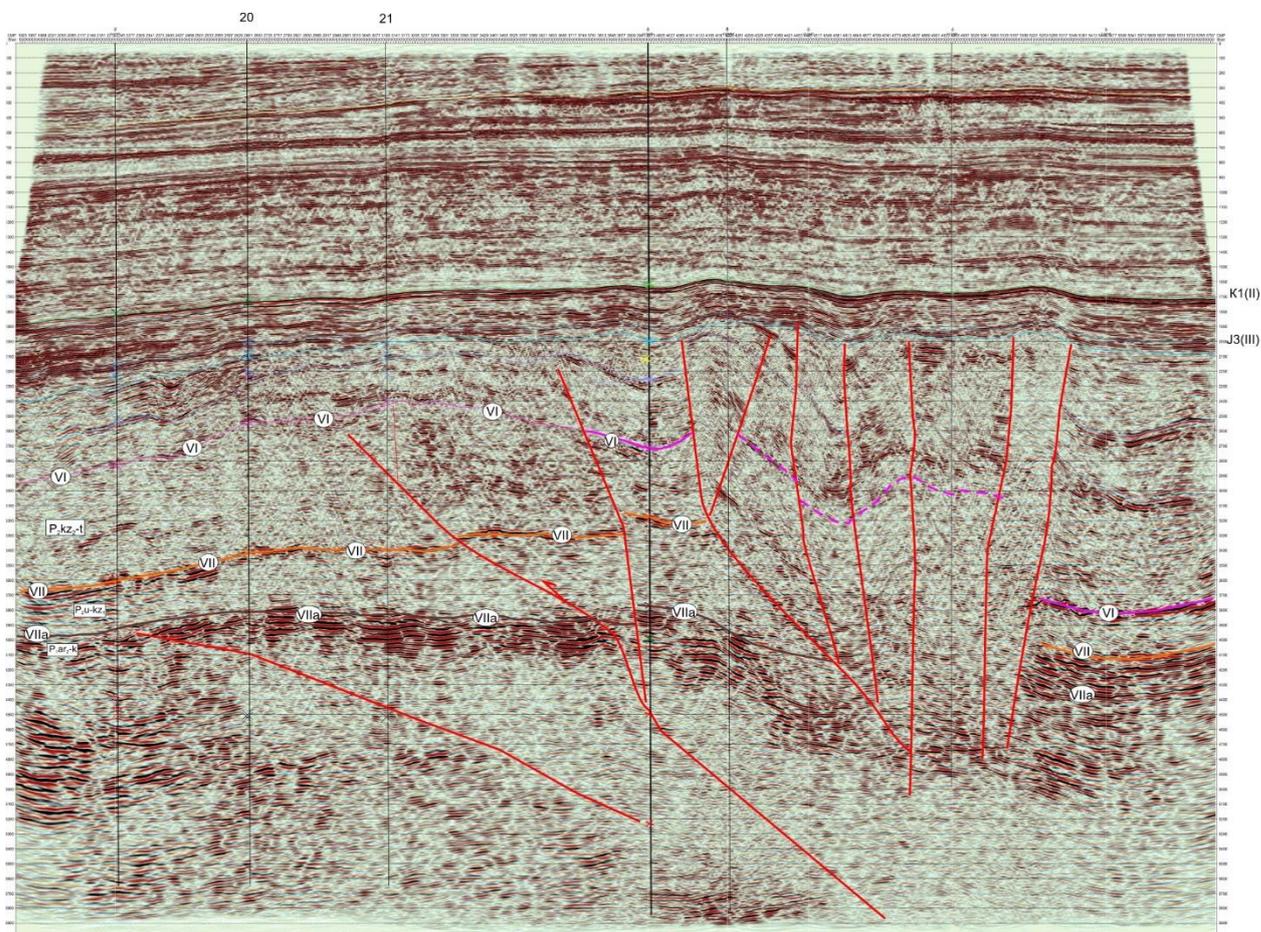


Рисунок 31 - Временной сейсмический разрез по линии 01, демонстрирует характер волнового поля в пределах карбонатного массива и сопоставление преломляющих и отражающих границ

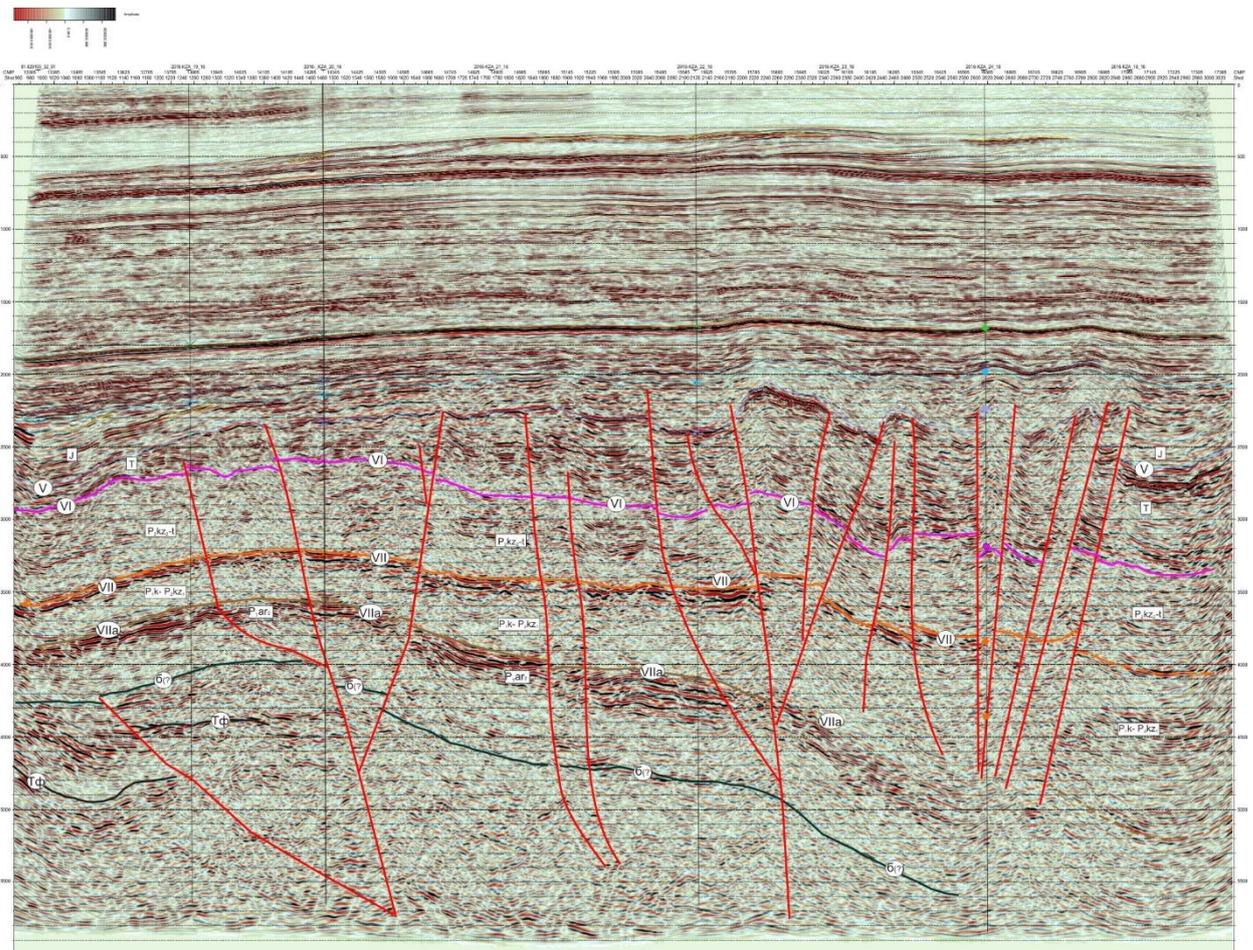


Рисунок 32 - Временной сейсмический разрез по линии 02, демонстрирует характер волнового поля через карбонатный массив и сопоставление преломляющих и отражающих границ.

При этом отражающий горизонт VIIa в интервале выделяемого массива залегает практически субгоризонтально на времени 3.8-3.9с, а мощность толщи верхнеартинско-нижнеказанских отложений с пластовой скоростью порядка 5200-5300м/с к своду поднятия увеличивается вдвое: в свode мощности превышают 2.0 км на запад сокращаются до 1000м и затем при мощности 700-750м рисунок волнового поля становится характерным для депрессионных осадков. Высокие скорости в пласте верхнеартинско-нижнеказанских отложений, а также характер поведения горизонтов в кровле и подошве позволяет предположить преимущественно карбонатный состав пород и с большой долей уверенности предположить наличие крупного карбонатного массива с максимальной мощностью карбонатных пород до 2000м.

Следует отметить еще одну особенность разреза. Горизонт VI в подошве триасовых отложений резко поднимается с юга на север: на пересечении с профилем KZA 19 он залегает на времени 2.8с, на профиле KZA 20 на времени 2.5с, на профиле KZA 21 – на 2.4 с, а на профиле KZA 22

вновь погружается до 2.6-2.7с, где на север резко по крупному разлому опускается до 3.7-3.8с.

В сводовой части поднятия мощность триасовых отложений сокращена вдвое до 500-600м.

Аналогичный характер поведения отражающих горизонтов VII и VIIa фиксируется по профилю 02, но на нем максимальное увеличение мощности верхнеартинско-нижеказанских карбонатно-терригенных пород от 700-800м до 1500-2000м отмечается не своде поднятия, а на его северном склоне перед уступом (Рисунок 32).

Подобный характер волнового поля между горизонтами VII и VIIa проиллюстрирован на профилях KZA-9 и 10 (Рисунок 33,34).

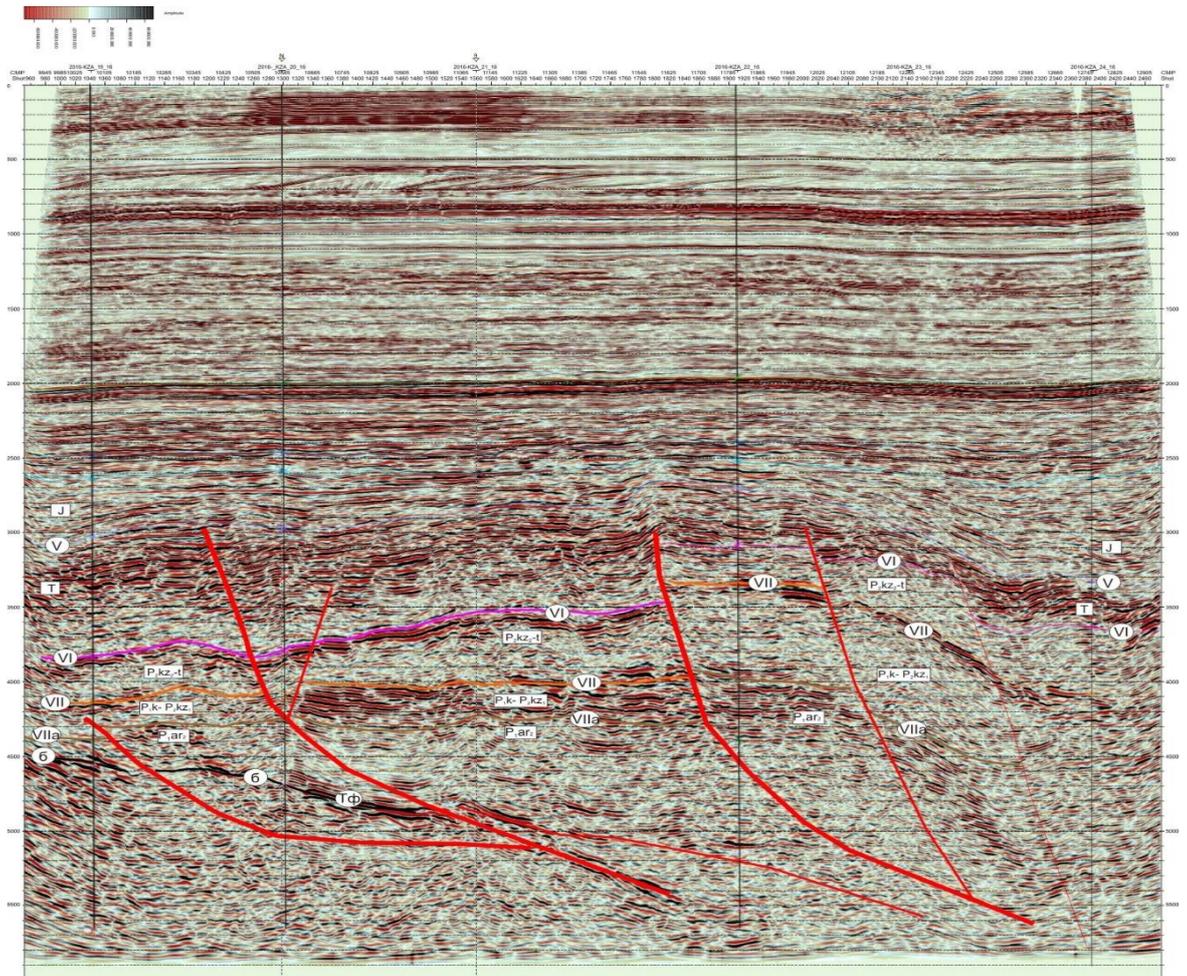


Рисунок 33 - Временной сейсмический разрез 09, демонстрирует характер волнового поля через карбонатный массив и сопоставление преломляющих и отражающих границ.

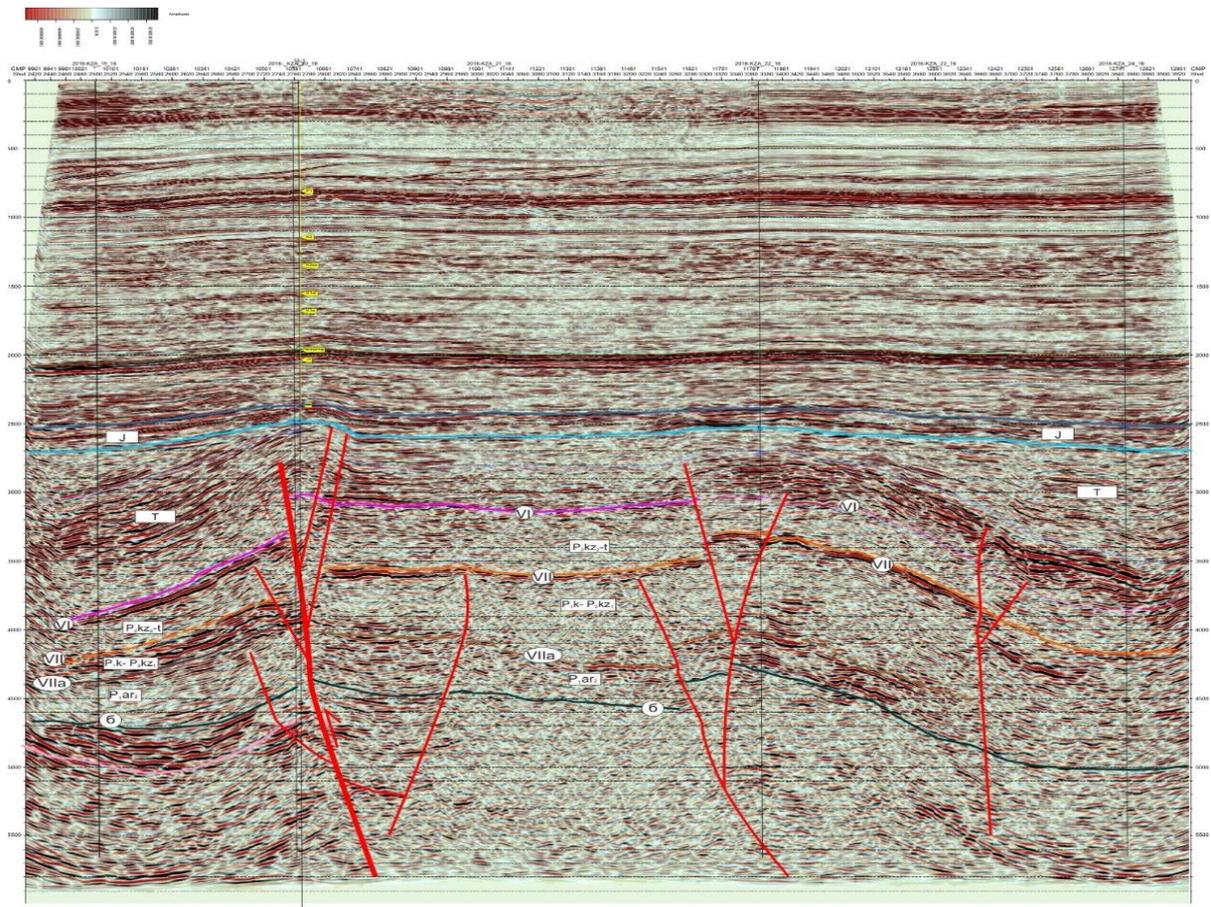


Рисунок 34 - Временной сейсмический разрез 10, демонстрирует характер волнового поля через карбонатный массив и сопоставление преломляющих и отражающих границ.

Общие выводы по главе 3

Исследование геологического строения и нефтегазоносности палеозойских и палеогеновых отложений Косбулакского прогиба на основе современных геолого-геофизических методов позволило уточнить стратиграфическую характеристику региона, выявить закономерности формирования залежей углеводородов и определить наиболее перспективные зоны для дальнейших поисково-разведочных работ.

Палеогеновые газонасыщенные комплексы характеризуются сложным клиноформным строением, сформированным под влиянием тектонических процессов и изменений уровня моря. Детальный анализ сейсмических данных и результаты атрибутивного анализа подтвердили наличие проградационных осадочных тел, которые контролируют пространственное распределение резервуаров и формируют литологические и стратиграфические ловушки. Современные методы интерпретации, включая 3D-сейсморазведку, PMLI-инверсию и AVO-анализ, позволили выделить газонасыщенные песчаники с улучшенными коллекторскими свойствами, а также определить ключевые геологические факторы, влияющие на их продуктивность.

Палеозойские отложения Косбулакского прогиба обладают значительным углеводородным потенциалом, однако их изученность остается недостаточной. Анализ данных глубокого бурения и сейсморазведки позволил выявить карбонатные массивы верхнедевонского и нижнекаменноугольного возраста, обладающие рифогенным происхождением и высокими коллекторскими характеристиками. Важное значение имеют кавернозно-трещиноватые известняки, аналогичные продуктивным структурам месторождений Тенгиз и Карачаганак, а также терригенные отложения, демонстрирующие потенциал нефтегазонасыщенности. Выявлены разломные зоны, играющие ключевую роль в формировании зон вторичной пористости и улучшении фильтрационно-емкостных свойств пород. Результаты моделирования процессов нефтегазообразования подтверждают зрелость органического вещества в палеозойских отложениях и его способность к генерации углеводородов, однако высокая степень дислоцированности пород и эффузивный магматизм создают сложности для сохранения залежей.

Сеймостратиграфический анализ доюрских отражающих горизонтов позволил уточнить стратиграфическое расчленение осадочного чехла и выделить три крупных геологических комплекса: складчатый, доплитный и плитный. Складчатый комплекс включает верхнедевонские и нижнекаменноугольные карбонатные отложения, которые могут представлять собой важные нефтегазоносные резервуары. Доплитный комплекс сложен терригенно-карбонатными отложениями верхнеартинско-нижнеказанского возраста, обладающими газообразующим потенциалом. Плитный комплекс представлен юрскими и кайнозойскими породами, в которых локализованы основные газовые месторождения региона. Анализ отражающих горизонтов позволил выявить основные тектоно-стратиграфические границы, разграничивающие этапы формирования нефтегазоносных комплексов, а также определить угловые несогласия, связанные с колебаниями уровня моря и регрессивными процессами в бассейне осадконакопления.

Результаты комплексного геолого-геофизического исследования позволили значительно углубить понимание геологического строения Косбулакского прогиба и его нефтегазоносности. Совокупность полученных данных подтверждает высокую перспективность региона для дальнейшей разведки и разработки углеводородов. Особый интерес представляют палеогеновые клиноформенные структуры и палеозойские карбонатные массивы, обладающие потенциально высокими коллекторскими свойствами. Дальнейшие исследования должны быть направлены на уточнение фильтрационно-емкостных характеристик пород, выявление зон трещиноватости и кавернозности, а также разработку новых методик интерпретации геофизических данных, что позволит повысить эффективность поисково-разведочных работ и оптимизировать стратегию освоения нефтегазовых месторождений в регионе.

4 ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОГО БОРТА СЕВЕРНОГО УСТЮРТА

Республика Казахстан входит в список ведущих государств мира по подтвержденным запасам большого количества полезных ископаемых, в том числе нефти и газа. В частности, это касается Устюртского региона, оцениваемого в масштабе значительных перспектив нефтегазоносности.

Следует отметить, что плато Устюрт распределен на прогибы, каждый из которых характеризуется определенным процентом нефтегазоносности. Так, Косбулакский прогиб занимает одно из ведущих мест по объему нефти и газа. Однако в последние годы возникает серьезная угроза истощения месторождений полезного ископаемого без надлежащего наполнения и качественной оценки современной ситуации, а также будущих перспектив [111].

Как отмечают представители Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан, важное внимание должно уделить геологоразведочные работы с дальнейшим прогнозом ближайших перспектив нефтегазоносности региона, а также соответствующих прогибов. Поскольку, по мнению экспертов, Косбулакский район хоть и считается максимально исследованным на сегодняшний день, однако, остаются территории с неуточненными геолого-геофизическими данными без качественного уровня оценки и прогнозных показателей на всех уровнях.

Современные исследования подтверждают значительный потенциал нефтегазоносных объектов восточного борта Северного Устюрта. В частности, Бекешова Ж.Б. отмечают, что новые геофизические данные позволили более точно охарактеризовать продуктивные и непродуктивные структуры данного района, а также выделить перспективные зоны для дальнейшей разведки и разработки [112].

Именно поэтому оценка масштабности нефтегазовых ресурсов и прогнозные расчеты будущей добычи подтверждают факт приостановки постепенного прироста запасов углеводородов и повышения уровня промышленных мощностей. Ведь в первую очередь актуальные данные по ресурсоснабжению нефтью и газом являются залогом планирования национальной, в частности, энергетической стратегии страны.

Важно отметить и то, что получение информации о залежах нефти и газа путем проведения геологоразведочных работ является достаточно сложным процессом, требующим высокий уровень материально-технического обеспечения. А в современных условиях, когда глубина залегания таких полезных ископаемых все больше, соответственно и поисковые работы становятся все сложнее.

Но не смотря на трудности геологоразведочных работ качественная оценка размеров месторождений Косбулакского прогиба и потенциала нефтегазоносности чрезвычайно важна для будущего всей нации, для закрепления устойчивых позиций страны на мировом энергетическом рынке, а также для привлечения соответствующих инвестиционных потоков.

Автор П. Хмыров изучает исторические этапы проведения основных поисковых работ по залегающим нефти и газа в Устюртском регионе, а также динамику, современное состояние, и количество углеводородов в отложениях. Ученый отмечает, что начало активных геологоразведочных работ на территории плато Устюрт характеризуется открытием большого количества месторождений нефти и газа. [113].

Ученый Х. Абилхасимов исследует геологическую структуру Северо-Устюртской системы прогибов в контексте сравнения с другими нефтегазоносными регионами. В данном случае отмечает перспективность залежей нефти и газа, относящихся к палеозою и триасу. Автор также отмечает, что очаги поколения углеводородов концентрируются именно на территории Косбулакского и Самского прогибов. Именно комплексные исследования плато Устюрт позволяют получить данные о сложившемся потенциале нефтегазоносности территорий, расположенных по направлению к Косбулакской впадине [114].

Исследователи Г. Абдулаев, А. Богданов и Н. Эйдельмант исследуют современное состояние и перспективы развития Устюртского региона путем изучения всех фаз месторождений с точки зрения стратиграфических и тектонических принадлежностей. В частности, обоснована прогнозная оценка ресурсной базы углеводородов в пределах стратиграфических комплексов: верхней, средней и нижней юры, а также палеозоя. По результатам комплексных исследований еще раз доказано необходимость вклада инвестиций в будущие геологоразведочные работы с использованием новейших, прогрессивных технологий [72, с.61].

Аналогично, по данным Черкешова С.М. и Шоймуратова Т.Х. детальное изучение триасовых и палеозойских отложений Мангышлакского региона и Узбекистана подтвердило их нефтегазоносный потенциал, а также выявило закономерности распределения битуминозных веществ и органических остатков. Исследования позволили уточнить региональные особенности распространения нефтегазоносных формаций и гидрогеохимические индикаторы миграции углеводородов. В частности, установили, что увеличение соотношения В/Br и появление инверсионных пластовых вод является индикатором глубинных высокотермальных флюидов, поступающих по разломам, что подтверждает перспективность дальнейших поисково-разведочных работ. Эти данные являются важными для прогнозирования ресурсного потенциала аналогичных бассейнов Казахстана и Средней Азии [115, 22, с.14].

Ученый Юлдашева М.Г. в своих работах анализирует особенности геологического разреза Самско-Косбулакского прогиба с обобщением фактических данных и будущих поисковых работ, в частности, данных глубокого бурения соответствующих участков. Автором сформирована геологическая модель исследуемой территории с детализацией всех геохимических, фильтрационных параметров отложений, а также геологического возраста (юра, палеозой) [17, с.8].

Обобщение геолого-геофизических данных по Косбулакскому прогибу, обоснование необходимости качественной оценки перспектив нефтегазоносности на всех прогнозных уровнях с целью укрепления основных аспектов энергетической безопасности страны.

Информационную базу исследования составили статистические данные, отчеты Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан, Министерства цифрового развития, энергетики и промышленности Республики Казахстан, материалы обзора аналитики МИА «Казинформ» и центра «Энергетические аспекты Казахстана». В частности, подробно была рассмотрена картографическая информация о перспективности нефтегазовых бассейнов через стратиграфические и тектонические данные, а также динамику, современное состояние, и количество углеводородов в отложениях осадочных пород, а также ресурсной базы углеводородов в пределах стратиграфических комплексов: верхней, средней и нижней юры, а также палеозоя.

Изучение проблемных аспектов темы исследования заключалось в использовании комплекса наук о вещественном составе и строении земной коры, ее движениях, истории развития, закономерностях образования и распространения полезных ископаемых, а также работ канадских, китайских, американских, казахских, британских, нигерийских, бразильских ученых в отрасли исследования: особенностей разработки и внедрения интегрированной интеллектуальной системы расчета основных показателей нефтегазоносности региона; современного состояния законодательной базы по особенностям проведения геологоразведочных работ и качеству оценки перспектив добычи полезных ископаемых на всех прогнозных уровнях; фактических данных и будущих поисковых работ, в частности данных глубокого бурения соответствующих участков прогиба; инвестиционной привлекательности в будущих геологоразведочных работах с использованием новейших, прогрессивных технологий.

Для достижения цели научной работы был использован комплекс общенаучных методов исследования, в частности:

- метод анализа – выделение географических особенностей Косбулакского прогиба в пределах Устюртского региона; определение структурного состава прогиба в контексте залежей разного геологического возраста;

метод обобщения – систематизация основных научных положений, установление теоретических аспектов и особенностей геологоразведочных работ по нефтегазоносности перспективных участков в контексте прогнозирования будущего развития топливно-энергетического сектора страны;

- метод аналогий и сравнений – обоснование исследований геолого-геофизических характеристик Косбулакского прогиба в разные периоды конца XX и начала XXI века до настоящего времени; изучение особенностей структуры тектонической зоны Косбулакского бассейна и выделение признаков современных палеотемператур и глубины осадочной толщи;

- метод синтеза – выделение основных типов отложений в разных направлениях Косбулакского прогиба и их подробная характеристика с последующим обобщением современного состояния накопления осадка по всей зоне, которая изначально характеризовалась устойчивым компенсированным прогибанием;

- метод индукции – изучение отдельных теоретико-методологических аспектов проведения оценки нефтегазоносности конкретно определенных территорий с помощью данных, полученных в результате осуществления поисковых работ; обоснование необходимости проведения прогнозных расчетов нефтегазоносности на разных уровнях по выделению всех объектов прогиба – от наиболее перспективных и вообще непродуктивных.

- абстрактно-логический метод – при уточнении сущности основных понятий, определений и категорий в области изучения всех фаз месторождений с точки зрения стратиграфической и тектонической принадлежности, а также при обобщении и формировании выводов;

- метод алгоритмизации – определение концептуальных положений об особенностях качественной оценки нефтегазоносности и прогнозирование дальнейшей эксплуатации месторождений через показатели потенциальной ресурсной базы, промышленной производительности, будущих сейсморазведочных работ.

Полноценные исследования по залежам нефти и газа на территории плато Устюрт началось во второй половине XX века. основополагающие исследования были осуществлены на основе метода сейсморазведочных исследований общей глубинной точки. Последующие разведывательные работы проводились с целью уточнения местонахождения перспективных нефтяных и газовых месторождений по нескольким горизонтам – нижнее среднеюрским и палеозойским.

В 1991 году к территориям, вошедшим в состав Казахстана и Узбекистана, на которых соответственно расположено плато Устюрт признали независимыми, появился конкретный национальный интерес к определению количества запасов энергетическо-топливных ресурсов, что в свою очередь требовало повышения качества разведывательных работ и уточнения геолого- геофизических данных. В 1998 году на законодательном уровне были зафиксированы дальнейшие направления поиска перспективных нефтегазоносных залежей.

В первой половине XX века достаточно интенсивные геологоразведочные работы позволили выявить новые местонахождение нефти и газа в западной части Косбулакского прогиба, северной части Устюртского региона, в котором учитывая различные части бассейна, в частности Кулажатском, Колтикском и Самско-Бейнеусском перегибе, наблюдается высокий уровень генерации углеводорода [116].

Следует отметить, что доюрские отложения в Косбулакском прогибе не имеют признаков нефтегазоносности. Если же рассматривать отложения верхнего девона и нижнего карбона (Рисунок 35) в северной части прогиба,

то там разместились нефтегазоматеринские породы, имеющие высокий генетический потенциал производительности.



Рисунок 35 - Характеристика географических особенностей местоположения восточного борта Северного Устюрта. Источник: составлено автором согласно данным источника [114,с.95]



Рисунок 36- Разграничение принадлежности недр восточного борта Северного Устюрта к залежам разного геологического возраста. Источник: составлено автором согласно данным источника [114,с.95]

Анализируя рисунок 37 необходимо добавить, что происходит выделение участка, где наблюдается наибольшее погружение кровли верхнеюрских залежей. Этот участок отмечается у северо-восточной границы плато Устюрт и составляет минус 3000 м.

При этом структурные планы верхнеюрских, доюрских отложений и кристаллического фундамента доказывают, что развитие Косбулакского прогиба унаследовано.

Рассматривая юрские залежи следует обратить внимание на обогащение рассеянными органическими веществами, содержание которых варьируется от 1,0 до 3,94%. Данные вещества встречаются в гумусном типе и с газогенерирующей классификацией. В частности, юрские залежи характеризуются сильной фациальной изменчивостью плоскостно и в геологическом разрезе, где песчаные коллекторы замещаются глинистыми разностями.



Рисунок 37- Геолого-геофизическая характеристика восточного борта Северного Устюрта, которая входит в исследование до 2010 года. Источник: составлено автором согласно данным источника [72, с.61,95]

В последствии уже ближе к 2020 г. было исследовано, что высокий уровень промышленной производительности среднеюрские залежей Косбулакского прогиба был зафиксирован в разрезе одного месторождения. Отдельно также были исследованы залежи верхнеюрских пластов Косбулакского прогиба, границы которого определены по Тахтакаирскому валу и Шазпахтинской ступени.

Исследования особенностей геолого-геофизических особенностей Косбулакского прогиба, которые существуют на сегодняшний день, свидетельствуют о поэтапном повышении палеотемпературного режима в местах наибольшего прогиба, достигающего 175 °С. Такой рост палеотемпературы прослеживается восточнее Бейнеуской впадины.

В конце концов сформировалась так называемая Косбулакская депрессия, занимающая самую большую территорию бассейна

На сегодняшний день на территории Косбулакской впадины отмечают рост современных пластовых температур. Для примера в глубинных интервалах ареала Шикудук постоянно растет уровень пластовых температур, колеблющихся в пределах от 155 до 175 °С, что является совпадением с максимальными палеотемпературными показателями.

Таким образом, современные исследования геолого-геофизических характеристик Косбулакской впадины свидетельствуют о том, что юрско-палеогеновые отложения повлекли за собой современное состояние накопления осадка в области, которая с самого начала характеризовалась устойчивым компенсированным прогибанием, в

котором отсутствовали процессы значительных подъемов и перерывов.

То есть на данный момент тектоническая зона бассейна имеет два основополагающих признака:



Рисунок 38 - Геолого-геофизическая характеристика восточного борта Северного Устюрта, которая входит в исследование после 2015 года
 Источник: составлено автором согласно данным источника [72, с.61,95]

Уровень современной глубины осадочной толщи юрских отложений характеризуется максимальным погружением;

Уровень современных палеотемпературных показателей является максимальным за весь исторический период геологоразведочных работ.

Так в повышении палеотемпературных показателей, достигающих 200°C наблюдаются на наибольших погружениях толщи среднеюрских отложений, а именно 4,5 км.

В восточной части Косбулакская депрессия, при этом входящая в акваторию Аральского моря, насчитывает характеристики моноклинального подъема Юрской толщи. Однако на сегодняшний день особенности формирования осадочных пород в данной части депрессии недостаточно исследованы.

Северо-западная часть Косбулакской депрессии – Актумсицкая котловина, характеризуется низкими показателями теплового режима, вызванными быстрым понижением уровня палеоизотерм. То есть на данный момент показатели палеотемпературы резко уменьшаются в прибортовых частях впадины со 160°C до 75°C в районе Северо-Устюртской площади.

Стоит отметить, что микрокомпоненты ископаемого угля или витриниты юрских залежей в пределах Северо-Устюртской площади Косбулакской депрессии составляет 65% на глубине залегания 2300-2500 м, что свидетельствует о буровой стадии превращения. На таких глубинных залеганиях пластовый температурный режим составляет 72 С, что соответствует максимальным показателям данных залежей. При этом стандартными условиями считают показатели, при которых тепловой режим равен 0,01 W/м² при доминировании II и III типов керогена, а содержание

органических веществ колеблется от 1,3% до 2,3% при наивысшем уровне зрелости нижнеюрских и триасовых нефтематеринских пород.

В таких условиях показатели изменения движения углеводорода совершенно точно определить невозможно, однако можно предположить, что такая миграция была по всей площади разреза как вертикально, так и площадью. Фактически повышение уровня нефтенасыщенности формируется над палеогеновой толщей, однако, как свидетельствуют последние исследования, нефтяные залежи наблюдаются в верхнетриасовом комплексе. Погрешность и несовпадение расчетов и реальной ситуации обусловлена так называемым перетоком углеводорода в эоценовые толщи из-за трещин и разломов, а также через триггерные породы. Хотя риски разногласий обязательно учитываются в соответствующих расчетах [117].

На современном этапе развития среднеюрские нефтематеринские породы в пределах Косбулакского прогиба идентифицируют как «нефтяное окно» с повышенными показателями генерации углеводородов. При этом остальные типы осадочных пород характеризуются пока начальной стадией зрелости нефтематеринских пород, а рассчитанный коэффициент преобразования имеет показатель более 50%, что прогнозирует достаточно невысокий потенциал нефтематеринских пород в целом. Хотя не всегда прогнозные значения совпадают с фактическими показателями, как об этом говорилось ранее.

Следовательно, исследования геолого-геофизических особенностей нефтяных и газовых залежей должны включать качественную оценку нефтегазоносности недр. В свою очередь, такая оценка направлена на обоснование данных полученных в ходе поисковых работ, имеющих целью выявить благоприятные участки потенциального нефтегазонакопления с соответствующим районированием, дифференциацией по степеням потенциала и дальнейшей перспективой с выбором оптимальных поисковых и разведывательных работ. Также принципиальным аспектом является исследование главных критериев нефтегазоносности с детальным рассмотрением пространственных конфигураций, особенностей передвижения органических веществ [118].

После фактического анализа и оценки потенциала нефтегазоносности создают картографический материал с указанием прогнозируемых графических моделей со специальными условными обозначениями в виде геологического разреза или детального плана территории, где расположены нефтегазоперспективные объекты.

На завершающем этапе оценка нефтегазоносности включает и рекомендации по геологоразведочным работам в перспективе на конкретно определенной территории.

При прогнозных расчетах нефтегазоносности недр происходит выделение следующих объектов:

Новые месторождения нефти и газа в пределах недостаточно исследованных территорий;

Новые накопления нефти и газа в пределах бассейнов относительно которых уже были проведены геологоразведочные работы;

Подтверждение уже обнаруженных ранее нефтегазоносных регионов;

Выявление новых продуктивных горизонтов в уже подтвержденных ранее нефтегазоносных регионах [119].

Следует также отметить, что в зависимости от уровня качества осуществления геологоразведочных работ и оценки нефтегазоносности конкретных участков будут сформированы соответствующие прогнозные направления развития топливно-энергетической сферы страны в контексте комплексного социально-экономического развития и обеспечения национальных интересов.

Прогноз как неотъемлемый элемент оценки нефтегазоносности месторождений имеет определенную иерархию, а именно:

Региональный прогноз – исследуются провинции, типы и порядки их структур, крупнейшие объекты, бассейны, а также литологические и стратиграфические комплексы;

Зональный прогноз – исследуются отдельные объекты провинции, классифицируемые по II типу порядка;

Локальный прогноз – оцениваются конкретные структуры местно, в том числе пласты и группы неотделенных пластов [120].

Иерархическая связь между прогнозными уровнями очень важна, ведь расчеты и данные, полученные на одном уровне являются отправной точкой для проведения исследований уже на следующем уровне. В свою очередь, результаты последующих исследований являются проверочными для предыдущего уровня и для выяснения необходимости дополнительного уточнения.

Оценка нефтегазоносности Косбулакского прогиба прежде всего была осуществлена на региональном уровне путем сравнения геоморфологической структуры аналогичных объектов Устюрского региона. В частности, было определено, что геологическая структура месторождений нефти и газа исследуемого района характеризуется наличием углеводородов в отложениях юры с тектоническими элементами в инверсионном этапе развития. При этом осадочные явления палеозоя располагаются на значительной глубине, образуя прогибы, достигающие 8-9 км с образованием новых условий для генерации углеводородов, мигрирующих к ловушкам верного палеозоя и юры [117, с.101].

То есть результаты исследования свидетельствуют о том, что с учетом местоположения зон залежей нефти и газа в контексте осадконакопления наблюдается высокий потенциал генерации больших прогибов – Восточно-Аралского, Самского, Челкарского и Косбулакского. В частности, прогнозы были подтверждены в северо-западной части плато – Косбулакский прогиб, Минсуалмасский степень и в южной части – Барсакельмеский и Судочий прогиб. Данные объекты характеризуются высокими темпами и масштабами скопления осадка.

Соответственно результатом региональной прогнозной оценки является формирование зоны накопления нефти и газа с палеозойскими, юрскими и меловыми залежами, включая и палеогеновые.

На зональном прогнозном уровне было обнаружено, что оценка потенциала нефтегазоносности в отложениях палеозоя включает положительный критерий, определяемый из-за слабой метаморфизации и относительно невысокой деформированности. При этом отрицательным критерием была выявлена невозможность более подробного исследования в связи с необходимостью слишком глубокого бурения. Однако развитие данных отложений прогнозируется на приемлемой глубине бурения в зонах границы южного борта Косбулакского прогиба с Актумсуцким комплексом. При таком условии сочленения нескольких объектов наблюдается характер волнового поля и сейсмичность геологического разреза, позволяющего предположить существование карбонатных отложений палеозоя.

Локальная прогнозная оценка позволила обнаружить, что восточная часть прибортовой части Косбулакского прогиба содержит участок кровли фундамента, которой погружена на глубине -8,8 км, в которой отмечается локальное поднятие или перегиб по верхнеюрскому возрасту отложений.

Следовательно, в целом оценка нефтегазоносности Косбулакского прогиба указывает на следующие факторы:

Потенциальная ресурсная база прогиба характеризуется высоким ресурсным потенциалом, который оценивается около 400 млн.т.у.т.

В части соединения Косбулакского прогиба и Кессарминского вала наблюдается изменение промышленной продуктивности отложений палеогена, мела и юры, которые обуславливают создание благоприятных условий для формирования литологических ловушек.

Сейсморазведочные работы в южной части Косбулакского прогиба позволяют выявить перспективные участки в зонах верхней, средней и нижней юры с подготовительными работами к бурению на значительных глубинах.

Современный этап развития мирового топливно-энергетического комплекса свидетельствует о сочетании глобальной нефтегазовой геополитики с интенсивными инвестиционными потоками в совершенствовании геологоразведочных работ и повышении качества оценки нефтегазоносности определенных регионов. В таких условиях для мирового нефтегазового сотрудничества необходимо соблюдение нескольких аспектов взаимодействия: усовершенствование материально-технической базы для подготовки специалистов отрасли и актуальные геополитические направления относительно стратегий развития экологобезопасного топливноэнергетического комплекса; установление и соблюдение обязательств по правомерному использованию морских месторождений нефти и; усиление концентрации нефтегазовых активов и создавать мультитабильные базы снабжения; реализация перехода от интегрированного сотрудничества к развитию полной цепочки нефтегазовой отрасли.

Исследователи из Республики Казахстан Т. Джураев, Б. Худаяров, Н. Юсупбеков, Ф. Адилов, А. Иванян изучают экспериментальную разработку по применению новой интегрированной интеллектуальной системы управления газохимическим комплексом в пределах района Устюрт. Данная система менеджмента объединяет пять разнопрофильных промышленных предприятий посредством единой аппаратно-программной платформы. Авторы также отмечают, что современный инновационный подход позволяет спрогнозировать реализацию будущих проектов промышленной инфраструктуры на основе открытия новых нефтегазоносных участков региона или уточнения данных уже существующих объектов [116, с.97].

Авторы исследования не рассматривали особенности применения инновационных подходов при оценке нефтегазоносных участков района и уточнении их геолого-геофизических особенностей, однако полностью согласны с необходимостью детальной характеристики новых методов разведывательных и поисковых работ. Ведь априори изучения особенностей структуры месторождений нефти и газа отличались постоянным усовершенствованием методов геологического исследования, на которые всегда влиял уровень способности инвестиционных потоков.

Ученые из Китая и Канады В. Вонг, Х. Панг, З. Чен, Д. Чен, Т. Зенг, Б. Луо, Дж. Ли, Р. Юу изучают основные проблемы, возникающие при геологоразведочных работах новых месторождений нефти и газа. При этом детальное внимание уделено усовершенствованию направлений прогнозирования и оценки нефтегазоносных участков и избеганию профессиональных ошибок при бурении на больших глубинах. Авторами были рассмотрены и обоснованы особенности открытия газового месторождения Анюэ в 2013 году в бассейне Сычуани. В тот период это было первое масштабное открытие месторождения природного газа в пластах докембрия. Однако во время геологоразведочных работ возникли значительные трудности, так как прогнозирование перспектив нефтегазоносности залегающих нижнего палеозоя достаточно сложным. Именно поэтому при подробном обзоре газового месторождения Анюэ ученые выделили четыре функциональных элемента, которыми необходимо руководствоваться при прогнозных расчетах нефтегазоносности: материнская порода (S), палеоподнятия (U), коллекторские фации осадкоотложения (D) и региональная порода, являющаяся верхним слоем при изучении геологического разреза (C) Данные элементы в комплексе контролируют скопление углеводородов в пределах нижнепалеозойских отложений. В связи с тем, что механические движения земной коры могут повреждать образовавшиеся до этого движения резервуары нефти и газа, учеными была сформирована модель расчета показателей вероятности сохранения резервуара углеводородов. Было также установлено, что перспективы нефтегазоносности в нижнем палеозое могут быть прогнозированы посредством объединения модели накопления и хранения углеводородов. Следовательно, 137 скважин, пробуренных в бассейне

Сычуань, свидетельствуют о том, что 88,9% нефтегазоносных участков действительно были размещены в прогнозируемых зонах [121].

Авторы полностью поддерживают важность основной тематики исследований ученых из Китая и Канады, ведь качественная оценка и прогноз нефтегазоносности бассейна обеспечивает развитие топливно-энергетического сектора страны в целом. В данной статье ученые особо подчеркивают необходимость детального прогнозного расчета на региональном, зональном и локальном уровнях. Ведь результаты одного прогнозного уровня являются основой исследований на следующем уровне. И наоборот, поэтапные результаты на каждом из прогнозных уровней позволяют подтвердить или опровергнуть показатели, полученные на каждом из основополагающих этапов геологоразведочных работ.

Ученые из Республики Казахстан Э. Абуова, Н. Сейсенбаев, В. Ли исследуют фактическую нефтегазоносность месторождений и в перспективе для проверки соблюдения условий Парижских соглашений, по которым топливно-энергетический комплекс должен соответствовать трендовой программе «Зеленая экономика» при значительном уменьшении выбросов парниковых газов до 2 года. Стоит отметить, что современная ситуация экологобезопасного функционирования энергетического комплекса требует более серьезного контроля и применения разнообразных технологий, в частности CCS – Carbon Capture and Storage. Для дальнейшего внедрения данной технологии было отобрано шесть осадочных бассейнов, размещаемых на территории Казахстана, в частности, были рассмотрены Прикаспийский, Мангишлакский, Южно-Торгайский, Устюртский, Чу-Сарисуйский и Зайсанский бассейны на предмет оценки и ранжирования резервуаров нефти и газа, а также с точки зрения локализации и емкости. Эффективность емкостей нефтяных, газовых резервуаров и соляных водоносных горизонтов была оценена для каждого бассейна с помощью методов CSLF и USDOE. В результате проведенной оценки удалось установить, что Прикаспийский бассейн наиболее пригоден для геологического хранения диоксида углерода, за которым следуют Мангишлакский, Южно-Торгайский и Устюртский бассейны. Также установлено, что четыре осадочных бассейна имеют перспективу значительно сократить выброс парниковых газов в соответствии с определенными потребностями декарбонизации национальной экономики для достижения целей, определенных Парижскими соглашениями [122].

Авторы не рассматривали в своих исследованиях экологический аспект при прогнозной оценке нефтегазоносности бассейнов Казахстана. Однако полностью поддерживают мнение, что данный принцип должен изучаться более подробно в контексте сохранения окружающей среды. Ведь функционирование нефтяных, газовых резервуаров следует оценивать в контексте обеспечения потребностей топливно-энергетического сектора энергоресурсами и в контексте соблюдения направлений декарбонизации путем хранения чрезмерного количества парниковых газов.

Исследователи из Китая З. Ванг, З. Фан, Х. Зан, В. Лю, Х. Чэн анализируют распределение мировых запасов месторождений нефти и газа и основные причины, по которым отдельные месторождения нефти и газа не исследованы в полной мере и не используются. В частности, авторы исследовали особенности современной оценки остаточных запасов нефти и газа и перспективу нефтегазоносности отдельных мировых месторождений. Также были обоснованы текущее состояние и характеристики мировой добычи нефти и газа в контексте международного нефтегазового сотрудничества. Так, в 2021 году был оценен ряд непроизводительных месторождений нефти и газа, количество которых было масштабным. В свою очередь, были обнаружены нефтяные месторождения, которые довольно долгое время были неосвоенные и имели богатые запасы и значительный потенциал нефтегазоносности. Такие результаты оценки еще раз подтвердили необходимость больших инвестиционных потоков в нефтегазовом деле, а также проведение периодических геологоразведочных работ [123].

Авторы полностью поддерживают направления исследования ученых из Китая, ведь в статье также отдельно отмечают тот факт, что оценка нефтегазоносности района должна быть комплексной с соответствующим уточнением данных по месторождениям, которые находятся в эксплуатации или перспективные осадочные породы или совсем непродуктивные участки. Ведь изучение элементов бассейна, несущих разную геологическую информацию, позволяет спрогнозировать направления будущих исследований и дальнейшей эксплуатации для обеспечения топливно-энергетических потребностей страны в целом.

Таким образом, быстрое развитие технологий, регулирующих использование минеральных ресурсов, таких как нефть и природный газ, являются одним из основных аспектов функционирования мирового финансового рынка. Накопление нефти и газа является ключевым звеном в национальной экономике стран мира и энергетической безопасности в целом. Прогнозирование и оценка перспектив нефтегазоносности всегда вызывало большую обеспокоенность людей. Однако методы геологоразведочных работ нефти и газа претерпели значительные изменения, стали все сложнее, а исследования залежи сместились на все более значительные глубины. Именно поэтому с непрерывным накоплением внушительной базы данных все больше начинают применяться инновационные автоматизированные методы классификации залежей нефти и газа с последующим прогнозированием благоприятной комбинации залежей.

Общие выводы по главе 4

Исследование перспектив нефтегазоносности восточного борта Северного Устья подтверждает значительный потенциал региона, обусловленный его сложным геологическим строением и наличием углеводородных резервуаров в юрских, палеогеновых и палеозойских отложениях. Детальный анализ геолого-геофизических данных позволил

уточнить пространственное распределение продуктивных горизонтов, а также выявить ключевые факторы, влияющие на нефтегазогенерацию и миграцию углеводородов.

Актуальность оценки перспектив нефтегазоносности данного района обусловлена необходимостью комплексного изучения месторождений в условиях растущего истощения уже разрабатываемых залежей. Современные исследования показывают, что восточный борт Северного Устья характеризуется сочетанием благоприятных геологических условий, включая наличие мощных нефтематеринских пород, развитых зон трещиноватости и кавернозности, а также эффективных литологических и стратиграфических ловушек. В частности, юрские отложения демонстрируют высокую генерационную способность, а их фациальная изменчивость создает благоприятные условия для формирования залежей углеводородов.

Палеозойские отложения, несмотря на их значительную глубину залегания, представляют особый интерес благодаря наличию карбонатных массивов, аналогичных продуктивным структурам крупнейших месторождений региона. Однако степень их изученности остается недостаточной, что требует дальнейших исследований, включая бурение параметрических скважин и детальную интерпретацию сейсмических данных. Дополнительные исследования могут выявить ранее неразведанные ловушки, сформированные в результате тектонических процессов и вторичного изменения пород.

Комплексный анализ современных геолого-геофизических данных показал, что восточный борт Северного Устья обладает значительным ресурсным потенциалом, однако его реализация требует внедрения новых технологий разведки и добычи. Важное значение имеет применение высокоточных методов сейсморазведки, позволяющих выявлять скрытые структуры и уточнять характеристики коллекторов. Особое внимание следует уделить использованию интегрированных моделей бассейнового анализа, что позволит более точно прогнозировать зоны возможного скопления углеводородов и повысить эффективность поисково-разведочных работ.

Оценка перспектив нефтегазоносности региона также связана с инвестиционной привлекательностью территории. Привлечение частных и государственных инвестиций в геологоразведочные работы способствует расширению минерально-сырьевой базы Казахстана и укреплению его позиций на мировом энергетическом рынке. Учитывая стратегическое значение нефтегазового сектора для национальной экономики, важной задачей является создание благоприятных условий для разработки новых месторождений с учетом экологических стандартов и современных методов управления ресурсами.

Таким образом, исследование восточного борта Северного Устья подтверждает его высокий потенциал нефтегазоносности, особенно в пределах юрских и палеогеновых отложений. Дальнейшие работы должны быть направлены на уточнение параметров нефтематеринских пород,

определение фильтрационно-емкостных свойств резервуаров и разработку оптимальных стратегий разведки и освоения месторождений. Современные геолого-геофизические методы и интегрированные подходы к оценке ресурсного потенциала позволят не только повысить эффективность добычи, но и обеспечить рациональное использование природных богатств региона.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Краткие сведения по результатам диссертационного исследования

В ходе диссертационного исследования был проведен комплексный анализ геологического строения Косбулакского прогиба с целью оценки его нефтегазоносного потенциала. В результате проведенных работ были выявлены перспективные зоны углеводородного накопления, уточнены литолого-стратиграфические характеристики осадочного чехла и проведено детальное изучение структурных и тектонических ловушек. Проведенный анализ геолого-геофизических данных позволил выявить ранее не описанные зоны нефтегазонакопления, что имеет важное значение для дальнейших поисково-разведочных работ.

Исследование охватывало широкий спектр методов, включая сейсмофациальный анализ, геохимические исследования, 3D-моделирование и анализ данных бурения. Полученные результаты подтвердили возможность промышленной нефтегазоносности исследуемого региона, а выявленные структуры могут быть включены в программы дальнейшей разведки.

Оценка полноты поставленных задач

Для достижения поставленной цели в работе были решены следующие основные задачи:

1. Выполнен литолого-стратиграфический анализ региона и составлены схемы фациального районирования осадочного чехла, что позволило уточнить пространственно-стратиграфическое положение продуктивных горизонтов.

2. Проанализировано тектоническое строение Косбулакского прогиба, в результате чего выявлены разломные зоны и структурные ловушки, обладающие высоким потенциалом нефтегазоносности.

3. Впервые проведен сейсмофациальный анализ клиноформенных комплексов палеогена, установлены закономерности их формирования, а также обоснована их перспективность для нефтегазонакопления.

4. Оценены коллекторские свойства карбонатных массивов палеозоя, определена их роль в процессах аккумуляции углеводородов, что позволило уточнить их значение в формировании залежей.

5. Разработана комплексная геолого-геофизическая модель Косбулакского прогиба, основанная на данных бурения, сейсморазведки и геохимического анализа, что обеспечило более детальное представление о геологическом строении региона.

6. Сформулированы рекомендации по поисково-разведочным работам, включающие обоснование перспективных участков для бурения, что способствует повышению эффективности разведки и освоения углеводородных ресурсов региона.

Таким образом, поставленные задачи были выполнены в полном объеме, а результаты исследования обладают высокой степенью достоверности, что подтверждается использованием современных

аналитических методов и корреляцией с имеющимися данными по аналогичным регионам.

Рекомендации

На основании проведенного исследования предложены следующие рекомендации:

- Включить выявленные перспективные зоны в программу дальнейших поисково-разведочных работ с приоритетным изучением структурных ловушек.
- Провести детальное бурение на перспективных участках, подтвердив наличие промышленных запасов углеводородов.
- Продолжить изучение нефтегазоматеринских комплексов региона, используя новейшие геохимические методы анализа.
- Использовать разработанную интегрированную геолого-геофизическую модель для оптимизации стратегии разведочного бурения и прогнозирования продуктивных горизонтов.
- Применять передовые методы интерпретации геолого-геофизических данных (3Д-моделирование, машинное обучение, динамический анализ), что позволит повысить точность оценки перспективных зон нефтегазоносности.
- Включить изученные перспективные зоны в государственные программы ресурсного развития региона, что обеспечит финансирование дальнейших поисково-разведочных работ.

Исходные данные по конкретному использованию результатов

Полученные результаты исследования могут быть использованы в следующих направлениях:

1. Геологоразведочные работы – выявленные перспективные зоны могут быть включены в региональные программы нефтегазоразведки для более эффективного поиска углеводородных месторождений.
2. Развитие методологии разведки – предложенные аналитические подходы могут быть использованы при исследовании аналогичных структур в других нефтегазоносных бассейнах.
3. Научные исследования – разработанная геолого-геофизическая модель может быть применена в научных исследованиях по прогнозированию нефтегазоносных зон и усовершенствованию методов поиска углеводородов.
4. Образовательные программы – материалы диссертационного исследования могут быть использованы в учебных курсах по нефтегазовой геологии и методам разведки углеводородных месторождений.
5. Государственные **программы** – результаты могут быть применены при разработке стратегий устойчивого развития нефтегазового сектора Казахстана и других нефтегазоносных регионов.

Итоговые выводы

Проведенное исследование позволило достичь поставленных целей и внести значительный вклад в изучение нефтегазоносного потенциала Косбулакского прогиба. Разработанные рекомендации могут быть

использованы в поисково-разведочных работах, а также в дальнейшем развитии геологического изучения региона.

Результаты исследования подтвердили, что интеграция данных различных методов анализа позволяет значительно повысить точность прогнозов и снизить риски при разведочном бурении. Полученные данные могут стать основой для будущих научных исследований, направленных на совершенствование методологии оценки нефтегазоносности региона.

Таким образом, разработанные подходы и рекомендации представляют ценность не только для научного сообщества, но и для нефтегазовой отрасли. Интеграция предложенных методов в государственные программы по развитию нефтегазового комплекса Казахстана позволит повысить его конкурентоспособность и обеспечить устойчивый рост добычи углеводородов в регионе.

Дальнейшие исследования в данном направлении могут открыть новые перспективы для разведки и освоения нефтегазовых месторождений, что в конечном итоге будет способствовать развитию энергетической отрасли страны и обеспечению ее ресурсной независимости.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Creswell, J. W., & Creswell, J. D. (2018). *Research Design: Qualitative, Quantitative, and Mixed Methods Approaches*. SAGE Publications. DOI: 10.4135/9781506386690
- 2 Swales, J. M., & Feak, C. B. (2012). *Academic Writing for Graduate Students: Essential Tasks and Skills*. University of Michigan Press. DOI: 10.3998/mpub.2173936
- 3 Walliman, N. (2017). *Research Methods: The Basics*. Routledge. DOI: 10.4324/9781315529013
- 4 Boote, D. N., & Beile, P. (2005). Scholars Before Researchers: On the Centrality of the Dissertation Literature Review. *Educational Researcher*, 34(6), 3-15. DOI: 10.3102/0013189X034006003
- 5 Булекбаев З.Е., Гарецкий Р.Г. и др. Геологическое строение и газонефтеносность северного Приаралья и Северного Устьярта. М., Наука, 1970.
- 6 Карцева О.А. Верхнепалеозойские отложения Устьярта // БМОИП, № 6, 1974.
- 7 Бородаев Б.Г., Карцева О.А. Допермские отложения восточной части Северного Устьярта. // Бюлл. МОИП, № 2, 1980.
- 8 Волож Ю.А., Липатова В.В., Воцалевский Э.С. и др. Доюрский комплекс Северного Устьярта и полуострова Бузачи // Тр. ВНИГРИ, вып. 254 // М.: Недра, 1985, 133 с.
- 9 Попков В.И., Воскобой В.А., Нурманов А.М. Глубинная структура Северного Устьярта (по данным сейсморазведки МОГТ). М., ИГИРГИ, 1993, 94 с.
- 10 Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Парасына В.С., Рыбальченко В.В. Особенности строения палеозойских отложений Устьярта в связи с нефтегазоносностью // Сб. Нефтегазоносные бассейны Казахстана и перспективы их освоения. Казахстанское общество геологов-нефтяников. Алматы, 2015, с.330-349.
- 11 Волож Ю.А., Быкадоров В.А., Антипов М.П., Сапожников Р.Б. Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устьяртского регионов (в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. Спб.: 2016, т.11, №4, с.1-43
- 12 Маслов, В.В., Горюнова, Л.Ф., Гибшман, Н.Б. «Оценка перспектив нефтегазоносности отложений верхнего палеозоя Северного Устьярта на основе биостратиграфического анализа», *Территория нефтегаз*, 2016 (№12), с. 56–63.
- 13 Иванов, С.А., Кузнецов, А.В. «Потенциальные источники углеводородов в палеозойских отложениях Северного Устьярта», *Геология нефти и газа*, 2018 (№ 3), с. 45-58.

- 14 Уткелбаев А.Б., Юлдашев К.М. Бассейновый анализ северного Устюртского региона // Oil and Gas Exploration. – 2018. – Т. 26, №5. – С. 99-115.
- 15 Зайцев В.Н., Каримов Б.Т. Геофизические доказательства наличия углеводородных резервуаров в Устюртском регионе // Geosciences Today. – 2022. – Т. 19, №2. – С. 134-149.
- 16 Machi, L. A., & McEvoy, B. T. (2016). The Literature Review: Six Steps to Success. Corwin Press. DOI: 10.4135/9781506335193library.uspu.ru
- 17 Юлдашева М.Г. 2011. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Самско-Косбулакского прогиба и Кассарминского вала: автореферат на соискание степени кандидата геолого-минералогических наук. Ташкент: Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз» открытое акционерное общество «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений»
- 18 Denzin, N. K., & Lincoln, Y. S. (2017). The SAGE Handbook of Qualitative Research. SAGE Publications. DOI: 10.4135/9781483349800
- 19 Абдуллаев Г.С., Эйдельмант Н.К., Богданов А.Н., Насыров Д.Д. "О результатах геологоразведочных работ по целенаправленному поиску залежей нефти и газа в доюрском комплексе пород Устюртского региона Республики Узбекистан" // Узбекский журнал нефти и газа. – 2012. – №3. – С. 16-22.
- 20 Kothari, C. R. (2004). Research Methodology: Methods and Techniques. New Age International. DOI: 10.31838/ijpr/2020.12.03.017
- 21 Бекешова Ж.Б., Қожахмет К.А., Перспективы нефтегазоносности Косбулакского прогиба с учетом новой геолого – геофизической информации // Сборник докладов международной научно – практической конференции «Научная модернизация: наследие личности» посвящённая 95- летию со дня рождения академика Ш.Есенова, - г.Актау, 2022 г.
- 22 Шоймуратов Т.Х., Тогаев И.С., Бекешова Ж.Б., Қосарбай Қ.Ә. Палеозойские отложения Узбекистана – резерв поиска нефти и газа // Нефть и газ. – 2024. – № 2 (140). – DOI: 10.37878/2708-0080/2024-2.03.
- 23 Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геоэкологических карт Центральной Евразии. Кол. авторов. Алматы, 2002.
- 24 Бабаджанов Т.Л., Кунин Н.Я., Люк-Зиберман В.И. Строение и нефтегазоносность глубокопогруженных комплексов Средней Азии по геофизическим данным. – Ташкент: Узбекистан, 1986. – С. 188.
- 25 Летавин А.И. Фундамент молодой платформы юга СССР. – М.: Наука, 1980. – С.152
- 26 Хаин Б.Е. Региональная геотектоника – внеальпийская Европа и западная Азия. – М.: Недра, 1977. – С. 360.
- 27 Крылов Н.А. История структурной дифференциации платформенного чехла Восточного Устюрта по материалам сейсморазведки: обз. инф. / Н.А. Крылов, М.С. Кучеря, А.Я. Гризик и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – 86 с.

- 28 Хегай Д.Р. Особенности тектонического строения Устюртского нефтегазоносного региона по осадочному чехлу / Д.Р. Хегай, М.Г. Юлдашева // Геология и минеральные ресурсы. – 2008. – № 5. – С. 22–27.
- 29 Сапожников Р.Б. Геологическое строение и эволюция бассейнов Казахстана в связи с их нефтегазоносностью // Автореферат докт. дисс., 1990
- 30 Иванов Н.П., Карасев В.Л. Литологическая и стратиграфическая характеристика углеводородных резервуаров Устюрта // Russian Journal of Geology. – 2020. – Т. 41, №2. – С. 55-68.
- 31 Узаков Х. Литологическая и биостратиграфическая характеристика доюрских отложений Восточного Устюрта. Узбекский геологический журнал, 1996, 114, СС. 32-67.
- 32 Козлова С.М., Литвинов О.Ю. Палеозойские нефтегазовые системы Устюртского плато // Journal of Energy Resources. – 2018. – Т. 30, №6. – С. 88-102.
- 33 Савельева А.А., Павлов А.В. "Аммониты семейства Paranosceratidae из отложений кунгурско-уфимского возраста" // Труды ВНИГРИ. – 1985. – Вып. 234. – С. 123–130.
- 34 Савельева А.А. "Аммониты кунгурского и уфимского ярусов Восточно-Европейской платформы" // Палеонтологический журнал. – 1983. – № 4. – С. 45–53.
- 35 Павлов А.В. "Новые данные о фауне аммонитов кунгурско-уфимских отложений" // Геология и геофизика. – 1987. – Т. 28, № 7. – С. 85–92.
- 36 Гарецкий Р.Г. "Геологическое строение и нефтегазоносность Северного Приаралья и Северного Устюрта" // Наука, 1970.
- 37 Гризик А.Я. Юрская песчано-глинистая субугленосная формация Восточного Устюрта и ее газоносность / А.Я. Гризик, Ю.И. Заболотная, Н.А. Крылов и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 9. – С. 16–20.
- 38 Бех М.Л., Исмаилов Р.С. Коллекторские свойства юрских и меловых отложений Северного Устюрта // Journal of Petroleum Science. – 2019. – Т. 35, №2. – С. 98-110.
- 39 Петров И.М., Рахимов Р.У. Юрско-меловые нефтегазовые системы Устюрта: пример // Journal of Applied Geology. – 2022. – Т. 11, №2. – С. 88-103.
- 40 Антипов М. П., Быкадоров В.А, Волож Ю. А., Шлезингер А.Е. Сейсмостратиграфический анализ палеогеновых отложений Северного Приаралья и северо-восточного Устюрта. Геология и геофизика, т. 52, № 10, 2011, СС.1388-1397 (спец. Выпуск к 100-летию А.Л. Яншина).
- 41 Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // Геотектоника. – 2019. – № 3. – С. 79–91. URL: <https://journals.eco-vector.com/0016-853X/article/view/14400>
- 42 Леонов Ю.Г., Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А., Хераскова Т.Н. Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования // Труды ГИН РАН. – М.: ГЕОС, 2010. – 63 с.

- 43 Демин А.И., Хасанов Д.А. Роль тектонических деформаций в нефтегазоносности Северного Устюрта // *Geotectonics*. – 2021. – Т. 56, №3. – С. 77-92.
- 44 Краснов П.А., Морозов Е.Г. Бассейновое моделирование генерации углеводородов в регионе Устюрт // *Bulletin of Earth Sciences*. – 2021. – Т. 18, №3. – С. 112-130.
- 45 Левин Г.В., Погорелов Т.А. Структурная эволюция и нефтегазовый потенциал бассейна Устюрт // *Journal of Petroleum Geophysics*. – 2021. – Т. 22, №1. – С. 133-147.
- 46 Оспанов Б.К., Султанов Д.Н. Влияние глубинных структур на развитие нефтегазовой системы Устюрта // *Geology and Mineral Resources*. – 2019. – Т. 29, №5. – С. 198-210.
- 47 Шакиров А.Л., Тенизбаев Н.К. Геодинамические процессы, влияющие на накопление углеводородов в Устюртском регионе // *Earth Science Research*. – 2020. – Т. 17, №4. – С. 156-169.
- 48 Козмодемьянский В.В., Салимгереев М.Ж., Авров В.П., Виноградова К.В., Липатова В.В. Строение доюрского структурного комплекса бузачинского полуострова и его нефтегазоносность // *Геология нефти и газа*. – 1995. – № 10. – С. 9–15.
- 49 Гризик А.Я. Прогноз нефтегазоносности структурных этажей доюрских отложений Восточного Устюрта. Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. геол.-мин. наук. – Москва, 2011.
- 50 Филипенко А.И. Верхнепалеозойские породы юго-западной части Аральского моря на сейсмических данных // *Геология нефти и газа*. – 1990. – № 4. – С. 23–26.
- 51 Гризик А.Я. Новые данные о строении и перспективах нефтегазоносности доверхнепермского палеозоя Восточного Устюрта / А.Я. Гризик, Ю.И. Заболотная, Н.Г. Иванова и др. – *Газовая промышленность*. – 2010. – № 11. – С. 50–53.
- 52 Киршин А.В., Абетов А.З., Мухутдинов И.У. Геолого-генетические и геофизические предпосылки нефтегазоносности доюрских образований Узбекистана // *Современные проблемы геологии нефти и газа*. М., Научный мир, 2001, СС. 140-145
- 53 «Опорные и параметрические скважины Устюрта». Ташкент, ФАН, 1981г
- 54 Акрамходжаев А.М., Авазходжаев Х.Х., Лабутина Л.И. Литология, условия образования и нефтегазоносность доюрских отложений Устюрта. Ташкент, ФАН, 1979, 158 с.
- 55 Александров В.В., Соколов А.П. Роль сейсмической стратиграфии в разведке углеводородов Каспийского и Устюртского регионов // *Geophysics Today*. – 2020. – Т. 12, №4. – С. 112-125.
- 56 Гафуров А.А., Абдуллаев Б.Н. Геохимические и петрофизические свойства коллекторов в палеозойских отложениях Устюрта // *Oil & Gas Science*. – 2022. – Т. 14, №1. – С. 145-160.

57 Заболотная Ю.И. Закономерности распространения пород-коллекторов нижнесреднеюрской терригенной формации Восточного Устюрта (Республика Узбекистан) / Ю.И. Заболотная, В.В. Рыбальченко // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – № 1 (9). – С. 182–193.

58 Ибрагимов З.С. Коллекторы нефти и газа юрских отложений Устюрта / З.С. Ибрагимов, Ж.С. Саманов, А.Ю. Гульмухамедов и др. – Ташкент: Фан, 1973. – 135 с

59 Рыбальченко В.В. Породы-коллекторы нижнесреднеюрской песчано-глинистой формации Восточного Устюрта / Ю.И. Заболотная, В.В. Рыбальченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. – № 4. – С. 10–15.

60 Бабаджанов Т.Л., Кунин Н.Я., Лук-Зильберман В.И. «Строение и нефтегазоносность глубоко погруженных комплексов Средней Азии по геофизическим данным». ФАН, Ташкент, 1986 г.

61 Курбангалиев Р.С., Набиуллин И.В. Новые данные о среде осадконакопления в бассейне Устюрта // Geological Survey Reports. – 2019. – Т. 5, №2. – С. 65-79.

62 Смирнов Ю.Е., Тургунов Д.А. Сейсмостратиграфия и характеристика резервуаров Устюрта // Bulletin of Geological Research. – 2019. – Т. 14, №3. – С. 113-128.

63 Ажгалиев Д.К., Бабашева М.Н., Нурсултанова С.Н. Геолого-тектонические особенности строения и перспективы нефтегазоносности Северного Устюрта // Геология нефти и газа. – 2022. – №6. – С. 29–43. – DOI: 10.31087/0016-7894-2022-6-29-43.cyberleninka.ru

64 Ажгалиев Д.К., Таскинбаев К.М. Новый взгляд на региональное строение западной части Туранской плиты в разрезе перспектив нефтегазоносности региона // Территория Нефтегаз. – 2019. – №7–8. – С. 20–28.

65 Михайлов С.А., Петрова Л.В. Роль разломных систем в аккумуляции углеводородов Устюрта // Oilfield Geology. – 2020. – Т. 9, №3. – С. 101-117.

66 Голов А.А., Долицкая И.В., Карцева О.А. и др. Особенности строения и перспективы нефтегазоносности Бузачинско-Прорвинского района. // Труды ВНИГНИ. М., 1979, Вып. 212, С. 103-126.

67 Акрамходжаев А.М. Особенности геологического строения, структурно-тектонические, фациально-литологические и геохимические предпосылки нефтегазоносности мезозойских отложений Устюрта / А.М. Акрамходжаев, Х.Х. Авазходжаев, А.А. Валиев и др. – Ташкент: Фан, 1967. – Кн. 1. – 199 с.; Кн. 2. – 290 с.

68 Искандаров М.Х., Назаров А.У., Хабибуллаев С.С., Умаров Ш.А., Хакимзянов И.Н., Мирзаев А.У., Салайдинова Ю.Л. "Перспективы развития и выявления месторождений нефти и газа в верхних, нижнемеловых и палеозойских отложениях (на примере месторождения Западный Арал

Устюртского нефтегазоносного региона)" // Нефтяная провинция. – 2024. – №1(37). – С. 1–35.

69 Карцева О.А. "Верхнепалеозойские отложения восточной части Северного Устюрта" // Бюллетень МОИП, отдел геологический, № 2, 1980.

70 Абидов А.А., Курбанов А.М., Каримов Р.А. Структурно-литологические характеристики ловушек углеводородов в регионе Устюрта // *Petroleum Geology*. – 2018. – №6. – С. 245-259.

71 Джумабаев Б.Т., Кенжегулов А.К. Эффективность разведки в бассейне Устюрт: пример // *Central Asian Geoscience Journal*. – 2019. – Т. 8, №4. – С. 220-235.

72 Абдуллаев, Г., Богданов, А., Эйдельмант, Н. 2019. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Устюртском регионе Республики Узбекистан. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennoe-sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya-geologorazvedochnyh-rabot-na-neft-i-gaz-v-ustyurtskom-regione-respubliki-uzbekistan>

73 Patruno, S., Hampson, G. J., Jackson, C. A.-L., Dreyer, T. (2015). Clinoform geometry, geomorphology, facies character and stratigraphic architecture of a sand-rich subaqueous delta: Jurassic Sognefjord Formation, offshore Norway. *Sedimentology*, 62(1), 350–388.

74 Clairmont, R., Kolawole, F., Omale, A. P., Bedle, H. (2021). Controls of pre-existing structures on clinoform architecture and the associated progradational system elements. *Basin Research*, 33(2), 875–902.

75 Gao, H., Wu, X., Zhang, J., et al. (2023). ClinoformNet-1.0: stratigraphic forward modeling and deep learning for seismic clinoform delineation. *Geoscientific Model Development*, 16(9), 2495–2513.

76 Shaikhina, D., Yessalina, S., Muratov, A., et al. (2024). Distribution of jurassic clastic reservoirs in the Sudochi depression of the East Ustyurt Basin (Uzbekistan) based on the results of seismic reservoir characterization. SPE-219283-MS. In:GOTECH, Dubai, UAE.

77 Telesca, L., Kadirov, F., Yetirmishli, G., et al. (2017). Statistical analysis of the 2003–2016 seismicity of Azerbaijan and surrounding areas. *Journal of Seismology*, 21(6), 1467–1485.

78 Abetov, A. E., Yessirkepova, S. B., Barbosa, J. C. M. (2023). Remote sensing at the study of the thermal field of the South Ustyurt region to find hydrocarbon deposits. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences*, 2023(2), 6–16.

79 Khalismatov, I., Zokirov, R., Zakirov, A., et al. (2023). Main types of reservoirs of pre-jurassic deposits in the Ustyurt region. *E3S Web of Conferences*, 434, 02024.

80 Abetov, A. E., Yessirkepova, S. B., Ma, J. C. (2022). Gravity field transforms at the exploration for hydrocarbon field in the Southern part of the Ustyurt region. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences*, 3(453), 17–31.

81 Abetov, A. E., Yessirkepova, Sh. B., Curto, Ma. J. (2021). Geomagnetic field transforms and their interpretation at exploration for hydrocarbon field in the Southern part of the Ustyurt region. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences*, 6(450), 6–14.

82 Efendiyev, G. M., Mammadov, P. Z., Piriverdiyev, I. A., Mammadov, V. N. (2016). Clustering of geological objects using FCM-algorithm and evaluation of the rate of lost circulation. *Procedia Computer Science*, 102, 159–162.

83 Massari, F. (2017). Supercritical-flow structures (backset-bedded sets and sediment waves) on high-gradient clinoform systems influenced by shallow-marine hydrodynamics. *Sedimentary Geology*, 360, 73–95.

84 Harishidayat, D., Emmel, B. U., de Jager, G., Johansen, S. E. (2022). Assessment of continental margin clinoform systems in the Sørvestsnaget Basin, Western Barents Sea: from clinoform parameters towards paleo-water depth. *Marine Geophysical Research*, 43, 22.

85 Schattner, U., José Lobo, F., López-Quirós, A., et al. (2020). What feeds shelf-edge clinoforms over margins deprived of adjacent land sources? An example from Southeastern Brazil. *Basin Research*, 32(2), 293–301.

86 Vieira, I., Lobo, F. J., Montoya-Montes, I., et al. (2018). A non-deltaic clinoform wedge fed by multiple sources off São Sebastião Island, Southeastern Brazilian Shelf. *Geo-Marine Letters*, 38(1), 63–81.

87 Zeng, Z., Zhu, H., Yang, X., et al. (2020). Multistage progradational clinoform-set characterisation and evolution analysis of the Early Oligocene in the Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin, South China Sea. *Marine and Petroleum Geology*, 112, 104048.

88 Salazar, M., Moscardelli, L., Wood, L. (2016). Utilising clinoform architecture to understand the drivers of basin margin evolution: a case study in the Taranaki Basin, New Zealand. *Basin Research*, 28(6), 840–865.

89 Salazar, M., Moscardelli, L., Wood, L. (2018). Two-dimensional stratigraphic forward modeling, reconstructing high-relief clinoforms in the northern Taranaki Basin. *AAPG Bulletin*, 102(12), 2409–2446.

90 Mammadov, P. Z., Ganiyeva, R. Y. (2021). Conditions for the formation of clinoforms in the Middle and South Caspian mega. *News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan, Series of Geology and Technical Sciences*, 2(446), 82–89.

91 Graham, G. H., Jackson, M. D., Hampson, G. J. (2015a). Three-dimensional modeling of clinoforms in shallow-marine reservoirs: Part 1. Concepts and application. *AAPG Bulletin*, 99(6), 1013–1047.

92 Graham, G. H., Jackson, M. D., Hampson, G. J. (2015b). Three-dimensional modeling of clinoforms in shallow-marine reservoirs: Part 2. Impact on fluid flow and hydrocarbon recovery in fluvial-dominated deltaic reservoirs. *AAPG Bulletin*, 99(6), 1049–1080.

- 93 Peng, Y., Olariu, C., Steel, R.J., 2020, «Recognizing tide- and wave-dominated compound deltaic clinothems in the rock record», *Geology*, v. 48, p. 1149–1153. DOI: 10.1130/G47767.1
- 94 Braathen, A., Midtkandal, I., Mulrooney, M. J., et al. (2018). Growth-faults from delta collapse – structural and sedimentological investigation of the Last Chance delta, Ferron Sandstone, Utah. *Basin Research*, 30(4), 688–707.
- 95 Korus, J. T., Fielding, C. R. (2017). Hierarchical architecture of sequences and bounding surfaces in a depositional-dip transect of the fluvio-deltaic Ferron Sandstone (Turonian), Southeastern Utah, U.S.A. *Journal of Sedimentary Research*, 87(8), 897–920.
- 96 Wang, J., Bhattacharya, J. P. (2018). Plan-view paleochannel reconstruction of amalgamated meander belts, cretaceous ferron sandstone, Notom Delta, South-central Utah, U.S.A. *Journal of Sedimentary Research*, 88(1), 58–74.
- 97 Patruno, S., Hampson, G. J., Jackson, C. A.-L., Whipp, P. S. (2015). Quantitative progradation dynamics and stratigraphic architecture of ancient shallow-marine clinoform sets: A new method and its application to the Upper Jurassic Sognefjord Formation, Troll Field, offshore Norway. *Basin Research*, 27(4), 412–452
- 98 Stefano Patruno, William Helland-Hansen (2018). Clinoforms and clinoform systems: Review and dynamic classification scheme for shorelines, subaqueous deltas, shelf edges and continental margins. *Earth-Science Reviews* 185(3):202-233, DOI: <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.05.016>
- 99 I.S. Gutman, G.P. Kuznetsova, A.V. Marjina, A.I. Morozova, E.N. Yampolskaya, L.I. Chernova, N.F. Furman, S.A. Ivanov, K.G. Skachek, M.V. Mordvintsev (2011). Osobennosti formirovaniya klinoform v achimovskoy tolshche Zapadnoy Sibiri po dannym bureniya i seysmicheskikh issledovaniy., *Territoriya Neftegaz* (2011)
- 100 Trushkova L.Ya., Igoshkin V.P. (2008) Klinoformy kak regionalnye neftegazonosnye obekty, zakonomernosti razmeshcheniya i prognoz v nikh litologicheskikh rezervuarov., *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2008 (3)
- 101 Klausen, T. G., Helland-Hansen, W. (2018). Methods for restoring and describing ancient clinoform surfaces. *Journal of Sedimentary Research*, 88(2), 241–259.
- 102 Bekeshova Zh. B., Ratov B. T., Kurmanov B. K., Khomenko V. L., Kuttybayev A. E., Kazimov E. A., Rastsvietaiev V. O., Ishkov V. V. Study of the clinoform structure of Paleogene gas reservoirs in the Ustyurt region // *SOCAR Proceedings*. – 2024. – No. 4. – P. 3–11. – DOI: 10.5510/OGP20240401011.
- 103 Johnson, M., Smith, R. «Paleozoic Carbonate Reservoirs in Central Asia: New Insights from Geophysical Data», *Journal of Petroleum Geology*, 2017(40), pp. 123-136.
- 104 Н.А. Крылов, Ю.И. Заболотная, А.Я. Гризлик. «Направления дальнейших поисков залежей углеводородов в Устьюртском регионе Республики Узбекистан», *Вестник газовой науки*, 2016 (№1), с.102-111.

105 Ulmishek G. Petroleum geology and Resources of the North Ustyurt Basin, Kazakhstan and Uzbekistan. US Geological Survey Bulletin 2201–B. – 25 pp

106 Гафаров Н.А. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности Восточного Устюрта /Н.А. Гафаров, В.Л. Гулев, С.М. Карнаухов и др. // Газпром зарубежнефтегаз: науч.-техн.библ. – М.: Недра, 2010. – Т. 1. – 261 с.

107 Заболотная Ю.И. Новое месторождение Джел в Восточном Устюрте Республики Узбекистан /Ю.И. Заболотная, В.В. Рыбальченко //Тезисы докладов II Междунар. науч.-практ. конф. «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения». – М.:Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – С. 33.

108 Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Милетенко Н.В., Федоренко О.А. Особенности формирования и нефтегазоносности позднепалеозойских осадочных бассейнов Центральной Евразии. – Тр. XXXIV Тектонического совещания, 2001.

109 Глеубергенов М.К., Уразов А.Т. Геофизические методы разведки углеводородов в регионе Устюрта // Central Asian Journal of Petroleum. – 2021. – Т. 12, №1. – С. 72-85.

110 Ю.А.Волож, М.П.Антипов, Быкадоров В.А, Т.Н.Хераскова, В.С.Парасына, В.И.Днистрянский, М.Ф. Каширских, И. П. Оффман, Н.А. Иванова. М. Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность. Научный мир, 2013, 261с.

111 Казахстан возобновляет активный поиск новых месторождений полезных ископаемых. 2022. URL: <https://nangs.org/news/upstream/kazakhstan-vozobnovlyayet-aktivnyj-poisk-novykh-mestorozhdenij-poleznykh-iskopaemykh>

112 Bekeshova Zh. B., Ratov B. T., Kurmanov B. K., Khomenko V. L., Kuttybayev A. E., Kazimov E. A., Rastsvietaiev V. O., Ishkov V. V. Study of the clinofold structure of Paleogene gas reservoirs in the Ustyurt region // SOCAR Proceedings. – 2024. – No. 4. – P. 003–011. DOI: 10.5510/OGP20240401011.

113 Богданов, А., Хмыров, П. 2022. История развития и современное состояние сырьевой базы углеводородов Устюртского региона. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 1. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2022/4_2022.html

114 Абилхасимов, Х. 2019. О новых перспективах нефтегазоносности Северного Устюрта на основе результатов бассейнового моделирования. Нефть и газ. 1 (109). 37-57

115 Черкешова С.М., Қосарбай Қ.Ә., Нугманов Б.Х., Кылышбаева Н.Ж., Бекешова Ж.Б. Фациально-генетический тип триасовых отложений и основные нефтегазоносные формации полуострова Мангышлак // Нефть и газ. – 2024. – № 2 (140). – DOI: 10.37878/2708-0080/2024-2.01.

116 Jurayev, T., Khudayarov, B., Yusupbekov, N., Adilov, F., Ivanyan, A. 2016. Experience of Development and Implementation of Integrated Intelligent Control System for Ustyurt Gas-chemical Complex. Procedia Computer Science. 2016. 485-489

117 Clancy, S., Worrall, F., Davies, J., Gluyas, J. 2018. An assessment of the footprint and carrying capacity of oil and gas well sites: The implications for limiting hydrocarbon reserves. *Science of the Total Environment*. 618. 586-594

118 Zhang, G., Yang, S., Mo, C., Zhang, Z. 2022. Experimental research on capacity expansion simulation of multi-cycle injection-production in reconstruction of oil reservoir to underground gas storage. *Journal of Energy Storage*. 54. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X2201221X>

119 Goudarzi, A., Meckel, T., Seyyed, H., Treviño, R. 2019. Statistical analysis of historic hydrocarbon production data from Gulf of Mexico oil and gas fields and application to dynamic capacity assessment in CO₂ storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 80. 96-102

120 Ebuka, N., Iyeke, S. 2022. Analysing the impact of oil and gas local content laws on engineering development and the GDP of Nigeria. *Energy Policy*. 163.

URL:<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421522000611>

121 Wang, W., Pang, X., Chen, Z., Chen, D., Zheng, T., Luo, B., Li, J., Yu, R. 2019. Quantitative prediction of oil and gas prospects of the Sinian-Lower Paleozoic in the Sichuan Basin in central China. *Energy*. 174. 861-872

122 Lee, W., Abuov, Y., Seisenbayev, N. 2020. CO₂ storage potential in sedimentary basins of Kazakhstan. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 103.

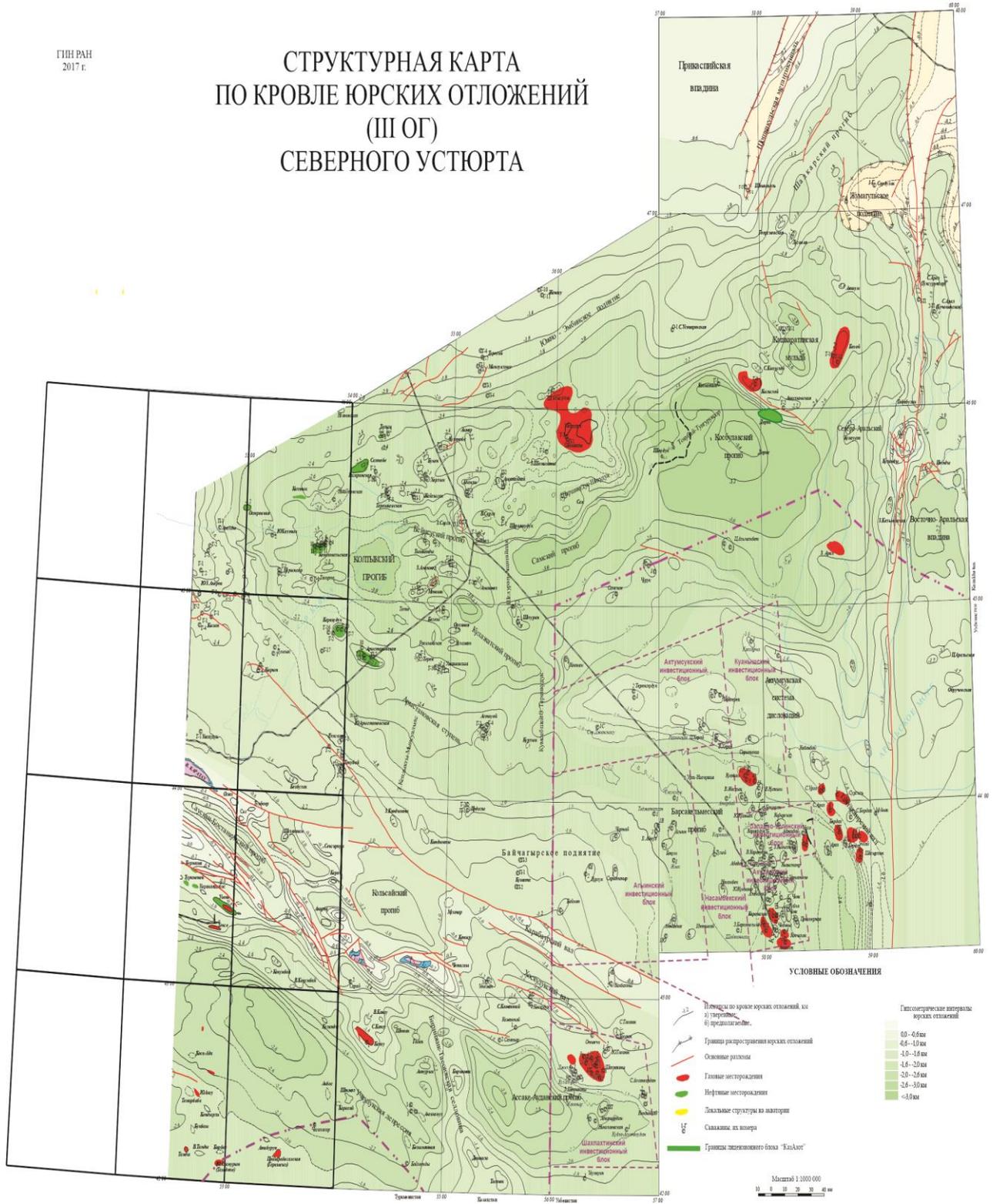
URL:<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583620306113>

123 Wang, Z., Fan, Z., Zhang, X., Liubxichen, B. 2022. Status, trends and enlightenment of global oil and gas development in 2021. *Petroleum Exploration and Development*. 49 (5). 1210-1228

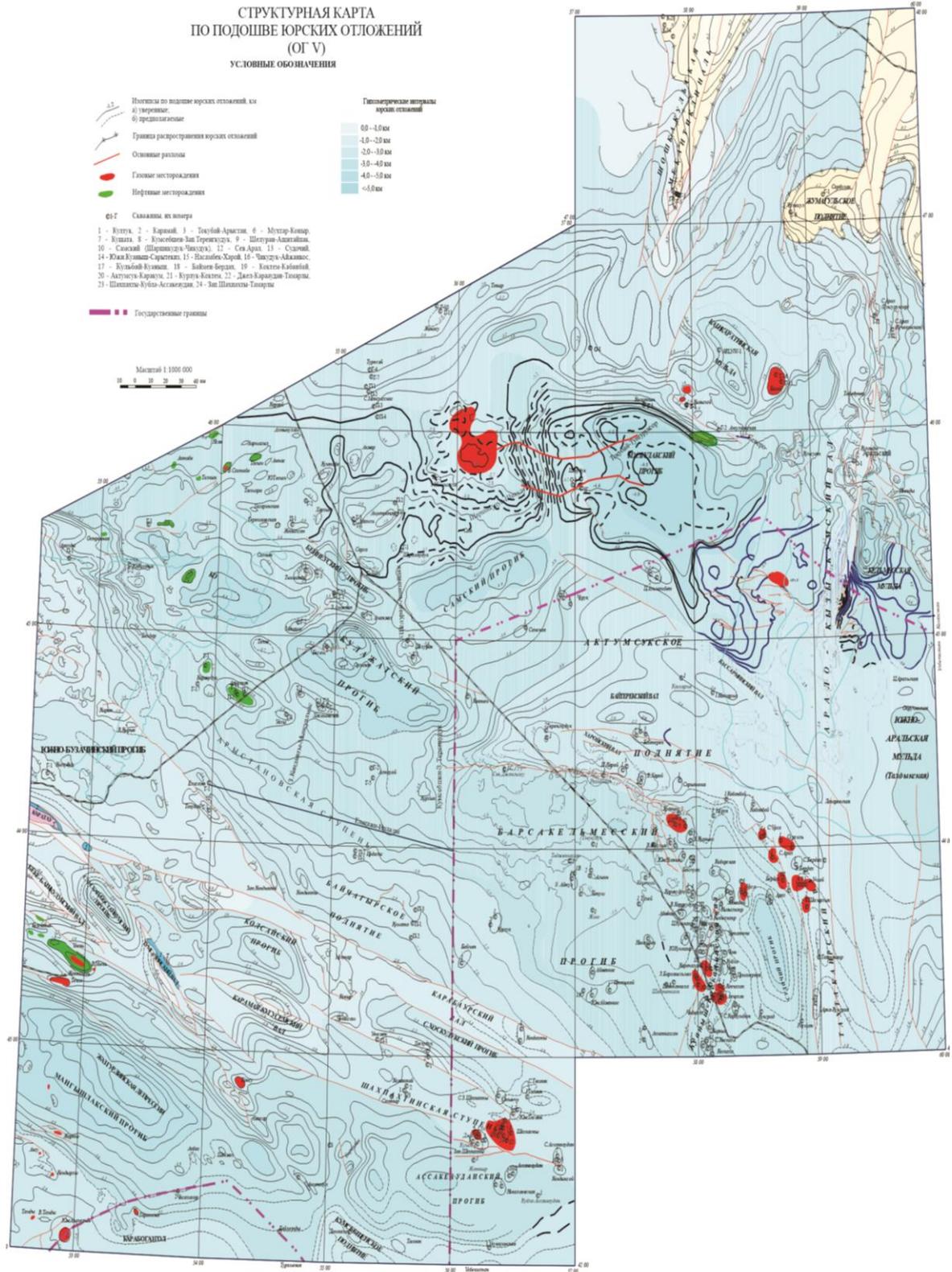
ПРИЛОЖЕНИЯ

ГИН РАН
2017 г.

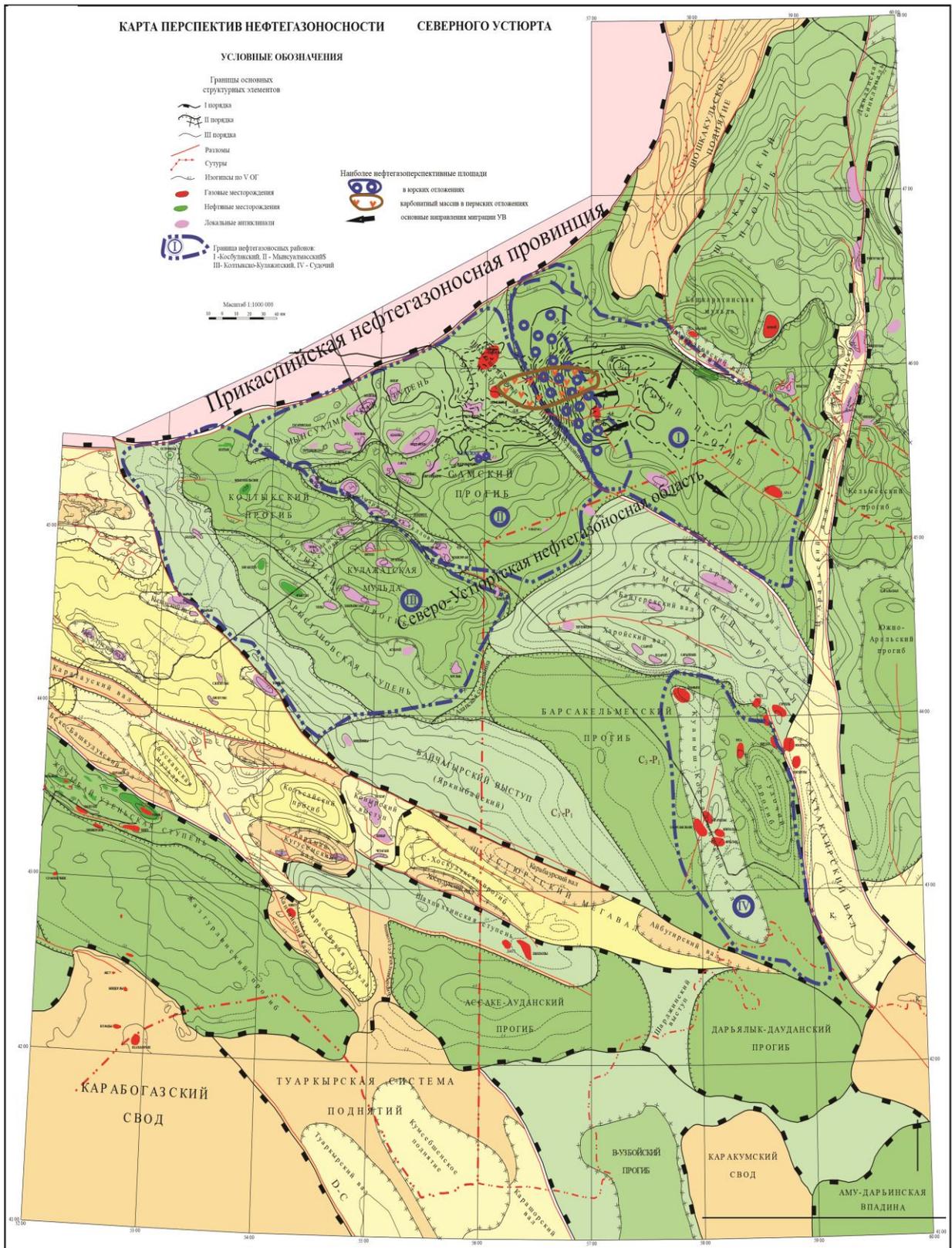
СТРУКТУРНАЯ КАРТА ПО КРОВЛЕ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (III ОГ) СЕВЕРНОГО УСТЮРТА



Приложение А - Структурная карта Северного Устюрта по кровле юрских отложений

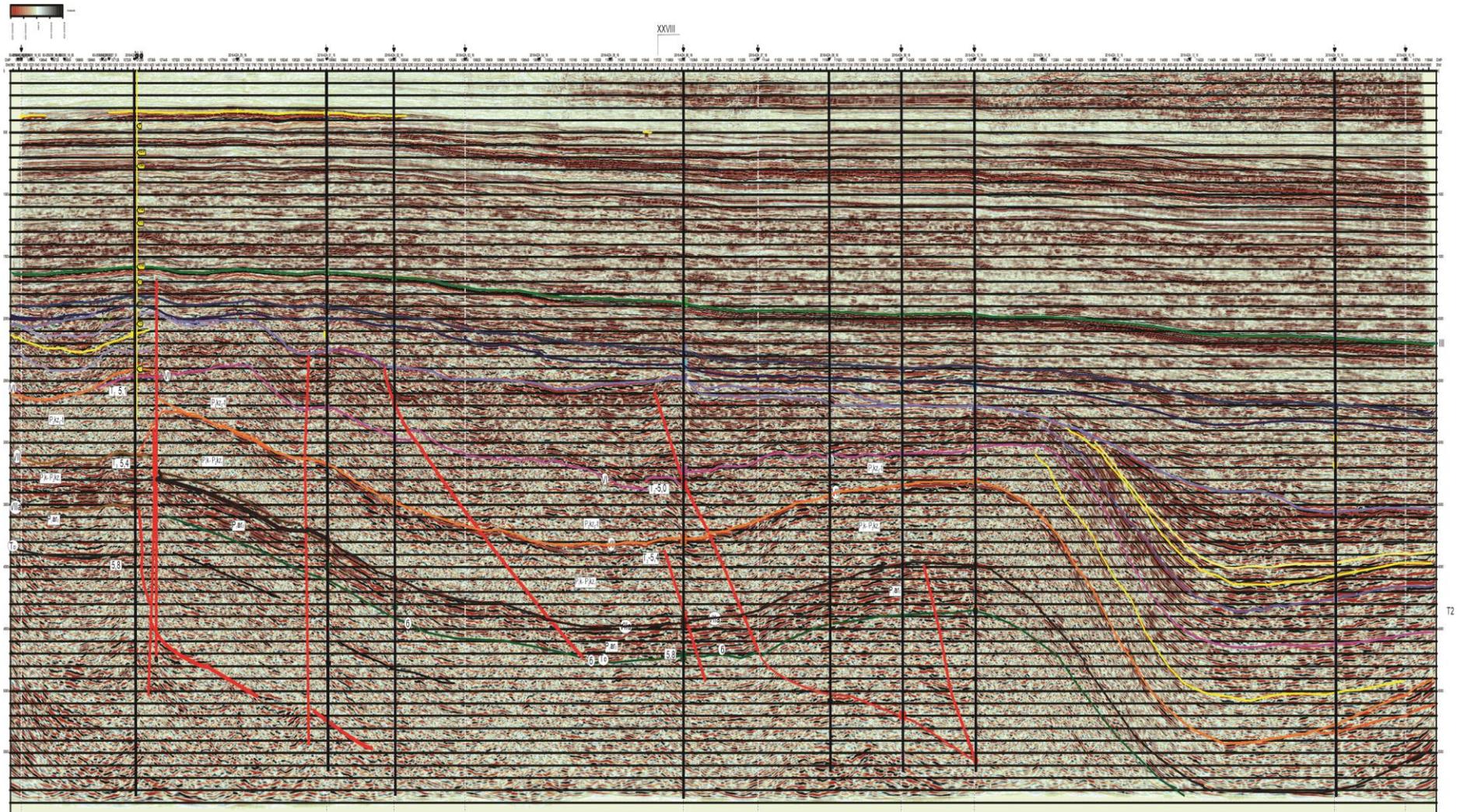


Приложение Б - Структурная карта Северного Устьурта по подошве юрских отложений



Составил: Волон Ю.А., Бадзаров В.А., Салимов Р.Б., Агитов М.П.

Приложение В - Карта перспектив нефтегазоносности



Приложение Г - Временной сейсмический разрез по линии 22, демонстрирует сопоставление преломляющих и отражающих границ.



Приложение Д – Диплом



Приложение Е - Сертификат о прохождении научной стажировки в Национальном университете Узбекистана имени Мирзо Улугбека