

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
Кожухмет К.А., к.г.-м.н., доцент,
Зарубежный консультант:
Попов Ю.В., к.г.-м.н.,
г. Ростов-на-Дону, Россия.

Республика Казахстан
Актау, 2025

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ	6
НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СЕВЕРНОГО УСТЮРТА, ВКЛЮЧАЯ КОСБУЛАКСКИЙ ПРОГИБ.....	15
Выводы по разделу 1.....	19
2 СТРУКТУРНО – ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ СЕВЕРНОГО УСТЮРТА, ВКЛЮЧАЯ КОСБУЛАКСКИЙ ПРОГИБ	21
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика района	21
2.2 Тектоническое строение Северного Устюрта, включая Косбулакский прогиб	33
2.3 Нефтегазоносность доюрского комплекса	45
2.4 Нефтегазоносность юрско- палеогеновых отложений	49
2.5 Нефтегазоматеринские комплексы, очаги генерации углеводородов... ..	53
Выводы по разделу 2.....	62
3 СОВРЕМЕННЫЕ ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ИЗУЧЕНИЮ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ И ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КОСБУЛАКСКОГО ПРОГИБА	64
3.1 Исследование клиноформенного строения газовых залежей палеогена в Косбулакском прогибе на основе новых геолого – геофизических данных.....	64
3.2 Исследование палеозойских отложений в Косбулакском прогибе на основе новых геолого – геофизических данных.....	86
3.3 Сейсмостратиграфический анализ доюрских отражающих горизонтов Косбулакского прогиба.....	88
Выводы по разделу 3.....	106
4 АКТУАЛИЗАЦИЯ ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОГО ПОТЕНЦИАЛА КОСБУЛАКСКОГО ПРОГИБА	111
4.1 Геолого – геофизическое моделирование и структурная характеристика Косбулакского прогиба.....	111

4.2 Прогнозирование распределения перспективных нефтегазовых структур на основе актуализированных данных	121
Выводы по разделу 4.....	126
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	128
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	131
ПРИЛОЖЕНИЕ А – Диплом	141
ПРИЛОЖЕНИЕ Б - Сертификат о прохождении научной стажировки в Национальном университете Узбекистана имени Мирзо Улугбека.....	142

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Рифты – разрывные структуры, формирующиеся в областях начального разделения литосферных плит, и выполняют функцию границ их дивергенции.

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 - сегмент стратифицированной оболочки Земли, состоящей из твердых пород (стратисферы). Этот сегмент преимущественно сложен породами осадочного и вулканогенного происхождения, которые подверглись значительным метаморфическим преобразованиям вплоть до гранулитовой и амфиболитовой фаций. Для таких пород типичны сильная структурная деформированность и наличие многочисленных интрузивных тел, сформировавшихся позднее основного массива.

Вулканогенно-осадочная оболочка - верхний ярус стратисферы и сложена осадочными и вулканогенными породами, характеризующимися низкой степенью метаморфических изменений (не выше начальной стадии метаморфизма). В отличие от консолидированной коры, данные породы отличаются слабой или умеренной степенью деформации, а иногда полностью сохраняют исходную структуру без признаков эпигенетических изменений. Такое понимание строения вулканогенно-осадочной оболочки основывается на результатах сейсмостратиграфических исследований, позволяющих изучать геологическое строение территорий, недоступных для традиционных полевых наблюдений.

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

Фундамент – совокупность деформированных горных пород, перекрытая толщей с незначительной степенью деформации.

Кристаллический фундамент - нижний структурный уровень платформы, который залегает непосредственно под платформенным чехлом и сложен интенсивно деформированными и метаморфически изменёнными породами с многочисленными интрузиями, преимущественно гранитного состава. Формирование такого комплекса пород происходит в период, предшествующий платформенной стадии развития конкретного участка земной коры.

Отражающий горизонт - сейсмическая граница в геологическом разрезе, которая выделяется по контрасту скоростей распространения сейсмических волн в различных породах.

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

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
СП	сейсмогеологическая провинция
СГО	сейсмогеологическая область
СГЗ	сейсмогеологическая зона
СПЗ	сейсмогеологическая подзона
СГР	сейсмогеологический район
ГЗГГ	глубинное зондирование горных пород и грунтов
Сорг	содержание органического углерода

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В данной диссертационной работе были использованы ссылки на следующие нормативные документы и государственные 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]. В пределах северо-восточной части Северного Устюрта расположен Косбулакский прогиб, который рассматривается в данной диссертации.

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, 3Д-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 Косбулакского прогиба, 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 воздействие на изучение фациальных условий осадконакопления, литологии, а

также коллекторских свойств пород, что непосредственно влияет на прогноз нефтегазоносности отдельных стратиграфических подразделений.

Исследования в области нефти и газа привело к изменению ситуации, повысив актуальность более подробного исследования геологического строения мезозойско-кайнозойских и палеозойских образований Северного Устюрта. В этих условиях особую значимость приобретает изучение клиноформенных комплексов палеогена и карбонатных массивов палеозоя как ключевых объектов нефтегазопойска.

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. Особое внимание уделяется изучению Косбулакского прогиба, расположенного на территории узбекистанского сектора Северного Устюрта. В работах Юлдашевой М.Г. представлен детальный анализ геологического разреза данного прогиба, выполненный по результатам интерпретации материалов глубокого бурения. Полученные данные служат важной основой для последующего изучения аналогичных структур в казахстанской части 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].

С другой стороны, принимая во внимание 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 Косбулакского прогиба, 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 Устюрта, включая клиноформенные комплексы и карбонатные массивы. Определены литолого-фациальные особенности продуктивных горизонтов, сеймостратиграфическое строение и структурно-тектонические факторы, влияющие на процессы нефтегазоаккумуляции. 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 нефтегазоаккумуляции.

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 Устюрта. 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. Практическое значение исследования проявляется в том, что 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 керна, 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 Устьюрту, включая каротажные диаграммы, акты опробования, результаты лабораторных исследований пластовых флюидов, керны и шлама, а также сейсмические материалы 2Д 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» (№АР22686978), реализуемого при поддержке Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан в 2024–2026 гг. Исследование нефтегазоносности Северного Устюрта, в частности Косбулакского прогиба и выявление новых залежей углеводородов на основе геофизических данных является частью данного проекта, что соответствует тематике диссертации. В ходе реализации гранта были проведены геолого-геофизические исследования, результаты которых легли в основу диссертации.

Апробация результатов работ и публикации.

Результаты исследований и основные положения, изложенные в диссертационной работе, были представлены и обсуждены на международной научно-практической конференции «Научная модернизация: наследие личности», посвящённой 95-летию академика Ш. Есенова (г. Актау, октябрь 2022 г.) (приложение А), а также на международной геологической

конференции «Нефтегазовое будущее Мангистау» (г. Актау, апрель 2024 г.). По итогам выступлений получены положительные отзывы, замечания и рекомендации, которые учтены при подготовке окончательного варианта диссертации [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 Б) [22].

Основные результаты диссертационного исследования изложены в семи научных публикациях, включая две статьи в журналах, индексируемых в базе данных Scopus, три 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 142 страниц машинописного текста включает введение, четыре главы, заключение и список использованных источников, содержащий 142 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» Кожамет 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 «OPTIMUM» и его Генеральному директору Курманову Б.К. за оказанное внимание и всестороннюю поддержку в ходе всего периода исследования.

1 ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СЕВЕРНОГО УСТЮРТА, ВКЛЮЧАЯ КОСБУЛАКСКИЙ ПРОГИБ

Устюртская область наряду с Аму-Дарьинским и Предкавказско-Мангышлакским бассейнами формирует единый блок земной коры — Скифско-Западно-Туранский (СЗТБ), для которого характерно наличие консолидированного фундамента докембрийского (кадомского) возраста. В конце докембрия данный блок, совместно с юго-восточной частью Прикаспийской впадины, был присоединён к Восточно-Европейской платформе. В течение фанерозоя СЗТБ, включая территорию Устюрта, формировался и развивался в пределах Восточно-Европейского континента, а с пермского периода продолжил эволюцию уже в составе Евразийского материка [23].

В начале палеозойской эры Восточно-Европейский континент (ВЕК) находился в южном полушарии, при этом Северо-Западный Туркменский бассейн являлся областью накопления осадочных толщ. В течение всего палеозоя ВЕК постепенно смещался на север, совершая при этом вращение вокруг собственной оси по часовой стрелке. На его южной периферии периодически происходили магматическая активность была вызвана процессами субдукции океанической коры бассейна Палеотетиса, с внедрением интрузивных комплексов преимущественно гранодиоритового состава на территории Карабогазского, Каракумского и Песчаномысского сводов, а также в пределах Устюрта. Возраст таких интрузий варьирует от ордовикского до карбонового периода.

В раннем палеозое на северном крае Устюрта сформировалась рифтовая структура — Каспийское море оказывало влияние на ослабление Тугаракчанского рифта и представляющий собой восточное, слепое окончание Уральско-Каспийского океанического бассейна. В позднедевонское – раннекарбоновое время в пределах этого рифта образовалась Южно-Эмбинская впадина, заполненная серыми терригенными породами грауваккового типа мощностью до 5 км. Аналогичные по составу и возрасту (поздний девон – ранний карбон, Д3–С1v1) отложения развиты также на соседних площадях Северо-Устюртской и Прикаспийской впадин. Источником терригенного материала являлась островная дуга невулканической природы, сформированная на месте ранее существовавшего Сакмарского океанического бассейна.

Обособление Уральского океана, как западного ответвления Палеоазиатского океана, началось еще в раннем ордовике (арениг). В силурийско-девонский период в его пределах сформировалась Магнитогорская островная дуга, разделившая бассейн на западную часть (Сакмарский океан) и восточную часть. К концу девона Сакмарский океан полностью закрылся, и Магнитогорская островная дуга была аккрецирована к Восточно-Европейскому континенту. Зоной их коллизии служит Главный Уральский разлом, вдоль которого распространены гипербазитовые тела. Аккулковский вал является трансформной границей между структурами Урала и Северного Устюрта.

В фамене Восточно-Европейский континент вместе с Устюртом достиг экваториальных широт, имея приуральскую часть с широтным ориентированием. Ширина Уральского океана в то время достигала примерно 700–1000 км. Казахстанский микроконтинент располагался северо-восточнее, выше 10–12° северной широты. В этот период наблюдались процессы субдукции под энсиалическую островную дугу Восточного Урала. Одновременно на территории Северного Устюрта происходило расширение мелководных шельфовых бассейнов, в которых накапливались преимущественно терригенно-карбонатные отложения. Предположительно, верхнедевонские отложения залегали непосредственно на докембрийском фундаменте.

В девонский период образовалась крупная рифтовая система, известная как Донецко-Туаркырский рифт. Эта структура простиралась через всю территорию Восточно-Европейского континента и включала в себя Припятский и Днепровско-Донецкий прогибы, складчатые зоны Донбасса, кряж Карпинского, а также структуры Мангышлака и Туаркыра. В пределах Южного Мангышлака рифтовая зона разделялась на две ветви: главная направлялась в сторону бассейна Палеотетиса через область Туаркыра, тогда как вторая ветвь охватывала территории, соответствующие современным Ассаке-Ауданскому и Дарьялык-Дауданскому прогибам. В интервале девон – ранний карбон в условиях глубоководного шельфа здесь происходило накопление преимущественно черноцветных терригенных отложений с прослоями карбонатных пород, а в Дарьялык-Дауданском прогибе отмечены базальтовые эффузивы. К середине карбона процессы растяжения прекратились.

В раннем карбоне-башкире континентальные блоки продолжили смещаться на север с вращением вправо, сужая Уральский океан. Области, включая Устюрт, были покрыты морями с преобладанием карбонатного осадконакопления. К концу визейского – началу серпуховского века скорость перемещения континента увеличилась, на окраине Казахстанского микроконтинента сформировался Валериановский вулканический пояс [24-26].

В среднем карбоне началось закрытие Уральского океана и произошла мягкая коллизия Казахстанского континента с Восточно-Европейским. Формирование орогена завершилось жесткой коллизией к концу перми – началу триаса, сопровождавшейся складчатыми и надвиговыми структурами, а также гранитоидным магматизмом. Большая часть территории Урала и Казахстана в этот период превратилась в гористые области суши. В то же время на площадях Устюрта и в Прикаспийской впадине от среднего карбона до артинского века сохранялся морской режим осадконакопления, где преобладали терригенные отложения. Размеры бассейна постепенно сокращались, а отдельные участки начали испытывать периодическое осушение. В конце карбона и начале пермского периода на востоке Устюрта образовалась морская впадина, заполненная глубинными артиллитами и флишевыми песчаниками, сопровождавшимися проявлениями бимодального вулканизма на территориях Байчагырского и Агыйнского поднятий, а также в пределах Ассаке-Ауданского прогиба.

Последующая пермская история (с артинского века) ранее была неясна, однако новые данные сейсмических и буровых исследований позволили более детально охарактеризовать этот этап. В конце артинского времени активизировались коллизионные процессы, произошёл регресс Мирового океана, и Прикаспийская впадина трансформировалась из глубоководного бассейна 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].

В пермский период территория Устюрта и Прикаспийской впадины находилась на широте примерно 15-20° северного полушария, где господствовал тропический аридный климат, способствовавший интенсивному соленакоплению. Дополнительным условием формирования мощных соленосных толщ стала вулканическая активность, которая развивалась по южной окраине Восточно-Европейского континента (в том числе в районах Предкавказья и Красноводска), и обеспечивала поступление в бассейн значительных объёмов хлора.

В позднепермское (татарский век) и триасовое время в результате постколлизионных тектонических движений возникали масштабные разломно-сдвиговые структуры, такие как Арало-Кызылкумская, Северо-Устюртская зоны, Центрально-Устюртская, Каратауская, Токубайская и другие), а также произошло общее опускание Северного Устюрта при одновременном подъёме Южно-Эмбинского, Центрально-Устюртского, Уральского и Казахстанского блоков. Степень погружения была неодинаковой: в Косбулакском, Самском, Кулажатском прогибах амплитуда достигала 3 км, тогда как на поднятиях и структурных ступенях – лишь 1-1,5 км.

К среднему триасу Устюрт располагался примерно на 30° с.ш. В условиях аридного климата раннего и среднего триаса, аналогичных позднепермским, происходило накопление аллювиально-озерных красноцветных и пестроцветных терригенных отложений. Источниками обломочного материала служили территории Казахской суши и отдельные возвышенности Северного Устюрта. На территории Казахстана сохранялись локальные

вулканические центры и озерные бассейны, а из Палеотетиса в район современного Каспийского моря проникал морской залив.

В позднем триасе регион сместился на север примерно на 5-6°, при этом палеогеографическая ситуация в целом оставалась прежней, однако климат изменился на гумидный субтропический. В этот период формировались преимущественно серые, нередко углистые песчано-глинистые породы. В конце триаса – начале юрского периода произошла активизация тектонических процессов, связанных со столкновением Евразии и Закавказского микроконтинента, вызвавшая складчатость в пределах Мангышлакского рифта и интенсификацию разломно-сдвиговых структур Северного Устюрта и Приаралья.

В ранней юре в регионе сохраняется континентальный режим осадконакопления при влажном субтропическом климате. На значительной части территорий продолжалась денудация либо накапливались маломощные (100–200 м) песчано-глинистые угленосные породы. Однако в районе Аральского моря, а именно в пределах Косбулакского прогиба и Южного Приаралья, отмечено существенное увеличение мощности отложений нижней юры до 500–1200 м. Эти отложения представлены озерно-аллювиальными породами песчано-глинистого состава, насыщенными остатками обугленной растительности. В пред тоарское 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 покрывкой 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 клиноформенное 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].

Выводы по разделу 1

Геологическое развитие территории напрямую связано с эволюцией Скифско-Западно-Туранского блока, который на протяжении своей истории являлся частью Восточно-Европейского, а позже Евразийского континентов. В палеозойский период данный регион подвергался активным тектоническим процессам, вызванным субдукцией океанической коры Палеотетиса, что способствовало появлению интрузивных тел и активизации магматической деятельности. В позднедевонский – раннекарбонный период на месте более древнего Тугаракчанского рифта образовалась структура Южно-Эмбинского прогиба, заполненная мощными толщами терригенных отложений.

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, ВКЛЮЧАЯ КОСБУЛАКСКИЙ ПРОГИБ

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика района

Фундамент Северного Устюрта до зоны Аккулковского вала представлен интрузивными и метаморфическими породами, сформировавшимися в позднем докембрии. Вдоль Аккулковского разлома проходит тектоническая граница, разделяющая Северо-Устюртский континентальный блок с докембрийским (кадомским) фундаментом и Уральский блок (район Челкарского прогиба), характеризующийся герцинским фундаментом верхнедевонского возраста. Породы фундамента вскрываются на периферии Челкарского прогиба, включая структуры Аккулковского вала, Базайского поднятия и Жумагульского выступа. В данном районе обнаружены породы, которые, вероятно, относятся к докембрию и палеозою. К верхнему протерозою относятся амфиболиты из скважины Г-16 Базайская, а также кристаллические и метаморфические сланцы, выявленные в скважинах Г-1 Кызылой и Г-16 Базайская. В скважинах Г-2 Аккулковская, Г-1 Сорбулак и Г-6 Жумагул выявлены углистосерицитовые сланцы, филлиты, базальтовые порфириты и серпентиниты (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, расположенной на Шахпахтинской ступени, в интервале глубин 3770–3910 м установлены кварц-полевошпат-слюдистые сланцы тёмно-зелёного цвета. Аналогичные сланцевые породы вскрыты и в призабойном интервале скважины 1П Картпай (глубина 3990–4000 м) и представлен породами фундамента рифейского возраста, что находит подтверждение по результатам интерпретации сейсмических материалов и данных ГИС.

К востоку от Арало-Кызылкумского вала расположены участки с фундаментом герцинского возраста, однако здесь встречаются также отдельные блоки докембрийского возраста. В скважинах этого региона выявлены сланцы, порфириты, габбро, граниты и известняки, относящиеся к палеозою (силур–карбон). Нижнепалеозойские отложения на Устюрте достоверно не установлены. Условно к силурийскому периоду были отнесены рассланцованные гравелиты, тёмно-зелёные песчаники, алевролиты и мусковит-хлоритовые сланцы на территории площади Айбугир, однако более вероятным представляется их докембрийский возраст.

Осадочный складчатый чехол Устюрта представлен отложениями от верхнего девона до нижней перми (ассельского века). Эти породы вскрыты

ЛИТОЛОГО - СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ СХЕМА СЕВЕРНОГО УСТЬЮРТА

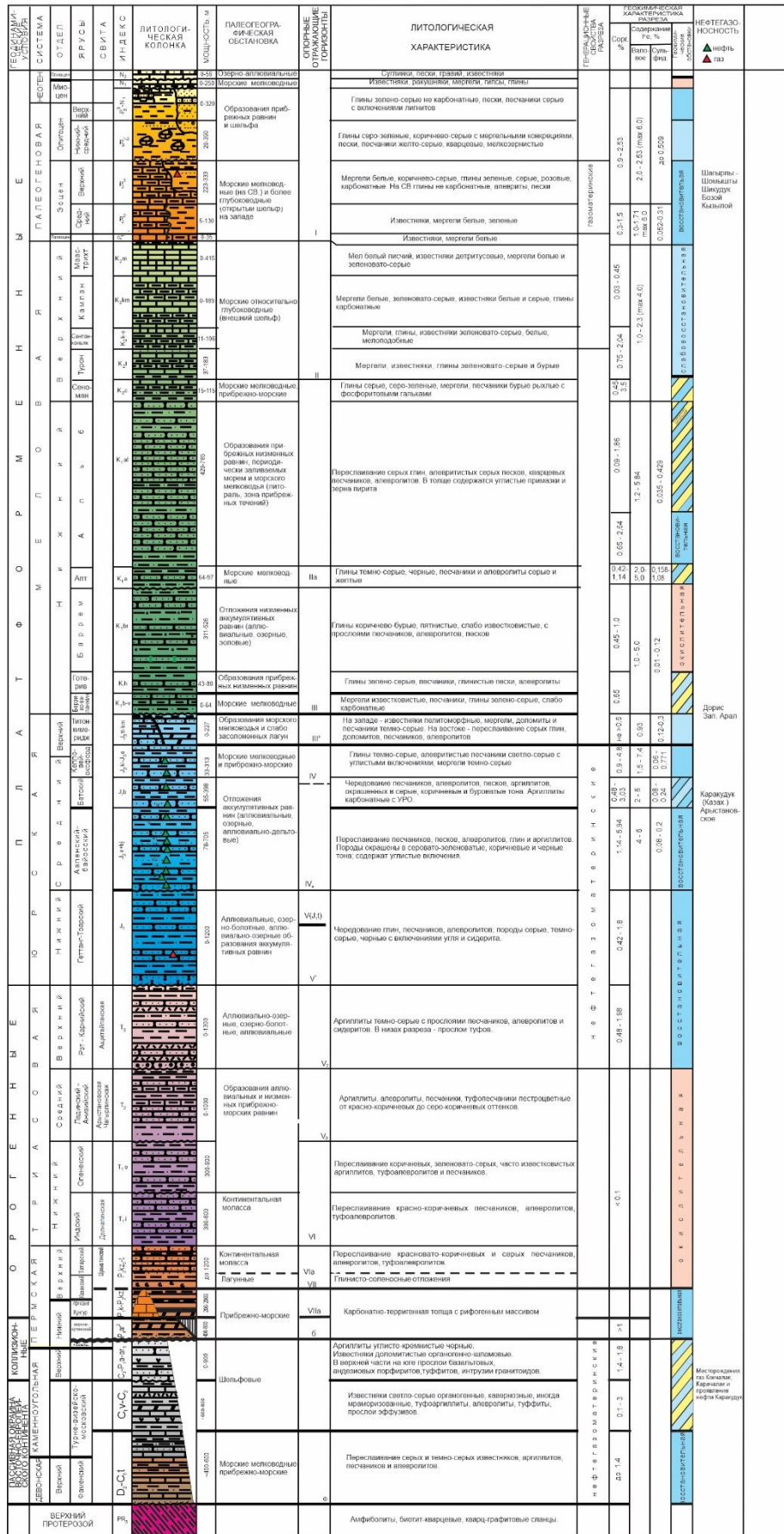


Рисунок 1 - Литолого-стратиграфический разрез Косбулакского прогиба

позволяют разделить палеозойский осадочный чехол региона на несколько литолого-стратиграфических комплексов.

Комплекс верхнедевонско–среднекарбонového возраста выделяется в пределах Барсакельмесского и Челкарского прогибов, а также на территориях Арыстановской и Шахпахтинской ступеней и Южно-Эмбинского поднятия. Наиболее детально этот комплекс охарактеризован в районе Куаныш-Коскалинского вала и смежных с ним структур, где преимущественно представлен породами карбонатного состава. Наибольшие мощности отмечены на площадях Каракудук (скважина №6 — 544 м) и Уртатепа (скважина №2 — 911 м). Выявленное различие мощностей обусловлено неодинаковой степенью эрозионного среза верхних горизонтов, непосредственно перекрытых отложениями юрского возраста. В интервале скважины 6 Каракудук по микрофаунистическим данным (фораминиферы) установлены отложения, соответствующие позднему девону и серпуховскому ярусу.

Среднекарбонová (башкирская) часть разреза в пределах Барсакельмесского прогиба сохранилась от последующего размыва лишь на отдельных участках — таких как Центральный Кушкаир, Акманказган, Карачалак и др. Здесь она также представлена преимущественно органогенными известняками. Совокупная мощность карбонатной толщи ДЗ–С2 в Барсакельмесском прогибе, как правило, не превышает 900–1200 м. В интервале 3500–3770 м скважины № 1 Кубла-Ассакеаудан (Шахпахтинская ступень) вскрыты брекчированные, мраморизованные доломитизированные известняки темно-серой окраски и туфогенные породы с остатками морской фауны, характерной для позднедевонского времени.

В юго-западной зоне Северного Устюрта, в пределах Арыстановской ступени, недавно на двух участках были обнаружены карбонатные породы, сформировавшиеся в карбонovém периоде. Так, в скважине Г-1 (площадь Елигажи) под песчаниками верхнепермского возраста (глубинный интервал 3806–4750 м) вскрыты органогенные и скрытокристаллические известняки серой и светло-серой окраски. Нижняя часть разреза (около 130 м) характеризуется чередованием известняков с алевролитами и черными аргиллитами. Углы падения пород достигают 30–40°. Верхняя часть известняков (около 250 м) отделена от подстилающих толщ прослойкой темно-серого аргиллита. На основании данных по фораминиферам и другой фауне, этот интервал датируется верхнебашкирским – нижнемосковским временем (средний карбон). Ниже, в интервале 4420–4520 м, установлены поздневизейские фораминиферы. В самой нижней, карбонатно-аргиллитовой части разреза палеонтологические остатки не зафиксированы.

В скв. П-1 Кушата (Байчагырское поднятие) под эффузивно-терригенными отложениями верхнего карбона и перми (СЗ–Р1) вскрыты 220 м мраморизованных известняков, которые, по данным корреляции с разрезом скв. Г-1 Елигажи и сейсмическим материалам, также интерпретируются как карбонové. Соответственно, мраморизованные известняки Центрально-Устюртского поднятия (район Кокбахты), ранее отнесённые к девону, с высокой долей вероятности также следует относить к карбону. Породы

аналогичного состава и возраста (нижний – средний карбон) с мощностью до 300 м выявлены южнее, в границах Дарьялык-Дауданского прогиба (территория Туркмении), где на участке Тарымгая эти отложения оказались продуктивными по газу. Непосредственно под известняками здесь расположены вулканогенные образования, представленные туфобрекчиями и андезитовыми порфиритами [32].

В 1998 году примерно в 40 км севернее Аккулковского поднятия была пробурена глубокая скважина NW-1 Aral, в которой ниже красноцветных пород верхнепермского возраста (интервал глубин 4500–4700 м) обнаружена толща мощностью около 200 м, представленная светло-серыми известняками с прослоями серовато-зелёных аргиллитов, содержащих микрофауну, типичную для московского яруса среднего карбона. По результатам сейсмических исследований, общая мощность фаменско–среднекарбоновой толщи в этом районе достигает 1000–1200 м.

В пределах Южно-Эмбинского поднятия, расположенного между Прикаспийской и Северо-Устьюртской впадинами, по данным скважин также установлены отложения верхнего девона и карбона. В отличие от карбонатных разрезов, характерных для южных районов, здесь верхнедевонские – нижневизейские отложения представлены мощной (до 5 км) сероцветной морской граувакковой толщей. Данные породы зафиксированы в пределах площадей Мынсуалмас, Жанасу и Туресай, где представлены преимущественно песчаниками, аргиллитами и алевролитами с включением прослоев известняков, конгломератов и кислых туфов. В поздневизейское и среднекарбоновое время в указанном регионе происходило накопление преимущественно терригенно-карбонатных отложений шельфового типа с общей мощностью, достигающей 800–1000 м.

Породы верхнекарбонового и нижнепермского возраста выявлены по результатам бурения на Куаныш-Коскалинском валу, Актумсукском, Агыйнском и Байчагырском поднятиях. В частности, на структуре Байтерек (Актумсукское поднятие) вскрыта толща флишеидных образований мощностью порядка 800 м. В интервале 2070–2880 м скважины 2-П обнаружена толща, сложенная углистыми и кремнисто-глинистыми аргиллитами, а также алевролитами и песчаниками. В разрезе встречаются органогенные известняки, переслаивающиеся с туфогенными отложениями, включая туфы, туффиты и порфириты. На основе данных фораминиферового анализа установлено, что верхняя часть разреза соответствует ассельскому ярусу нижней перми. Аргиллиты насыщены обугленным растительным детритом, наблюдаются тонкие прослойки угля; содержание органического углерода (Сорг) варьируется от 0,25 до 2,75%. Туфы и известковистые туффиты локализованы преимущественно в нижних горизонтах, а порфириты — в верхних. Породы характеризуются выраженной трещиноватостью и высокими углами падения (50–70°).

В скв. Сарытекиз-1 на том же поднятии в нижней части (260 м) вскрыта толща, сходная по составу с байтерекской, представленная черными углисто-кремнистыми и карбонатно-кремнистыми аргиллитами с алевролитовыми

прослоями. Над ней располагается пачка туфогенных пород мощностью 360 м (туфопесчаники, туфоалевролиты), отнесённая по фораминиферам к гжельско-ассельскому возрасту. Завершает разрез толща (около 300 м) миндалекаменных диабазовых порфиринов. Углы падения пород достигают 40–50°, содержание Сорг в аргиллитах — 0,55–0,7%.

На газовом месторождении Куаныш, ниже отложений верхнепермских красноцветных пород толщиной от 50 до 130 м, были выявлены сероцветные отложения мощностью 300 м, сложенные аргиллитами, алевролитами, песчаниками и тонкими прослоями известняков с включениями порфиринов. В аргиллитах зафиксирован значительный процент обугленного растительного вещества (до 5–8%), а в известняках присутствуют остатки микрофауны: криноидей, остатки морских ежей, мшанок, а также трилобитов. Содержание органического вещества в этих породах варьирует в пределах от 0,17 до 1,54%.

В пределах Барсакельмесского прогиба (районы Насамбек, Тулей, Картпай, В. Айтуз, Жиес, Тедженказган) отложения СЗ–Р1 представлены продуктивными толщами кислых и средних эффузивов, туфов, туфобрекчий и туфопесчаников. Они перекрыты маломощной красноцветной пачкой аргиллитов (60–130 м).

На территории Куаныш-Коскалинского вала возраст указанных отложений подтверждается наличием фораминифер. В интервале 300 м в скважине Абадан-1 выявлен разрез темно-серых аргиллитов с включениями порфиринов, в которых обнаружены фораминиферы, соответствующие касимовскому и гжельскому ярусам.

Отложения возраста СЗ–Р1 на участке Акчалак включают кислые туфы, темно-серые аргиллиты, алевролиты, песчаники, а также доломиты и органогенные известняки. Вероятно, к этому же временному интервалу можно отнести гранитоидные интрузии, вскрытые под толщей юрских отложений на площадях Раушан, Башчуак, Южный Куаныш и других.

В Судочьем прогибе и на Тахтакаирском валу установлены отложения, представленные темно-серыми и черными аргиллитами, с редкими прослоями алевролитов и песчаников. На участках Урга, Бердах и Арка-Кунград они не содержат однозначной фаунистической характеристики, что вызывает разночтения в стратиграфической интерпретации: их относят либо к СЗ–Р1, либо к ТЗ–J1. Однако комплекс сейсмостратиграфических, палеогеографических и тектонических данных позволяет предположить, что данные отложения являются более молодыми и датируются артинско-кунгурским временем.

На Байчагырском поднятии, а также в скважинах на площадях Кушата, Ирдалы (Казахстан), Курлук, Баймен вскрыты вулканогенно-осадочные отложения СЗ–Р1. Ввиду отсутствия палеонтологических остатков, их возраст трактуется по-разному — от позднего девона до триаса. В скв. П-1 Кушата под триасовыми породами вскрыта толща эффузивно-осадочного состава мощностью 524 м (интервал 2800–3324 м), представленная зелеными и бурыми породами туфогенного состава — туфопесчаниками, туфоалевролитами и туфоконгломератами. В скважине П-2 Кушата, расположенной на 5 км

севернее, мощность схожего комплекса достигает 1336 м; здесь наряду с обломочными породами установлены пласты лав различного состава. На площади Ирдаллы вскрыты аналогичные отложения, мощность которых достигает 800 м, с включением андезитовых порфиритов.

Доплитный сероцветный комплекс верхнеартинско-кунгурского возраста обозначен как начальная стадия платформенного комплекса. Он залегает с выраженным стратиграфическим и угловым несогласием на складчатом основании. Несогласие фиксируется по отражающему горизонту «б». Северная часть Северного Устья в разрезе скв. 4-П Северный Мынсукульмас характеризуется артинской толщей, в которой переслаиваются темно-серые и серые песчаники, алевролиты и аргиллиты. В вертикальных слоях выявлены фораминиферы и криноидеи, свидетельствующих о морских условиях осадконакопления. В обломках известняковой гальки обнаружены фораминиферы среднекарбонового возраста, а в аргиллитах выявлены споры и пыльца, как пермского, так и позднедевонского возраста, что свидетельствует о размыве пород от девона до среднего карбона в артинское время.

По мнению автора, к верхнеартинско-нижнеказанским отложениям следует отнести аргиллито-алевролитовую и мергелистую черную толщу, вскрытую в пределах Судочьего прогиба, Тахтакаирского вала и Ассак-Ауданского прогиба. Она залегает с несогласием на карбонатно-терригенных и эффузивных образованиях карбона и нижней перми, не содержит эффузивов, локализуется выше горизонта «б» и формирует самые глубокие участки прогибов. Эта толща обогащена обугленным растительным детритом (до 5%), при этом бедна на фаунистические остатки. Ввиду этого в ряде работ она трактуется как СЗ–Р1 или ТЗ–J1. Мощность черной толщи колеблется: от 430 м на площади Бердах до 1100 м на площади Арка-Кунград; по результатам сейсмических исследований в пределах Кульбайской мульды и Самского прогиба его мощность составляет порядка 300–500 м. Относительный возраст подтверждается находками аммонитов семейства *Paranaoceras* Haeff. (кунгурско-уфимский ярус) и фузулин в карбонатной брекчии нижнепермского возраста в нижележащих горизонтах скважина Северная Урга-1. Согласно сеймостратиграфическим данным, в пределах Косбулакского прогиба и Мынсуалмасской ступени выявлена мощная карбонатная платформа. Ее толщина достигает 2 км [33–35].

Анализ сеймостратиграфических данных позволил условно выделить отложения верхнеказанского возраста в пределах Самского, Кулажатского и Култукского прогибов, а также в пределах блока Косбулак и Кульбайской мульды. Здесь их мощность оценивается не менее чем в 200–300 м. Характерным признаком является наличие локальных зон увеличения мощности, приводящих к образованию слабо выраженных куполообразных структур, часто осложнённых мелкими разломами. Эти тектонические нарушения затрагивают не только пермские и триасовые отложения, но в отдельных случаях и нижние горизонты юрской системы (участки Бегеш, Аманжол, Тышканды, Харой). При этом гравиметрические аномалии (отрицательные) над такими структурами, как правило, отсутствуют, что,

вероятно, обусловлено незначительной мощностью соленосных отложений. На этом основании допускается, что разрез верхнеказанских отложений может иметь глинисто-соленосный либо глинисто-ангидритовый характер. В Дарьялык-Дауданском прогибе на структуре Ербурун под триасовыми породами установлена соленосная толща мощностью 100 м. В пределах отчетных сейсмических профилей верхнеказанские отложения прослеживаются совместно с татарскими терригенными породами в пределах единой сеймопачки между отражающими горизонтами VI и VII.

Верхнепермские (татарские) и нижнетриасовые красноцветные континентальные отложения, вследствие их литологического однообразия и бедности палеонтологическими остатками, в ряде случаев рассматриваются в качестве единой стратиграфической единицы. Они представлены преимущественно красноцветными конгломератами, гравелитами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами, при общей мощности до 2000 м. В отдельных структурах (Судочий прогиб, Актумсукский, Тактакаирский и Куаныш-Коскалинский валы, Центрально-Устюртское, Южно-Эмбинское и Агыйнское поднятия) толща P2–T1 либо отсутствует, либо выражена слабо (до 100–200 м). В пределах Узбекистана максимальные мощности этих отложений зафиксированы в Самском, Косбулакском прогибах и Кульбайской мульде. В частности, в Самской скважине вскрыта толща мощностью 1430 м, в Восточно-Касарминской — 1050 м, в Теренгкудукской — 1580 м, а в Восточно-Харойской — около 450 м. Сейсмические данные указывают на возможность увеличения этих мощностей на 20–25%. В скважинах Харой и Теренгкудук по палинологическим данным выявлены спорово-пыльцевые комплексы верхнепермского и нижнетриасового возраста (индский ярус). Разграничение пермской и триасовой частей разреза проводится условно — по преобладанию песчаников в триасовых слоях.

На территории Казахстана, в пределах Северного Устюрта, отложения пермского и нижнетриасового возраста распространены повсеместно и имеют значительные мощности, достигающие 2 км. Пермская часть характеризуется преимущественно песчаным составом, в то время как нижнетриасовые красноцветные песчано-глинисто-алевролитовые породы содержат остатки органики раннетриасового возраста (остракоды). Наиболее мощные толщи татарского яруса верхней перми зафиксированы в Самском прогибе и северо-приаральской зоне. В частности, на участке Шомышты мощность пермской толщи превышает 1150 м, на Тунгуроксор — более 1770 м, на Куланды — свыше 850 м. Эти разрезы представлены косослоистыми разнотекстурными полимиктовыми песчаниками розовой и бурой окраски, с прослоями гравелитов, алевролитов и, реже, аргиллитов. Мощность нижнетриасовой части разреза изменяется от 150 м в районе Шомышты до 900 м в пределах Арыстановской ступени. Основу данной толщи составляют красноцветные аргиллиты с включениями 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. Отложения среднего триаса представлены преимущественно пестроцветными породами песчано-глинистого состава. Среди них выделяются разномзернистые глинистые песчаники и смешанные породы песчано-глинисто-алевритового типа. Основной литологический тип — полимиктовые песчаники с примесью туфового материала. Верхняя часть разреза отличается более глинистым составом и бурым цветом. Основу породы составляют глинисто-алевролитовые известковистые отложения вкрапления песчаников с глинистой составляющей. 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. [36].

На участке Чушкакуль (скв. Г-1) с помощью трёх скважин был изучен полный разрез верхнетриасовых отложений. Разрез представлен преимущественно темно-серыми и аргиллитами черного цвета с чередующимися прослоями песчаников, местами также алевролитов и гравелитов. В отложениях отмечается значительное количество обугленного растительного детрита. Песчаники преимущественно мелко- и среднезернистые, полимиктового состава, с глинисто-сидеритовым типом цементации. 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 отнесённые к верхнетриасовым отложениям темно-серые глины и слабо сцементированные песчаники, вскрытые в интервалах 1275–1305

м и 2054–2147 м, на основании последних данных следует пересматривать в пользу их принадлежности к нижнеюрскому возрасту.

В Северо-Устьюртской опорной скважине верхнетриасовая толща охватывает интервал 2292–2821 м и представлена переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов, с незначительным преобладанием песчаников. Последние характеризуются серым цветом, мелко- и среднезернистым полимиктовым составом, высокой плотностью и прочностью; в отдельных горизонтах отмечается примесь мелкогравийного материала. Во многих образцах зафиксированы обугленные фрагменты растительности.

Аргиллиты варьируют по окраске от серой до тёмно-серой и почти чёрной, часто содержат кремнистые конкреции и сидерит, а также обугленные растительные остатки. Во множестве случаев наблюдаются зеркала скольжения, что может свидетельствовать о тектонической переработке части разреза.

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 разномзернистые, 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-Устьюртской 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].

В пределах периферии Устьюрта и на поднятиях нижнеюрские отложения либо отсутствуют, либо их мощности незначительны. В разрезе отмечены озерно - аллювиальные песчаники, гравелиты, серые глины и алевролиты. Также выявлены прослои бурых углей с мощностью, достигающей 150–200 м. 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 разномзернистые 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 разрывом 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 преимущественно представлен мощной сероцветной толщей озёрно-аллювиального генезиса, сложенной песчаниками, алевролитами и глинистыми отложениями, с подчинённым участием гравелитов и линз бурого угля. В западных районах — в пределах Колтыкского прогиба, на Шахпахтинской ступени и в Ассакеауданском прогибе — в слоях батского и верхнебайосского возраста отмечается появление пластов серых песчаников и глин прибрежно-морского происхождения. 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 разрывом на батских отложениях. Отложения келловейско-оксфордского возраста представлены преимущественно серыми, голубоватыми и зеленовато-серыми глинами, в составе которых встречаются подчинённые прослои хорошо отсортированных песчаников и алевролитов. Один из песчаниковых пластов, как правило, залегает в нижней части разреза и является главным коллекторским горизонтом в пределах изученных нефтегазоносных структур. Мощность данной толщи изменяется в диапазоне от 200 до 300–500 м, постепенно возрастающая в юго-восточном направлении.

В завершающей части юрского разреза верхнеюрские отложения киммеридж - титонского возраста состоят из комплекса известняков с мелкокристаллической структурой, с редкими включениями карбонатных

песчаников и алевролитов. Мощность этих отложений варьируется от 20 до 50 м в восточных районах. В западных и юго-западных участках она достигает 200–250 м. 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 Устьюрта. В северной части Устьюрта 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 Устьюрт. 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 Устьюрта 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 Устьюрт. 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 Устьюрта мощности не превышают 4-4,5км, на остальных площадях они составляют 3-3,5км² [40].

2.2 Тектоническое строение Северного Устьюрта, включая Косбулакский прогиб

В начале настоящего раздела необходимо кратко изложить современное представление о строении консолидированной части земной коры (кристаллический фундамент). В пределах осадочного чехла выделяются геодинамические сейсмокомплексы (ГдСК), включая складчатый, доплитный и плитный комплексы, а также их более детальные сейсмостратиграфические

подразделения — сейсмостратиграфические этажи и квазисинхронные сейсмокомплексы.

Земная кора, в широком смысле, делится на два основных возрастных структурных уровня: нижнюю магмато-метаморфическую зону и верхнюю вулканогенно-осадочную оболочку. Эти оболочки отчетливо различаются по геофизическим признакам. Нижняя, или так называемая «консолидированная кора», не демонстрирует резких, регионально устойчивых отражающих горизонтов первого рода, тогда как верхняя, осадочная часть разреза, наоборот, характеризуется их высокой насыщенностью.

Консолидированная кора представляет собой глубоко изменённую часть стратисферы, состоящую главным образом из пород осадочного и вулканогенного состава, которые претерпели значительные метаморфические изменения вплоть до гранулитовой и амфиболитовой фаций. Для этих пород характерна высокая степень деформации, а также присутствие многочисленных более поздних интрузивных образований.

Верхняя часть стратисферы, представленная вулканогенно-осадочными отложениями, напротив, состоит из слабодеформированных или недеформированных пород, не прошедших метаморфизацию выше начальной стадии. Она формировалась в более спокойных тектонических условиях, что позволяет её использовать для стратиграфических и палеогеодинамических реконструкций. Понятие «вулканогенно-осадочная оболочка» имеет схожее смысловое содержание с термином «увосфера», предложенным Б.А. Соколовым в 1984 году. Увосфера представляет собой трещинно-поровое пространство, которое формируется в верхней части стратисферы, включающее в себя преимущественно осадочные породы, участвующие в биогеохимическом круговороте углерода и водорода и обладающие потенциалом генерации и аккумуляции углеводородов в различных агрегатных состояниях [41].

Выделение границы между консолидированной корой и осадочным чехлом в нашем исследовании осуществлялось на основе анализа региональных данных глубинного сейсмического зондирования (КМПВ). Эта граница является так называемой «шероховатой» сейсмической поверхностью с нестабильными акустическими свойствами, вследствие чего в поле отраженных волн она фиксируется лишь фрагментарно и требует сложной интерпретации. В то же время, в поле преломленных волн она прослеживается чётко и непрерывно и соответствует горизонту К0. Преломлённая волна, распространяющаяся вдоль этого горизонта, имеет сложный интерференционный характер с чередующимися волнами различной формы, что свидетельствует о наличии разветвлённой системы субвертикальных контактов. Ниже горизонта К0 располагается отражающая граница М (поверхность Мохоровичича), по которой фиксируется волна с предельной скоростью распространения — от 8,0 до 8,4 км/с. Отличительной чертой горизонта К0 является изменчивость его возраста вдоль простирания, при том, что в пределах одной тектонической структуры он сохраняет относительно постоянное стратиграфическое положение. Этот горизонт отражает завершение активных геодинамических процессов (магматизм, метаморфизм, тектоника) и

формирование новых участков консолидированной земной коры в пределах крупных литосферных блоков. В целом консолидированная кора демонстрирует однородные сейсмостратиграфические свойства, и в её пределах, как правило, не выделяются стратиграфические подразделения более низкого уровня. Внутренние отражающие элементы в структуре КК, как правило, приурочены к интрузивным образованиям или зонам тектонических нарушений, то есть имеют вторичный, наложенный характер.

Вулканогенно-осадочные комплексы формируют геодинамические сейсмокомплексы (ГдСК) осадочного чехла различного порядка: складчатый, доплитный и плитный. Их разграничение проводится на основании совокупности диагностических признаков, таких как особенности распространения, степень деформированности, а также характерные сейсмические параметры.

Складчатый геодинамический сейсмокомплекс (ГдСК) представлен слабо метаморфизованными толщами, залегающие в основании осадочного чехла молодых платформ и сформированные в условиях континентальной земной коры. В научной литературе они нередко обозначаются как «верхняя часть фундамента» или «складчатый фундамент».

Доплитный ГдСК включает относительно слабо деформированные комплексы, сформированные до начала накопления сплошной толщи недеформированных осадочных пород плитного комплекса. Наиболее типичным примером здесь служит так называемый «переходный комплекс», отражающий смену геодинамического режима от тектонически активного к стабильному платформенному состоянию [23, с.16; 42].

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 Устьюрте венчается мощной (до 3 км.) сероцветной континентальной терригенной серией верхнего триаса-лейаса, выполняющей центральные части прогибов и отдельные грабены. Плитный геодинамический сейсмокомплекс (ГдСК) представляет собой осадочные толщи, формирующие платформенный чехол как древних, так и молодых платформ. Эти отложения, как правило, не подвергались интенсивной деформации, на сейсмических разрезах фиксируются в виде упорядоченной, слоистой структуры и разделены системой регионально прослеживаемых отражающих горизонтов. Мощность плитного ГдСК в среднем составляет 3–4 км, хотя в отдельных районах может достигать 5–6 км.

В пределах Северного Устьюрта граница между складчатым и доплитным ГдСК фиксируется по отражающему сейсмическому горизонту «б», известному как акустический фундамент. Эта граница представляет собой одну из ключевых структур, которая устойчиво прослеживается в осадочном чехле региона. Граница проявляется резкой сменой сейсмического рисунка: в верхней части разреза прослеживаются чёткие, яркие отражающие горизонты, тогда как в нижней части — разрозненные, неустойчивые сигналы, позволяющий лишь

групповую корреляцию отдельных, локально выраженных границ. Горизонт «б» отражает важный этап геологической истории — завершение складчатых деформаций, часто сопровождаемых метаморфизмом, обусловленных коллизионными процессами, включающими взаимодействие и надвигание тектонических блоков на уровне земной коры.

Переход между доплитным и плитным ГдСК в пределах региона фиксируется по опорному отражающему горизонту V. Он соответствует последнему крупному угловому несогласию в разрезе и маркирует завершение постколлизионных тектонических процессов, сыгравших ключевую роль в формировании структуры земной коры в этом районе.

Анализ степени дислоцированности палеозойских комплексов, а также наличие и характер доплитного комплекса позволили обоснованно выделить в пределах изучаемой территории две крупные платформенные структуры — литосферные плиты Прикаспийская и Западно-Туранская отличаются своими структурными и стратиграфическими особенностями. Прикаспийская плита является частью древней структуры Восточно-Европейской платформы. Здесь палеозойские отложения характеризуются слабо выраженной тектонической переработкой. В отличие от неё, Западно-Туранская плита относится к молодой Центрально-Евразийской платформе и демонстрирует высокий уровень дислоцированности палеозойских толщ. Основные деформации на её территории относятся к докунгурскому этапу. Дополнительное усложнение структуры, включая складчатые элементы палеозоя и доплитного комплекса, связано с тектоническими событиями конца триасового и начала юрского периода.

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 составляют 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-нижеказанского 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 3 км (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 сдвиго-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 осадочного бассейна по доплитному комплексу прослеживаются достаточно четко и, как правило, приурочены к разрывным тектоническим нарушениям сдвигового типа. Сочетание тектонических нарушений юго-западного, северо-западного и меридионального направлений формирует характерную для региона клиновидную (треугольную) морфологию.

Ключевым структурным элементом бассейна является система субширотно и диагонально ориентированных прогибов, к числу которых относятся Колтыкский, Северо-Токубайский, Кулажатский, Самско-Бейнеуский, Косбулакский и Барсакельмесский. Эти депрессии разделены между собой седловинами и поднятиями различной выраженности. Для всех прогибов характерны четкие морфологические границы, представленные моноклинальными склонами, ступенями и блоками поднятий.

В пределах северной части Северо-Устюртского региона среди положительных тектонических элементов следует отметить Байчагырское (также известное как Яркимбайское) и Актумсукское поднятия, а также крупный Мынсуалмасский выступ, играющий важную роль в структуре фундамента региона.

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.

В восточной части Косбулакского прогиба Северо-Устюртский сдвиговый разлом претерпевает резкий поворот к югу, принимая субмеридиональное направление и далее тянется параллельно Аккулковскому разлому. Оба тектонических элемента формируют единую сдвиговую зону шириной до 30 км.

К северо-востоку от Косбулакского прогиба, в пределах кристаллического фундамента, зафиксировано структурное осложнение, интерпретируемое как Актумсукский залив. Он ограничен с запада Южно-Эмбинским разломом, а с востока — южным сегментом Сакмаро-Кокпектинского разлома. Восточное крыло залива отличается крутым падением и резко обрывается вдоль Сакмаро-Кокпектинского разлома, в то время как северо-восточное крыло имеет пологую структуру, на которой выделяется значительное по амплитуде (свыше 1 км) Восточно-Терескенское поднятие.

В центральной (центриклинальной) части Актумсукского залива зафиксировано максимальное погружение кристаллического фундамента — до 10 км, что свидетельствует о высокой тектонической активности данной зоны в постпалеозойский период.

Вдоль юго-западного борта Косбулакского прогиба проходит Мынсуалмасский разлом юго-восточного простирания, который отделяет прогиб от расположенной юго-западнее Мынсуалмасской ступени, ограниченной на севере Северо-Устюртским 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

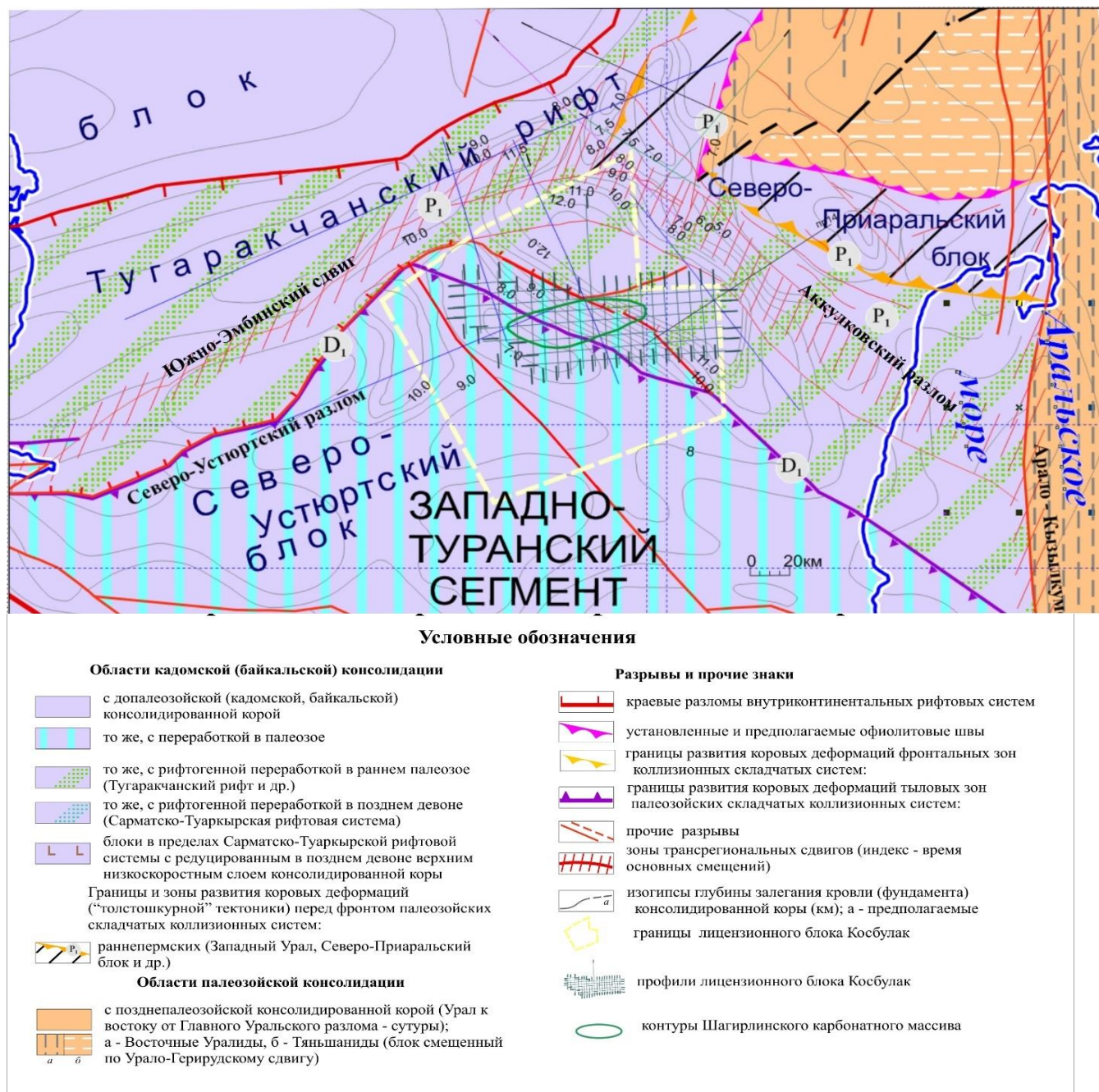


Рисунок 4 - Фрагмент Тектонической карты консолидированной коры фундамента

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 8 км до 11 км, фиксируя резкое погружение фундамента в сторону осевой части Косбулакского прогиба.

Строение юрско-неогеновой (плитной) толщи Северо-Устьюртского региона (Рисунки 5–6) изучено достаточно полно, в основном благодаря данным бурения и интерпретации двух ключевых сейсмических горизонтов — III и V. Горизонт III отражает структурные особенности кровли меловых отложений, тогда как горизонт V соответствует подошве юрской системы. В целом, структурные планы, построенные по этим отражающим горизонтам, схожи между собой, за исключением локальных различий в деталях.

Вопрос об очертании границ Северо-Устьюртской впадины по плитному комплексу остаётся дискуссионным. В традиционных моделях южная граница впадины проводится по группе разломов, прилегающих к Центрально-Устьюртско-Каратауской складчатой зоне. На северо-западе она связывается с областью прекращения солянокупольной тектоники; восточную границу проводят по субмеридионально ориентированной системе разломов и Арало-Кызылкумскому валу; северо-восточная часть ограничивается южными периклинальными окончаниями структур Урало-Казахстанской зоны (Рисунок 7).

В рамках настоящего исследования предлагается обновлённая модель границ Северо-Устьюртской впадины по плитному комплексу, более точно отражающая региональные структурные особенности, а также учитывающая различия в геодинамической эволюции территории в домезозойское и мезозойско-кайнозойское время. При этом принимается во внимание и различие в источниках генерации углеводородов.

В частности, предлагается проводить северную границу впадины не по условной линии затухания солянокупольной тектоники, а по зоне глубинного Северо-Устьюртского разлома, пересекающего южное крыло Южно-Эмбинского палеозойского поднятия. Таким образом, юрские отложения, развитые в пределах свода Южно-Эмбинской структуры к северу от указанного разлома, следует структурно относить к Прикаспийской впадине.

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

Юго-западная граница Северо-Устьюртской впадины также подвергнута уточнению: на Бузачинском участке она скорректирована, тогда как на Центрально-Устьюртском участке оставлена без изменений. Бузачинский свод, совместно с прилегающим Южно-Бузачинским прогибом, по своим тектоническим и стратиграфическим характеристикам демонстрирует большую близость к структурам Мангышлакской геосистемы. В связи с этим обоснованным представляется включение данной зоны в состав Северного Мангышлака, северо-восточной границей которого следует считать Токубайский разлом.

ГИН РАН
2017 г.

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

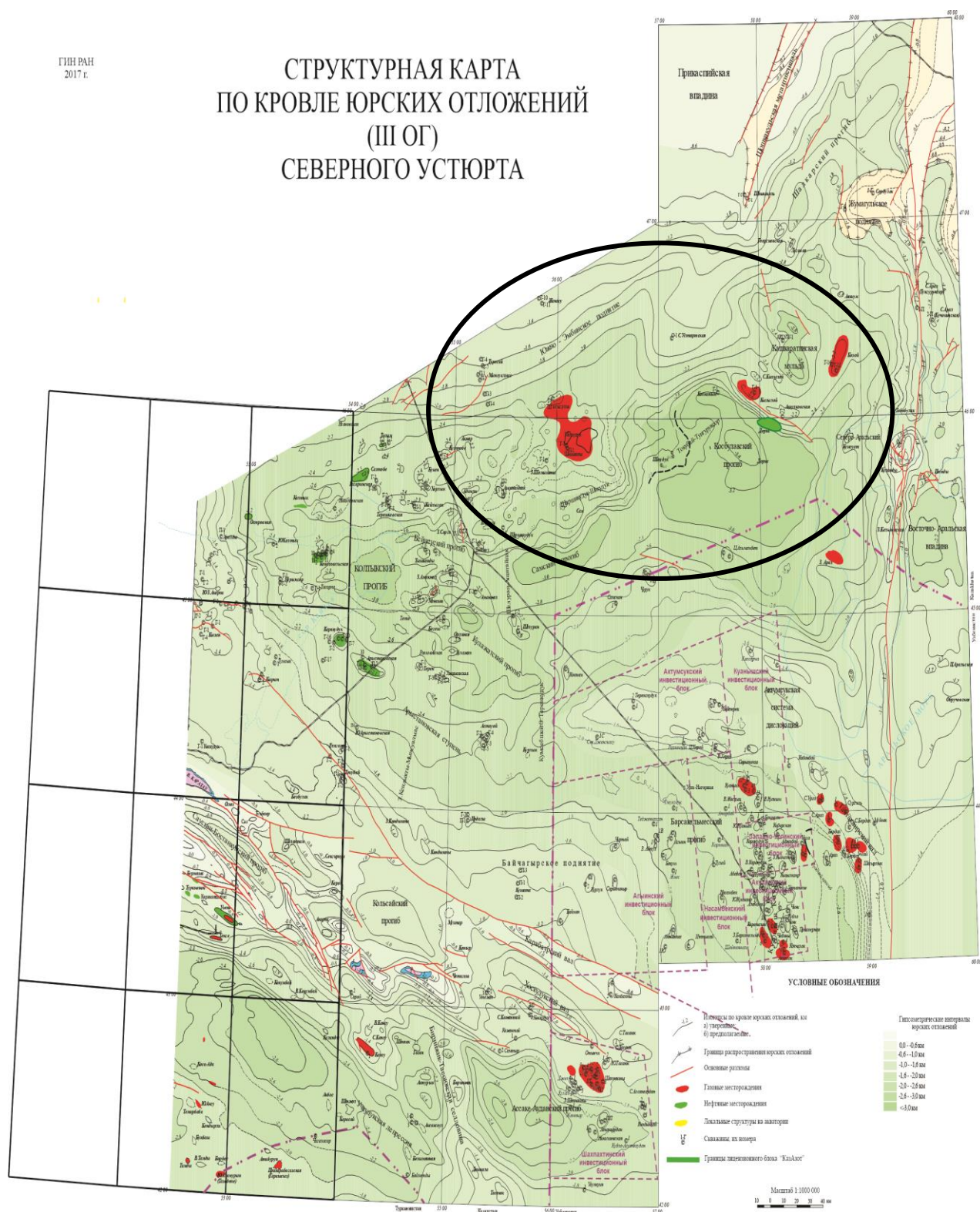


Рисунок 5 - Структурная карта по кровле юрских отложений Северного Устьюрта с выделением Косбулакского прогиба

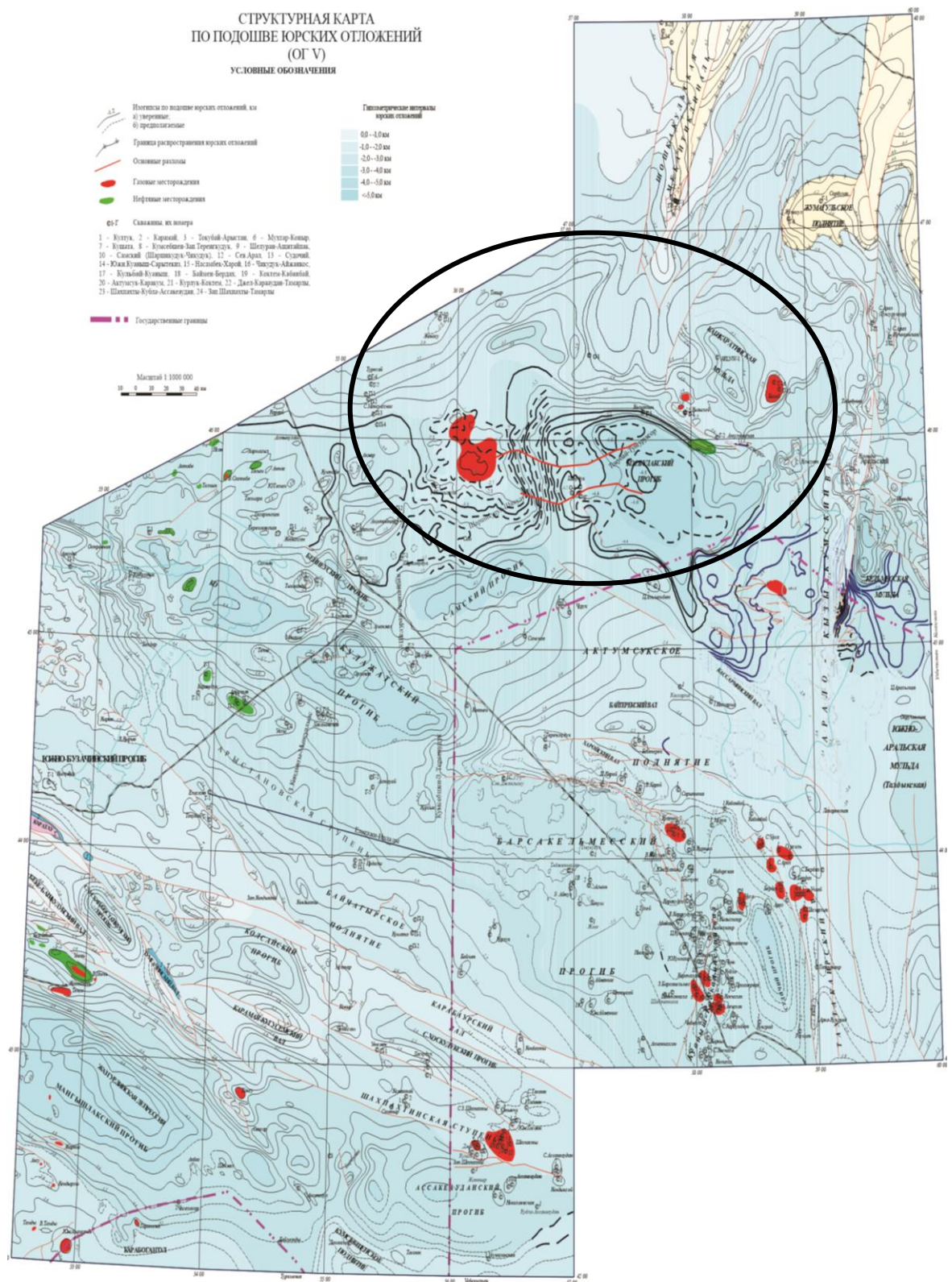


Рисунок 6 - Структурная карта по подошве юрских отложений Северного Устюрта с выделением Косбулакского прогиба

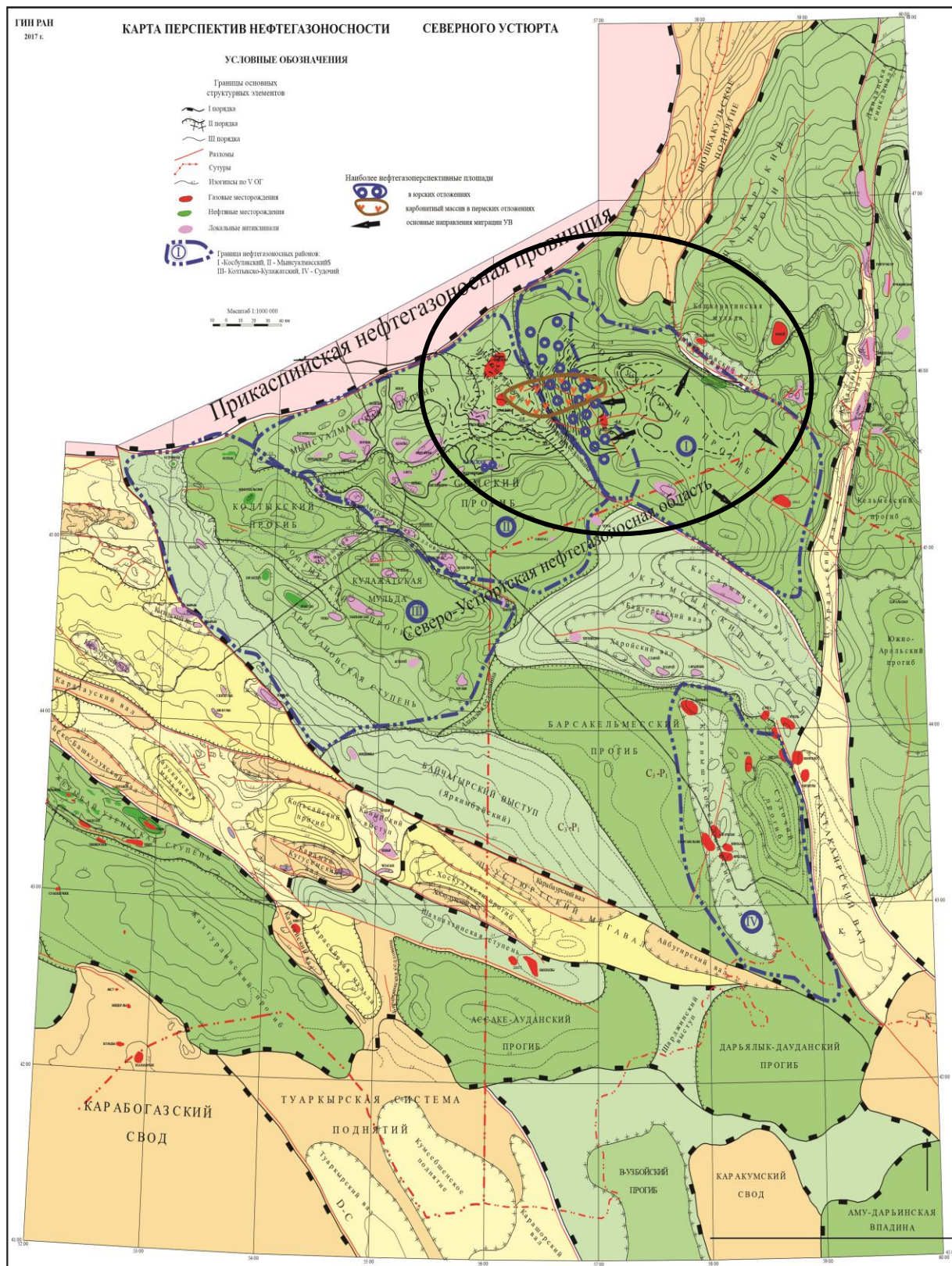


Рисунок 7 - Карта перспектив нефтегазоносности Северного Устьурта с выделением Косбулакского прогиба

Предложенное уточнение границ придаёт Северо-Устьюртской впадине более чёткое тектоническое положение в системе сопредельных крупных геоструктур, отражая различия в геологической эволюции и пространственной организации палеозойских и мезозойско-кайнозойских комплексов [48].

Анализ структурной карты по отражающему горизонту V показывает, что структура плитного комплекса в целом унаследовала основные черты строения подстилающих отложений. Сохраняется не только региональный структурный план, но и характер пространственного размещения элементов на зональном уровне. Конфигурация прогибов остаётся стабильной, их количество и положение практически не изменились. На месте Южно-Эмбинской моноклинали и восточного борта Самско-Бейнеуского прогиба чётко выделяется крупная Мынсуалмасская ступень, которая осложнена серией локальных структур. Подобная локальная расчленённость усиливается и на Арыстановской ступени, в седловинах и на бортах прогибов. Более выраженными становятся седловины, перешейки и линейные антиклинальные зоны, которые разделяют локальные прогибы.

Тектонические элементы региона сохраняют три основные ориентировки: северо-западную, юго-западную и меридиональную. Такое пространственное распределение структур свидетельствует о ведущей роли глубоких разломов и границ крупных тектонических блоков в формировании структурной архитектуры территории в мезозойскую эпоху. Структурный план по плитному комплексу в целом более сглажен по сравнению с подошвой пермотриасовых отложений и поверхностью фундамента, что отражает переход к более спокойным тектоническим условиям платформенного режима.

В центральной части Северо-Устьюртского региона прослеживается цепь прогибов, включающая Колтыкский, Кулажатский, Самско-Бейнеуский, Барсакельмесский и Косбулакский. Наиболее глубоким и обширным из них является Косбулакский прогиб, в пределах которого сейсмическими данными зафиксирована мощная толща нижнеюрских отложений — свыше 1 км. В остальных прогибах глубины залегания кровли юры имеют сопоставимые значения.

К началу нижнего мела сохраняется высокая выраженность локальных структур, особенно в пределах Ащитайпакской и Арыстановской ступеней, а также на седловинах между прогибами и вдоль Арало-Кызылкумского вала. Это указывает на устойчивое, наследственное развитие структуры минимум до раннемелового времени. Более высокая степень тектонической расчленённости западной части региона по сравнению с восточной может быть связана с проявлением здесь более активной пликативной тектоники.

Общая конфигурация структуры Северо-Устьюртской впадины по подошве мела практически аналогичен юрскому (ОГ-V), но существенно более сглажен.

Разломы интенсивно проявлены в доюрских отложениях. Ограничивающие впадину региональные разломы (Северо-Устьюртский, Токубайский, Центрально-Устьюртский и Арало-Кызылкумский) имеют сдвиго-надвиговую природу, связанную с движением Северо-Устьюртского 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

Нефтегазопроявления в палеозойских отложениях зафиксированы исключительно в восточной части Устюрта (на территории Узбекистана). Объекты, на которых были зафиксированы данные, включают Каракудук, Центральный Кушкаир, Восточный Барсакельмес, Северный Караумбет, Чибины, Северную Ургу и Бердах. Небольшие залежи газоконденсата были обнаружены также на площадях Кокчалак и Карачак. В пределах данного региона палеозойские и доверхнепермские отложения залегают на глубинах до 4 км, тогда как пермотриасовый покров выражен слабо либо вовсе отсутствует [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 50 тыс. 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.

Скважина №18 на глубине 3276 м вскрыла кавернозно-трещиноватые известняки нижнекаменноугольного возраста, перекрытые юрскими отложениями. Притоки газа и газового конденсата из этого интервала достигали 308 тыс. м³/сут при эксплуатации на 13-мм штуцере. 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. Скважина №1 в открытом стволе вскрыла интервал 3127-3260 м, сложенный метаморфическими сланцами фундамента, из которого был зафиксирован слабый приток углеводородного газа с дебитом 1100 м³/сут. Сланцы перекрывается среднеюрскими образованиями, из которых при испытании также получены непромышленные притоки газа

Карачалакское месторождение расположено в непосредственной близости от трёх мелких газовых залежей, выявленных в юрских отложениях — Акчалак, Кокчалак и Западный Барсакельмес. Такое пространственное соседство, а также сходство состава газа и конденсата указывает на возможную генетическую связь между палеозойскими и юрскими залежами. Газоносный интервал приурочен к верхней части выветрелой и верхнепермские красноцветные породы перекрывают зону трещиноватых известняков и выполняют роль экранирующей толщи.. Значительные притоки газа, варьирующиеся в пределах 250–500 тыс. м³/сут, отмечены в нескольких скважинах. В то же время в отдельных скважинах притоков не наблюдалось, что обусловлено локальным отсутствием продуктивных коллекторов. В скважине №3, пробурённой в приподнятой 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.

На Северо-Ургинском участке в процессе испытаний открытого ствола скважины №1 в интервале 4481–4460 м был зафиксирован промышленный приток газа с дебитом свыше 100 тыс. м³/сут. Газ поступал из эффузивно-обломочных пород, относящихся к верхнему карбону – нижней перми. Над продуктивным интервалом залегает мощная толща (около 600 м) кунгурско-нижнеказанских черных аргиллитов, выполняющая роль крыши. Однако при последующих испытаниях в обсаженной колонне были получены лишь незначительные притоки, что, вероятно, связано с ухудшением фильтрационных свойств пород или с техническими ограничениями испытаний.

Бердахское газовое проявление было зафиксировано в параметрической скважине №1П. При испытании открытого ствола в интервале 3860–3972 м получен приток газа с дебитом до 150 тыс. м³/сут из артинско-назанских пород. Аналогично ситуации на площади Северная Урга, при последующих испытаниях в обсаженной колонне были зарегистрированы лишь слабые притоки, что может быть связано с ухудшением условий фильтрации или герметизацией коллекторов.

Палеозойские отложения также изучались бурением в пределах Южно-Эмбинского поднятия. В разрезе верхнедевонских песчаников и известняков скважины Г-1 Жанау зафиксированы многочисленные признаки нефтенасыщенности — наличие нефтяных пленок, капель жидкой нефти, а также битумных включений в порах и трещиноватых зонах. При опробовании интервала 2505–2184 м был получен приток нефти в объеме 0,4 м³ в сутки. Установлено, что нефть обладает высокой плотностью (0,98), окисленным характером и высоким содержанием смол — до 67%, что указывает на её тяжёлый состав и значительную степень преобразованности. Примазки нефти в керне имеются в фаменских известняках в скважине П-3 Мынсуалмас.

Анализ представленных данных свидетельствует о региональной нефтегазоносности палеозойских отложений Устюрта. В то же время, несмотря на продолжительную историю их изучения, наличие устойчивой промышленной нефтегазоносности до настоящего времени остается недоказанным и вызывает определённые сомнения [52,53].

Нефтегазовые проявления, выявленные в пределах Устюрта, указывают на то, что верхнедевонско–нижнепермские отложения обладали потенциалом генерации углеводородов в прошлом. Однако реализация этого потенциала в форме устойчивых скоплений нефти и газа была существенно ограничена рядом геологических факторов.

Прежде всего, ключевым препятствием стало активное развитие эффузивно-интрузивных процессов, сопровождавшихся метаморфизмом как пород-коллекторов, так и содержащегося в них органического вещества. Это привело к разрушению исходной структуры материнских пород и потере генерационной способности.

Кроме того, в артинское время в результате коллизионных процессов на восточной границе Устюрта произошло значительное тектоническое перераспределение — палеозойские отложения оказались сильно дислоцированными, с углами падения слоёв от 30 до 50°, и подверглись глубокой эрозии, в отдельных районах доходящей до кристаллического фундамента. Эти процессы сопровождались длительным регрессивным этапом, в течение которого осадконакопление было прервано, что в комплексе привело к утрате значительной, а возможно и основной части углеводородного потенциала палеозойских толщ [54].

Верхнеартинско-нижеказанская 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 обладают признаками генерации углеводородов, поскольку содержат недостаточное количество неокисленного органического вещества. Обнаруженные в них признаки нефти, битумоидов и газа имеют вторичный

характер, что исключает возможность рассмотрения данного комплекса в качестве нефтегазоматеринского.

В отличие от них, верхнетриасовые озёрно-аллювиальные отложения сероцветного состава могут быть отнесены к нефтегазопроизводящим. Эти породы содержат повышенное количество органического вещества — от 0,21 до 0,54%, преимущественно гумусового происхождения, что благоприятствует преимущественно газовой генерации. Характерной особенностью органического вещества верхнетриасовых отложений (как и всего пермско-триасового комплекса) является повышенное содержание битумоидных компонентов, достигающее 20–42%, что указывает на его вторичную природу. Учитывая значительную мощность верхнетриасовой толщи (более 1 км), восстановительные условия осадконакопления и высокую насыщенность органическим веществом. Данные отложения могут рассматриваться как потенциально нефтегазогенерирующие. Наиболее развитые разрезы верхнего триаса прогнозируются в пределах Косбулакского прогиба. Что касается резервуарных свойств доюрских отложений, то они в целом оцениваются как слабые. Песчаники и алевролиты верхнедевонско–нижнекаменноугольного возраста, вскрытые на Южно-Эмбинском поднятии, характеризуются пористостью от 4 до 13% при проницаемости от 0,01 до 0,1 мД, однако значительная часть образцов практически непроницаема. Это объясняется широким развитием процессов хлоритизации и карбонатизации, приводящих к вторичному уплотнению пород. Тем не менее, при петрографическом изучении установлено широкое развитие трещиноватости, что значительно повышает проницаемость: в трещиноватых образцах она достигает 0,5–1 мД.

Сходные характеристики наблюдаются и у каменноугольно–нижнепермских пород, где пористость варьирует от 1 до 3%, а проницаемость, как правило, отсутствует. Это обусловлено высокой плотностью пород и негативным воздействием вторичных минералов, а также проявлением контактного метаморфизма вблизи магматических тел.

Несмотря на общее низкое качество резервуаров, на участках Каракудук и Карачалак в карбонатных коллекторах зафиксированы промышленные притоки нефти, газа и пластовой воды. В отдельных интервалах при бурении была поднята известняковая щебёнка, что указывает на наличие зон интенсивной трещиноватости. Микроскопические исследования образцов показали наличие двух пересекающихся систем трещин — субгоризонтальных (отрывного типа) и субвертикальных (скольжения), что способствует улучшению фильтрационно–ёмкостных свойств.

Следует особо отметить, что продуктивные интервалы приурочены к выветрелой верхней карбонатной толще, перекрытой верхнепермскими красноцветными отложениями с выраженным региональным несогласием. В указанных зонах интенсивно проявлялись процессы выщелачивания, способствовавшие формированию полостей и каверн, что дополнительно увеличило эффективный объём коллекторов и создало условия для аккумуляции углеводородов [55,56].

В скважине Елигажи-1 было проанализировано 40 образцов из карбонатной толщи карбонового возраста мощностью 950 м. Исследования показали крайне низкие коллекторские свойства: открытая пористость варьировала от 0,2 до 2%, а газопроницаемость оказалась нулевой. Аналогичная картина наблюдается и в скважине NW-1 Арал, пробуренной в пределах Шалкарского прогиба, где в 200-метровом интервале карбонатной породы также не выявлено коллекторов.

Тем не менее, в скважине Елигажи-1 по данным каротажа и испытаний был зафиксирован интервал известняков мощностью около 10 м на глубине порядка 4500 м, где отмечена слабая водоподача. Это связывается с зоной выветривания и тектонической трещиноватостью, которые локально улучшают фильтрационные свойства карбонатов.

Континентальные красноцветные отложения верхней перми и нижнего триаса в большинстве своём непроницаемы. Это обусловлено слабой сортировкой песчаников и алевролитов, их полимиктовым составом, а также интенсивным развитием эпигенетических преобразований — таких как хлоритизация, окремнение, ожелезнение и другие процессы, снижающие коллекторские параметры.

В пределах среднего триаса отдельные песчаниковые прослои обладают признаками коллекторов. В верхнетриасовых отложениях встречаются более мощные толщи, сложенные песчаниками и алевролитами, характеризующиеся пористостью в пределах 5–19% и проницаемостью от 0,8 до 5,4 мД. Тем не менее, свыше половины этих песчано-алевролитовых интервалов демонстрируют крайне низкую проницаемость, близкую к нулевой, что существенно ограничивает их потенциальную продуктивность.

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.

Арыстановское месторождение было открыто в 1966 году и приурочено к брахиантиклинальной структуре. Нефтеносность установлена в пределах средне- и верхнеюрских отложений, представленных переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. В пределах месторождения выделено 11 продуктивных горизонтов. Резервуары характеризуются сложным строением из-за высокой степени глинистости и карбонатности, что влияет на

коллекторские свойства: пористость составляет 14–16%, проницаемость варьирует от 1 до 15 мД [57].

Дебиты нефти в большинстве скважин составляют от 1,5 до 3,0 м³/сут, в отдельных случаях достигают 33 м³/сут, а на отдельных участках нижней части среднеюрского разреза — до 150 м³/сут. Геологические запасы оцениваются в пределах 2–3 млн тонн, однако месторождение числится в категории забалансовых в связи с низкими технологическими показателями и сложными условиями разработки.

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 толщинами 9,6–45 м. Дебиты нефти 25,3–155 м³/сут на 9 мм штуцере. Извлекаемые запасы около 12 млн. тонн.

Месторождение Комсомольское. Открыто в 1984 г. в антиклинальной складке в песчаниках келловейского яруса (два горизонта). Пласты-коллекторы на месторождении представлены разнотекстурными песчаниками, обладающими пористостью в пределах 15–17% и проницаемостью от 2 до 38 мД. Эффективная толщина продуктивных песчаных интервалов варьирует от 6,6 до 39,2 м, что обеспечивает относительно стабильные, хотя и невысокие, дебиты при разработке. Дебиты нефти 33–63 м³/сут на 5 мм 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 характеризуются значительной уплотнённостью, что привело к практически полной утрате первичной пористости. Это связано с высоким содержанием глинистого и карбонатного цемента, который заполняет поровое пространство и существенно снижает коллекторские свойства пород.

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 Устья 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%.

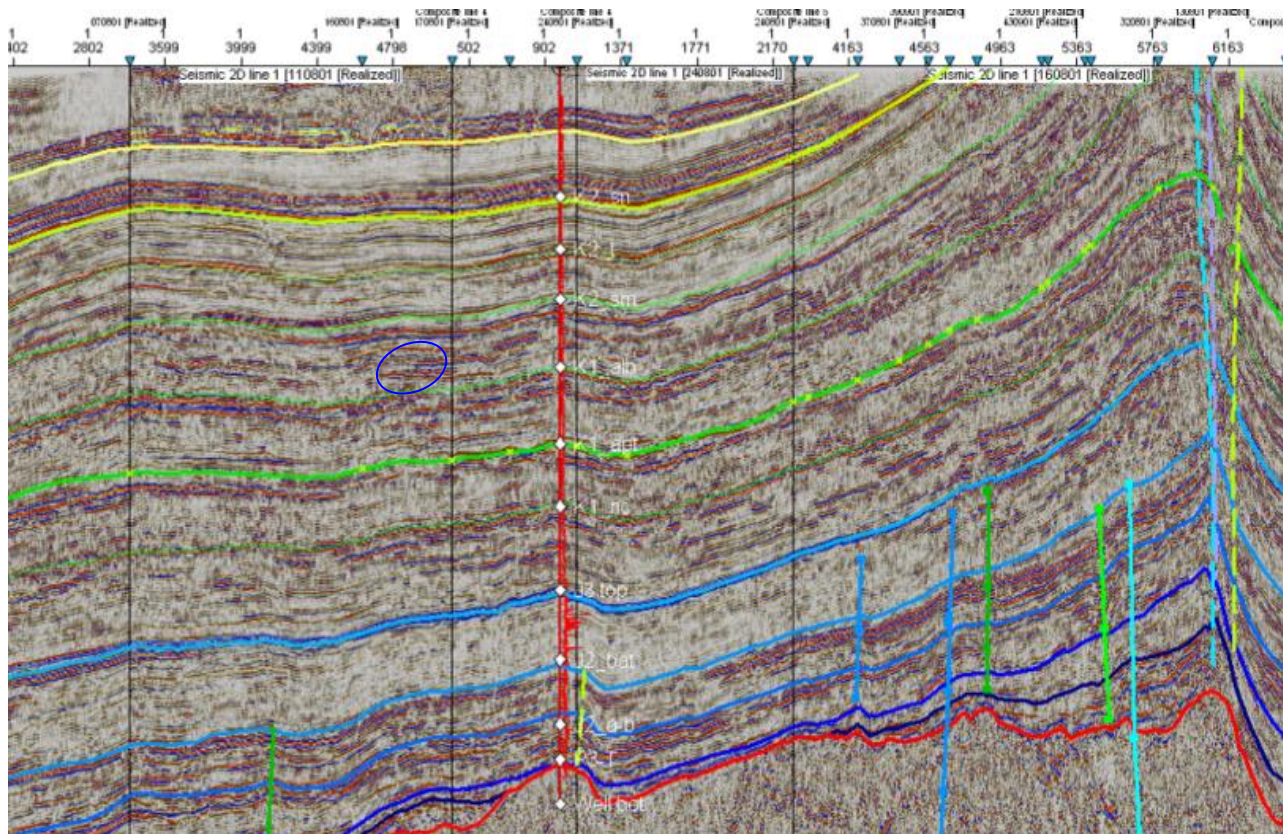


Рисунок 8 -Фрагмент сейсмического профиля через месторождение Западный Арал (обозначено овалом)

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). Крупнейшим газоконденсатным месторождением региона является Урга, с извлекаемыми запасами газа, оцениваемыми в 46,9 млрд м³, и конденсата — около 0,928 млн т. В пределах месторождения выделено девять газоносных пластов, большинство из которых имеют ограниченную мощность — в среднем 3–5 м. Наиболее выдержанным и продуктивным является пласт келловейских песчаников мощностью до 20 м, на который приходится порядка 30% всех запасов. Песчаники и алевролиты характеризуются хорошими коллекторскими свойствами: пористость составляет 6-28%, проницаемость – 700 – 850 мД.

Основу газового состава составляет метан, содержание которого достигает 70%, в то время как тяжёлые углеводороды и азот составляют около 20% и до 10% соответственно. Содержание конденсата в газе оценивается на уровне около 200 г/м³. Притоки газа из келловейского пласта изменяются в пределах от 35 до 66 тыс. м³/сут, а дебиты конденсата — от 0,8 до 3,9 тыс. м³/сут. В горизонтах средней юры дебиты не превышали 35 тыс. м³/сут, а из нижнеюрских пластов — не более 2 тыс. м³/сут.

На месторождении Куаныш выявлен один мощный газоносный пласт нижней юры, представленный песчаниками толщиной до 70 м. Здесь суммарные запасы газа оцениваются в пределах 2 млрд м³, а конденсата — около 0,75 млн т.

Большинство газовых месторождений восточной части Узбекистана, включая Урга, Северная Урга, Сургиль, Северный Арал, Бердах, Восточный Бердах и Шагырлык приурочены к восточной окраине Судочьего прогиба и смежному западному склону, что подчёркивает их тектоническую и геологическую общность.

Тахтакаирского вала, являющегося продолжением Арало-Кызылкумского. Здесь установлены резко увеличенные мощности (до 2-2,5 км) юры и появление нижней юры (до 500-700 м). Важной особенностью является залегание юрских отложений непосредственно (без красноцветов пермотриаса) 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).

Юрские отложения Устюрта отличаются частой чередой песчаных и глинистых пластов как в вертикальном, так и в латеральном направлении. Песчаники, как правило, сильно цементированы глинисто-карбонатным связующим, что отрицательно сказывается на их коллекторских свойствах. Наиболее устойчивые и распространённые песчаные горизонты приурочены к келловейским отложениям, сформировавшимся в условиях морской седиментации. Эти пласты обладают удовлетворительными и местами хорошими фильтрационно-емкостными характеристиками. Все выявленные залежи в юрской толще контролируются структурно и приурочены к антиклинальным складкам, локализованным на поднятиях, прилегающих к крупным прогибам. Ряд месторождений газа открыт в северной части Устюрта в эоценовых отложениях.

Месторождение Шагырлы-Шомышты было открыто в 1966 году и приурочено к антиклинальной складке, включающей четыре отдельных свода. Продуктивность установлена в пределах кумской свиты верхнего эоцена, представленной слабо сцементированными песками и песчаниками, чередующимися с плотными алевролитами и глинистыми прослоями. Газоносная залежь имеет пластово-сводовый тип с признаками литологического экранирования. Коллекторы характеризуются высокой

эффективной пористостью (до 26%) и проницаемостью порядка 49 мД, при эффективной толщине продуктивного интервала 8 м. Начальное пластовое давление составляло 4,1 МПа, температура — около 30 °С. Дебиты газа варьировали от 34 до 51 тыс. м³/сут на шайбе диаметром 9,6 мм. Газ преимущественно метановый, с содержанием метана в пределах 86,9–96,4%. Разведанные запасы оцениваются в 20,5 млрд м³.

Базайское месторождение, открытое в 1964 году, связано с брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания, осложнённой двумя локальными сводами. Газоносность установлена в пределах кумского горизонта верхнего эоцена. Коллекторы представлены разнотекстурными песками, песчаниками и алевролитами, с пористостью от 27,5 до 37% и высокой проницаемостью — от 169 до 725 мД. Залежи относятся к пластово-сводовому типу, эффективная толщина коллекторов варьирует от 2,7 до 9,7 м. Начальное пластовое давление составляло 3,4 МПа, температура — 25 °С. Дебиты газа находились в пределах 47,0–51,0 тыс. м³/сут. Содержание метана в составе газа достигало 93–96%. При начальных запасах около 15 млрд м³, в настоящее время месторождение эксплуатируется как подземное газохранилище.

Кызылойское месторождение, открытое в 1967 году связано с антиклинальной структурой площадью 256,5 кв.км. Продуктивные пласты приурочены к белоглинскому и кумскому горизонтам верхнеэоценового возраста, где выделяются две главные газоносные толщи, литологически связанные с алевролитами и чередующимися глинистыми прослоями. В отдельных зонах пористость достигает 37%, проницаемость — до 40 мД. Залежи литологически экранированы. Дебиты газа достигали 93 тыс. м³/сут на шайбе диаметром 15 мм. Пластовое давление варьировало от 4,8 до 5,0 МПа при температуре 32 °С. Содержание метана составляет 84,5–95,5%. Общие запасы газа оцениваются в 1,5 млрд м³.

2.5 Нефтегазоматеринские комплексы, очаги генерации углеводородов

С точки зрения нефтегеологического районирования Северо-Устьюртский 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 структурно-тектонический район охватывает Колтыкский и Кулажатский прогибы, Арыстановскую ступень, а также Северо-Токубайскую моноклираль. Для данной зоны характерна относительная тектоническая стабильность, с развитием моноклиальных форм и субплатформенного режима в позднем мезозое и кайнозое. Второй район включает Косбулакский прогиб и Базайско-Аккулковское поднятие. Здесь структура более контрастная по вертикальному расчленению, что связано с сочленением прогибов и поднятий, а также влиянием глубинных разломов,

формировавших блоково-плиточную тектонику в условиях позднемезозойского и кайнозойского активного режима.

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 вероятными зонами генерации углеводородов считаются прогибы северо-западного простирания — Колтыкский и Кулажатский. Функции зон аккумуляции нефти и газа выполняют Северо-Токубайская моноклинали и Арыстановская ступень, где достоверно установлена нефтегазоносность юрских отложений. Анализ геологических и геохимических данных позволяет утверждать, что юрские отложения данного региона представляют собой основной нефтегазоматеринский комплекс. Породы сформировались в условиях аллювиально-озёрных, болотных и прибрежно-морских фаций, с высоким содержанием органического вещества. Особенно высокие значения органического углерода зафиксированы в западных районах, где его концентрация в юрских толщах достигает 4,5–10,8%. Подобная насыщенность органикой обусловлена преимущественно морской фациальной обстановкой во время осадконакопления. Установлено также, что здесь в юрских отложениях содержание хлороформенных битумоидов колеблется в разном диапазоне 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 -келловей и верхнего триаса.

С учётом совокупности геологических критериев, северо-западная часть Северо-Токубайской моноклинали представляет значительный интерес в плане поисков залежей углеводородов. Перспективность территории обусловлена возможностью формирования ловушек, связанных как с антиклинальными структурами, так и с зонами выклинивания, стратиграфического и тектонического экранирования юрских отложений. Такие ловушки, при наличии эффективных коллекторов и покрышек, могут локализовать потенциально продуктивные залежи нефти и газа. 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 Устьурта. 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).

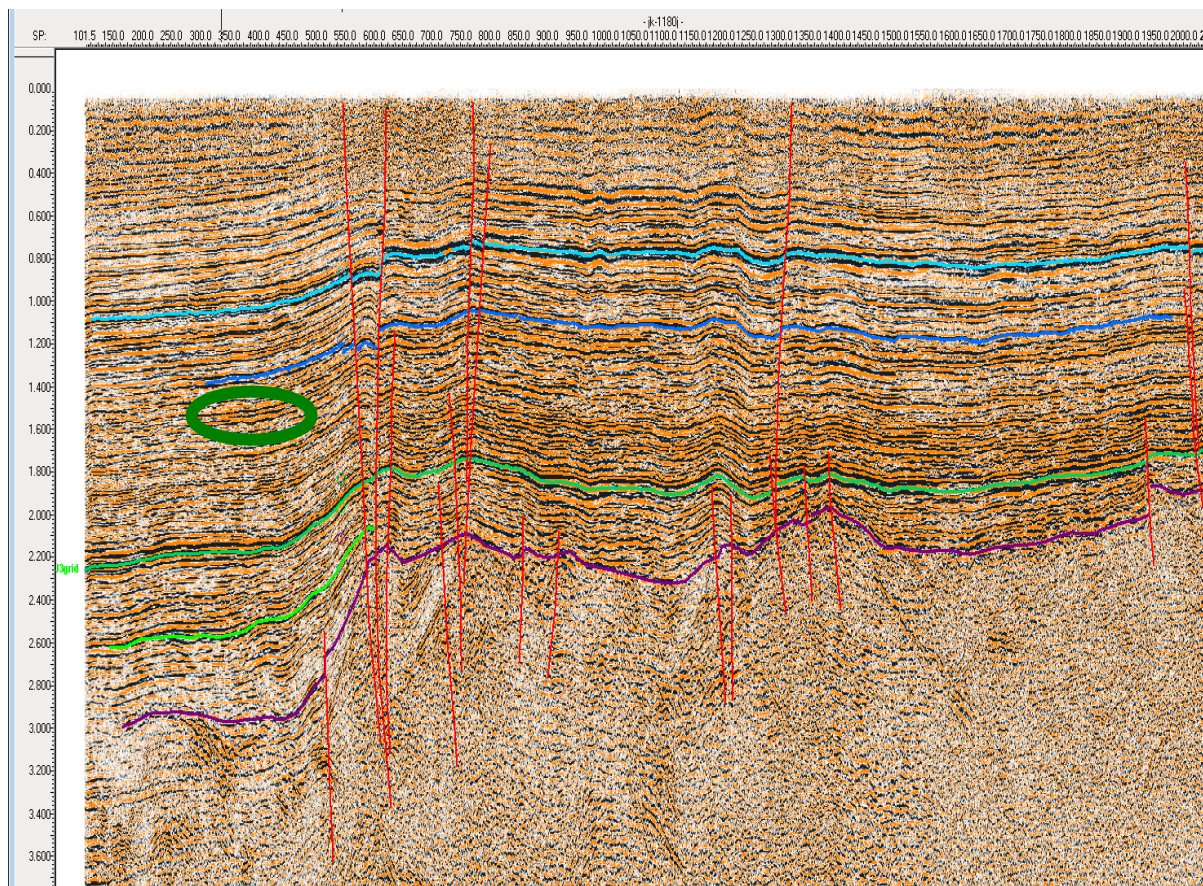


Рисунок 9 - Сейсмический разрез через месторождение Дорис (обозначено на рисунке овалом)

Отсутствие установленных залежей углеводородов на структурах западной и юго-восточной частей Косбулакского прогиба, по-видимому, связано с недостаточной геологической обоснованностью ранее намеченных объектов для бурения. По результатам многоотведённой глубинной сейморазведки (МОГТ) установлено, что в пределах юрских отложений отсутствуют структуры, ранее выделенные по материалам МОВ — в частности, Альмамбет, Каракум, Кассарма. Это указывает на необходимость пересмотра структурной интерпретации данной зоны и уточнения тектонических моделей при планировании дальнейших поисково-разведочных работ.

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

В западной части Косбулакского прогиба в начале 1970-х годов была пробурена опорная скважина Шикудукская О-1, с проектной глубиной 4500 м. Однако по техническим причинам, связанным с многократными прихватами бурового инструмента и интенсивными поглощениями бурового раствора, бурение было завершено на глубине 4134 м. Обсадная колонна была спущена лишь до 3008 м, каротажные исследования выполнены до глубины 4090 м, а газовый каротаж — до забоя. При этом в интервале 3400–3900 м, охватывающем значительную часть перспективных юрских отложений, газокаротажные данные оценены специалистами как неудовлетворительного качества.

Согласно материалам геофизических исследований (ГИС), в вскрытом (хотя и неполном) разрезе юрских отложений общей мощностью около 1240 м было выделено семь песчаных пластов-коллекторов, каждый из которых имеет толщину от 10 до 16 м. Часть этих пластов демонстрирует признаки газонасыщенности. Особенно интенсивные газопоказания зафиксированы в интервале 3025–3235 м, на границе средней и верхней юры, где отмечено резкое снижение плотности бурового раствора с 1,6 до 1,5 г/см³. В этом интервале по ГИС выделены два проницаемых песчаных пласта по 15 м каждый. Во время очередной промывки скважины на забое 4134 м произошёл газоводяной выброс — фонтан газа и воды поднялся примерно на 25 м выше уровня ротора. В первые 4–5 часов преобладал выброс газа с примесью воды, после чего доминировать стала вода с газовой компонентой. Максимальный дебит воды составил 240 м³/сут, газа — до 4000 м³/сут через 5-мм штуцер. Спустя 8 часов, в результате обрушения стенок неосаженной скважины, напор фонтана снизился до 1,5 м.

Предположительно, газ и вода поступали из двух песчаных пластов в интервале 3860–3910 м с мощностью 13 м соответственно. Согласно данным химического анализа, вода характеризуется хлоркальциевым составом с минерализацией 116 г/л. Газ — метановый, с содержанием этана и пропана до 16%. С учётом зафиксированных данных, можно с высокой долей вероятности предполагать, что скважина пересекла край газоконденсатного месторождения. Однако, в связи с техническими осложнениями, полноценное опробование не проводилось. Согласно битуминологическому анализу, выполненному И.Н. Коммисаровой и И.В. Долицкой [66], нижняя часть юрского разреза в пределах скважины обладает признаками нефтегазоматеринского комплекса. Содержание органического углерода в юрских отложениях колеблется от 0,12 до 3–5%, что указывает на потенциальную генерационную способность пород.

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 (J_{2bt}). 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 12000 км², в том числе с мощной юрой (до 2,5 км) 8000 км². Содержание органического углерода в юре от 0,2 до 2-5%, в среднем 1,5%. Глубины залегания нижнесреднеюрских горизонтов достаточны для генерации УВ (3400-6000 м) с преобразованием органического углерода до стадий катагенеза $МК_2$ - $АК_1$ [67].

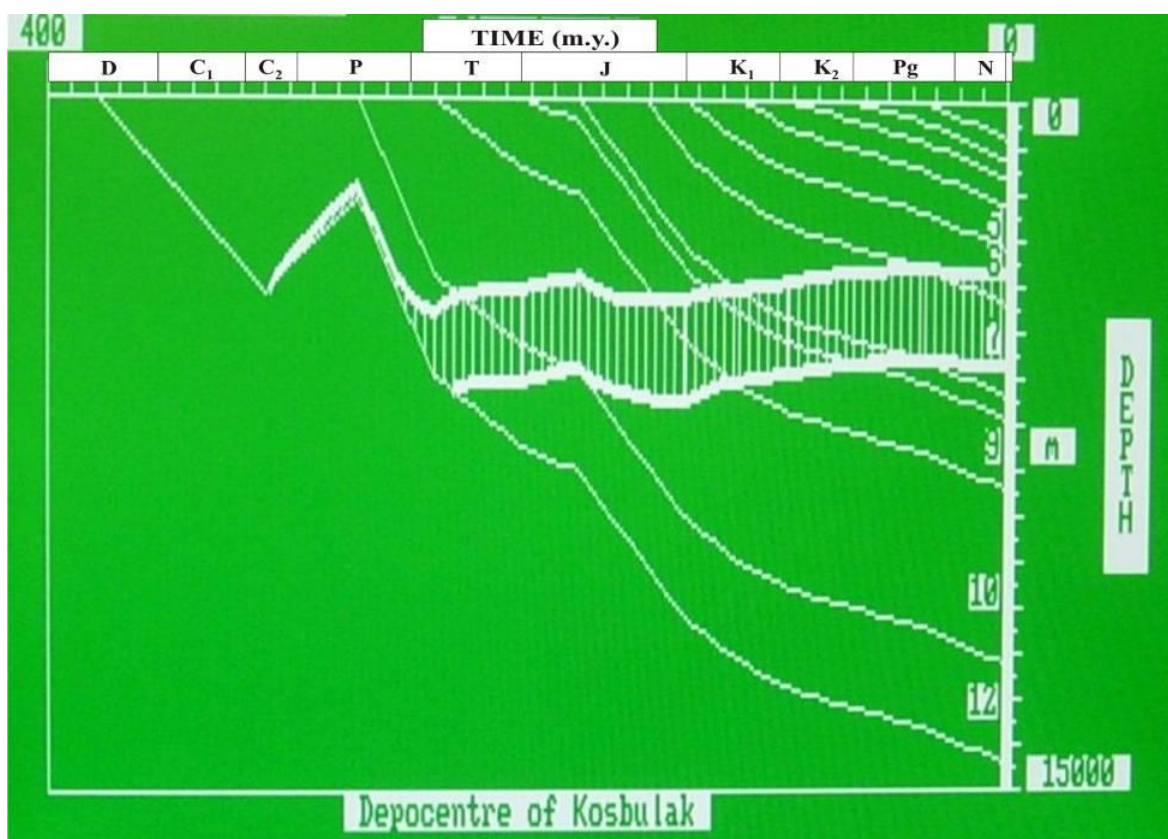


Рисунок 10 - Результаты моделирования процессов газообразования (модель прогрева) в депоцентре Косбулакского прогиба. (Заштрихована зона проявления главной фазы газообразования. Толщины и вероятная стратиграфическая принадлежность отложений приняты по сейсмическим данным)

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.

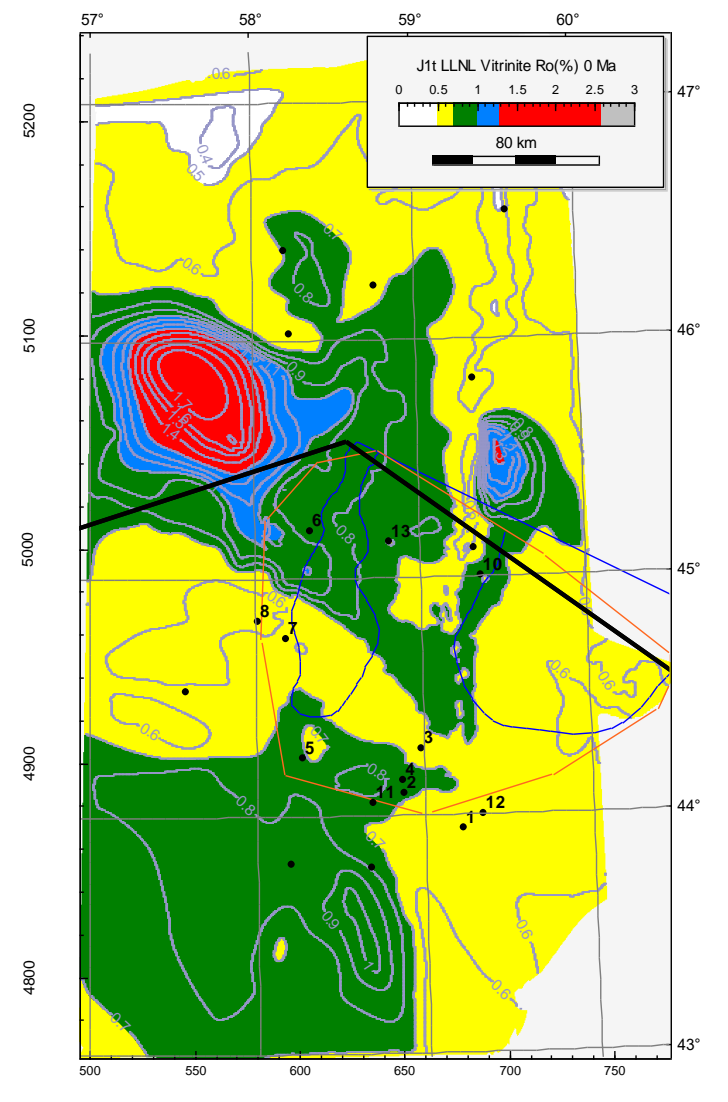


Рисунок 11- Результаты геохимических исследований и бассейнового моделирования Косбулакского прогиба

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 аккумулярованных 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 (изогипса -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 нижекаменноугольных 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 2,5 км), наличием нижнеюрских пород мощностью до 500 м. 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 100 м) 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 6 км. В этой толще на гл. 3600-4700 м 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 5000 км². Суммарные разведанные запасы газа составляют около 100 млрд. м³, конденсата около 25 млн. т. Степень освоенности ресурсов УВ в районе высокая, не менее 80%. [68, 69].

Верхнепермско–среднетриасовые континентальные красноцветные отложения не рассматриваются в качестве нефтегазоматеринских, поскольку характеризуются крайне низким содержанием неокисленного органического вещества. Обнаруженные в них следы нефти, битумов или газа имеют вторичную природу и не связаны с первичной генерацией углеводородов.

В то же время, верхнетриасовые озерно-аллювиальные отложения сероцветного состава можно отнести к нефтегазопроизводящим толщам. Исследования показывают, что они содержат органическое вещество в концентрациях от 0,21 до 0,54%, преимущественно гумусового типа, что указывает на газовую направленность генерационного потенциала. Для пермтриасового комплекса характерно высокое содержание битумоидов (20–42%), что подтверждает его преобразованное, вторичное происхождение. Учитывая значительную мощность этих отложений (более 1 км), условия их накопления в восстановительной среде и повышенное содержание органики, данные толщи могут быть охарактеризованы как потенциально нефтегазогенерирующие. Наиболее развитые и мощные разрезы верхнего триаса прогнозируются в пределах Косбулакского прогиба.

С точки зрения наличия в разрезе резервуарных и флюидоупорных комплексов, регион в целом характеризуется положительно. Во всех основных разрезах осадочного чехла присутствуют песчаные и алевролитовые пласты, обладающие емкостно-фильтрационными свойствами, соответствующими требованиям к продуктивным коллекторам. При этом отмечается закономерное ухудшение коллекторских параметров в западной и центральной частях региона, тогда как в восточных районах эти показатели значительно лучше.

Наличие надёжных региональных, зональных и локальных флюидоупоров при сочетании с эффективными коллекторами создаёт условия для формирования и сохранности залежей углеводородов. Региональная герметизация обеспечивается келловейско-оксфордской крышкой, тогда как зональные и локальные изоляционные свойства реализуются за счёт внутриформационных глинистых и аргиллитовых слоев. Типичным примером значимости таких крышек является олигоценая глинистая толща в восточной и северо-восточной части региона, обеспечивающая надежную герметизацию газовых залежей, локализованных на глубинах 300–500 м.

Также наблюдаются укрупнённые закономерности распределения месторождений по фазовому состоянию флюидов. Западные участки региона преимущественно нефтяные, северо-восточные характеризуются сочетанием нефтяных и газовых скоплений, а восточные и юго-восточные районы, включая пограничные зоны Узбекистана, содержат преимущественно газоконденсатные месторождения.

Структурно-тектонический контроль нефтегазоносности региона выражен достаточно чётко: все выявленные залежи приурочены к ступеням, антиклиналям, моноклинальным зонам и поднятиям, располагающимся на периферии крупных прогибов. Это указывает на определяющую роль тектонических факторов в локализации продуктивных объектов [70, 71].

Выводы по разделу 2

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

Фундамент Северного Устьюрта сложен метаморфическими и интрузивными породами позднего докембрия, а его структурная позиция контролируется системой глубоких разломов, включая Аккулковский и Северо-Устьюртский 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-Устьюртский, Токубайский и Центрально-Устьюртский 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 Устья 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 Устья 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 КОСБУЛАКСКОГО ПРОГИБА

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

Устьюртский регион, расположенный на границе Казахстана и Узбекистана, представляет собой одну из ключевых территорий для развития нефтегазовой отрасли. Особый интерес в его пределах вызывает территория Косбулакского прогиба, которая в последние годы активно изучается в контексте выявления и освоения палеогеновых залежей газа. Эти залежи характеризуются сложным клиноформенным строением, что существенно осложняет как их идентификацию, так и последующую разработку.

Понимание геометрии и внутреннего строения клиноформ в Косбулакском прогибе приобретает особую значимость, поскольку именно эти элементы контролируют распределение коллекторов, миграционные пути и характер флюидоупоров. В частности, в пределах Косбулакского прогиба зафиксированы резкие латеральные изменения толщин и фациальных характеристик пород, обусловленные динамичными условиями седиментации в палеогеновый период. Это требует повышенного внимания при построении геологических моделей и подсчёте запасов.

Традиционные методы разведки и разработки в условиях столь неоднородного геологического строения часто оказываются недостаточно эффективными. Поэтому в районе Косбулакского прогиба всё большее значение приобретают современные геолого-геофизические подходы, включая сейсмостратиграфический анализ высокого разрешения, моделирование геологических тел и использование атрибутивных технологий для уточнения контуров залежей и структуры резервуаров. Применение таких методов позволяет значительно повысить точность прогноза коллекторов и минимизировать риски при бурении.

Таким образом, Косбулакский прогиб представляет собой не только территорию с подтверждённым газовым потенциалом, но и полигон для внедрения передовых технологий, способствующих более полному и экономически эффективному освоению ресурсов Устьюртского региона.

В исследовании, выполненном Абдуллаевым Г.С., Богдановой А.Н. и Эйдельмантом Н.К., рассмотрен узбекский сектор Северного Устьюрта с применением комплексного подхода к геологоразведке, включающего сейсморазведочные работы, бурение и интерпретацию геолого-геофизических данных. Основное внимание авторы сосредоточили на изучении юрских и палеозойских отложений, в пределах которых были идентифицированы перспективные зоны с установленными запасами углеводородов.

На основе проведённых исследований выявлено 26 месторождений, 23 из которых были официально внесены в государственный реестр., что

свидетельствует о высокой степени геологической изученности региона и его значительном нефтегазовом потенциале. Полученные результаты подтверждают стратегическую значимость в пределах узбекского сектора Северного Устюрта, рассматриваемого как одно из приоритетных направлений по увеличению ресурсного потенциала углеводородов в масштабах республики [72].

В данной связи казахстанские учёные проявляют устойчивый интерес к интенсификации геологоразведочных мероприятий, направленных на расширение минерально-сырьевого потенциала в пределах казахстанской части Северного Устюрта, опираясь на положительный опыт, накопленный в узбекской части региона. Практические результаты, достигнутые в Узбекистане, демонстрируют значительный потенциал углеводородных систем, формирующихся в юрских, палеозойских и, в частности, палеогеновых отложениях, что требует переосмысления стратегий геологоразведки и на казахстанской территории.

Особого внимания заслуживают палеогеновые отложения, обладающие высоким потенциалом в отношении аккумуляции газа, особенно в связи с развитием клиноформенных тел, формировавшихся в результате взаимодействия тектонических движений и эвстатических колебаний уровня моря в палеогене. Клиноформенные структуры, развившиеся в этих условиях, представляют собой важные объекты как с научной, так и с прикладной точки зрения. Их изучение критически важно для прогноза коллекторских свойств, идентификации ловушек и построения эффективных моделей размещения залежей.

Клиноформы являются ключевыми элементами стратиграфической архитектуры палеогеновых комплексов, и понимание их геометрии и динамики формирования требует использования методов последовательной стратиграфии, сейсмостратиграфического анализа и комплексной интерпретации данных геофизики, седиментологии и литологии. Исследования последних лет [73–77] подчёркивают значимость интегративного подхода в изучении клиноформ для повышения точности картирования и прогноза залежей.

Осадочная история Устюртского региона в палеогене формировалась под воздействием комплекса факторов, включая тектонические подвижки, изменение базиса седиментации и ритмичное поступление осадочного материала. Это обусловило пространственную и фациальную изменчивость клиноформ, отражающуюся в латеральной и вертикальной неоднородности коллекторов [78–80]. Идентифицированные клиноформенные тела демонстрируют перспективные фильтрационно-ёмкостные свойства, особенно на склонах и фронтальных частях клиноформ, где концентрируются песчаные фации.

Палеогеновые клиноформы в пределах Устюртского региона обладают высокой экономической значимостью, что подтверждается успешными примерами разведки и освоения аналогичных объектов. В ряде работ [81–83] подчёркивается, что именно эти структуры играют решающую роль в контроле

за распределением коллекторов и углеводородов, а также в формировании герметичных ловушек. Применение стратиграфических моделей и использование данных из сопоставимых нефтегазоносных бассейнов [84–87] позволяет уточнить интерпретацию палеогенового комплекса и повысить достоверность прогноза залежей.

Кроме того, роль тектонических факторов в формировании клиноформенных структур нельзя недооценивать. Исследования [88–90] демонстрируют влияние тектонического прогибания, поднятий и активизации разломных систем на объём и конфигурацию пространств, доступных для осадконакопления. В случае Устюрта тектоническая эволюция региона напрямую повлияла на формирование клиноформ как первичных ловушек и каналов миграции углеводородов.

Таким образом, дальнейшее изучение палеогеновых клиноформенных структур в пределах казахстанского сектора Северного Устюрта, с учётом актуальных научных подходов и данных по сопредельным территориям, формируются благоприятные условия для приращения углеводородных ресурсов и повышения эффективности геологоразведочных работ.

В части территории Косбулакского прогиба были применены современные методы геолого-геофизического анализа, направленные на изучение клиноформенных структур и прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов. Комплексный подход включал использование следующих методик:

1. Сейсмическая инверсия волнового поля Метод сейсмической инверсии волнового поля позволил интегрировать динамическую интерпретацию данных сейсморазведки с результатами бурения и геофизических исследований скважин (ГИС). Была выполнена синхронная полная инверсия мигрированных сейсмограмм ОГТ до суммирования в системе Probe на основе алгоритма максимального правдоподобия (PMLI-инверсия). Этот метод обеспечил получение объёмных моделей упругих свойств, включая акустический и сдвиговый импеданс, соотношение V_p/V_s и коэффициент Пуассона. Полученные результаты позволили уточнить пространственное распределение коллекторских свойств исследуемых отложений.

2. Сейсмофациальный анализ Проведен детальный сейсмофациальный анализ, направленный на идентификацию литологических изменений и прогнозирование зон повышенной пористости. Использованы атрибутивные карты, включая карты мгновенных амплитуд, пористости и коэффициента V_p/V_s . Сравнение данных с результатами интерпретации ГИС позволило выделить перспективные зоны распространения газонасыщенных песчаников.

3. Прогнозирование геологического разреза (ПГР) Важным этапом работы стало прогнозирование геологического разреза на основе анализа сейсмических атрибутов. Определены закономерности изменения кинематических и динамических характеристик сейсмических волн, что позволило интерпретировать коллекторские свойства пород. Корреляция данных сейсморазведки с данными бурения и ГИС позволила повысить точность картирования продуктивных горизонтов.

4. Моделирование скорости поперечной волны (V_s) Для инверсионных преобразований использовалась кривая скорости поперечной волны, рассчитанная на основе зависимости Кастаньи. Это позволило более точно определить литологические границы и прогнозировать зону насыщенности углеводородами.

5. 3Д моделирование геологических структур В исследовании использованы трехмерные геологические модели, созданные на основе данных 3Д сейсморазведки, ГИС и бурения. Они позволили детализировать геологическое строение Устьюртского региона, уточнить границы продуктивных горизонтов и прогнозировать потенциальные зоны скопления углеводородов.

Применение комплексного подхода в интерпретации данных сейсморазведки и геофизических исследований позволило уточнить геологическое строение региона и определить наиболее перспективные участки для дальнейшего бурения. Использованные методики обеспечили высокую достоверность полученных результатов, что способствует повышению эффективности разведки и разработки нефтегазовых месторождений Устьюртского региона.

В пределах Косбулакского прогиба проведены 3Д сейсморазведочные работы с целью изучения геологического строения палеогеновых, меловых, юрских и пермотриасовых отложений. В результате этих исследований были выделены перспективные газоносные горизонты в тасаранской свите. Первоначально предполагалось, что газовые залежи региона приурочены к антиклинальным структурам, и это подтверждалось наличием газа в пределах кумской свиты верхнего эоцена, представленной слабо сцементированными песками и песчаниками, чередующимися с плотными алевролитами и глинистыми прослоями. Однако результаты современных геолого-геофизических исследований, в том числе 3Д сейсморазведки и детальной корреляции с данными ГИС, позволили пересмотреть прежние представления о строении продуктивных горизонтов.

На основе интерпретации новых данных была выдвинута концепция, согласно которой залежи газа сформированы в пределах клиноформных тел, связанных с проградационными фациями тасаранского комплекса. Эти структуры отражают динамику осадконакопления на участках активного седиментогенеза и свидетельствуют о более сложной стратиграфической и литофациальной архитектуре залежей, чем предполагалось ранее. Такой подход открывает новые перспективы для прогноза и поиска ловушек стратиграфического и литологического типов, не ограничиваясь антиклинальными структурами.

Основной целью данного исследования является определение геологических закономерностей, управляющих формированием продуктивных горизонтов в клиноформных 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 работах [91, 92] рассматриваются современные подходы к трёхмерному моделированию клиноформенных структур в пределах мелководных морских резервуаров. Авторы подчёркивают, что клиноформы играют ключевую роль в формировании фациальной архитектуры парасеквенций и могут существенно влиять на фильтрационно-ёмкостные характеристики коллектора. Особенно важным является то, что при наличии низкопроницаемых интервалов (например, цементированных или глинистых прослоев), клиноформы могут выполнять функцию барьеров или экранов для движения флюидов в залежах.

В рамках исследования предложен численный алгоритм для генерации трёхмерных поверхностей клиноформ внутри заданного объёма, ограниченного верхней и нижней стратиграфическими границами. Методология учитывает кроме процессов проградации, важное значение имеют факторы, определяющие геометрию и пространственное положение клиноформных тел, что существенно влияет на создание достоверных геологических моделей коллекторов.

К числу реальных геологических объектов, на которых проверена эффективность метода, относятся формация Феррон в штате Юта (США) и формация Согнефьорд на континентальном шельфе Норвегии. Оба примера подтверждают, что трёхмерное моделирование клиноформенных тел значительно повышает точность прогноза фильтрационно-коллекторских свойств и обеспечивает более надёжную основу для планирования добычных операций в сложных стратиграфических системах.

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 акцентируют внимание на механизмах формирования клиноформ в условиях современных дельтовых систем и предлагают методические подходы для их распознавания в древних осадочных толщах. Исследование основывается на анализе современных аналогов, включая бассейны, такие как дельта Ориноко и другие активные дельтовые комплексы. Особое внимание уделяется трёхмерной конфигурации клиноформ и их характерным литологическим признакам, которые позволяют надёжно идентифицировать данные структуры в геологическом разрезе.

Работа подчёркивает, что понимание пространственного строения и внутренней фациальной организации клиноформенных тел является ключом к успешной интерпретации стратиграфии, реконструкции палеосреды и моделированию резервуаров. Выделение подобных структур в древних породах возможно на основе сопоставления геофизических данных, литологических критериев и морфологии, наблюдаемой в современных осадочных системах. Такой подход расширяет возможности стратиграфической интерпретации и существенно повышает эффективность прогнозирования зон накопления углеводородов [93].

Суть применяемых методов исследований заключается в выявлении и анализе геологических закономерностей, определяющих формирование продуктивных горизонтов в пределах клиноформенных структур Устюртского региона, расположенного на границе Казахстана и Узбекистана. Особое внимание в последние годы сосредоточено на изучении палеогеновых газоносных комплексов, отличающихся сложной внутренней архитектурой и клиноформенным строением.

Подходы основаны на интеграции данных сейсморазведки (включая 3Д-сейсмику), геофизических исследований скважин (ГИС), стратиграфического анализа и седиментологических интерпретаций. Основная цель — реконструкция условий осадконакопления, моделирование геометрии клиноформ и определение факторов, контролирующих развитие коллекторов и флюидоупоров в пределах палеогеновых отложений.

Такая методика позволяет уточнять пространственное положение потенциальных ловушек, прогнозировать распределение фильтрационно-ёмкостных свойств и обосновывать перспективные участки для дальнейших поисково-разведочных работ. 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-ёмкостных свойствах.

Основной проблемой, сдерживающей развитие эффективных подходов к освоению углеводородных залежей на территории Устюрта, остаётся ограниченный объём знаний о геометрии и строении клиноформенных структур. В то время как аналогичные исследования успешно проводились в ряде зарубежных регионов — в частности, в США (формация песчаников Феррон, Юта [94–96] и формация Согнефьорд, Норвегия [73, с. 63; 97, 98]) — аналогичные подходы пока не нашли широкого применения в практике казахстанских исследований. Это открывает значительные перспективы для дальнейших научных изысканий и внедрения современных концепций геомоделирования и стратиграфической интерпретации в условиях сложных и неоднородных осадочных систем.

Дополнительные трудности при расшифровке клиноформ палеогенового возраста связаны с ограниченностью данных, позволяющих точно реконструировать их геометрию и физико-механических параметрах пород, а также влияние постседиментационной компакции, особенно выраженное в краевых частях палеошельфа. Эти факторы затрудняют корректное моделирование залежей и, как следствие, эффективную их разработку. Необходимость разработки более точных численных методов моделирования, которые могут учитывать как геологическое строение, так и постосадочные преобразования, становится очевидной. В результате это повысит точность прогноза продуктивных интервалов и улучшит процесс освоения.

Настоящее исследование направлено на преодоление указанных

ограничений путём внедрения современных аналитических инструментов и технологий интерпретации, с целью получения более полного и достоверного представления о геологическом строении региона. Основная цель работы заключается в разработке и апробации новых методик трёхмерного моделирования клиноформенных тел в пределах Устьюртского региона. Это позволит не только уточнить стратиграфическое положение и геометрию потенциальных коллекторов, но и учесть влияние постседиментационных процессов, особенно важное для корректного позиционирования залежей в краевых частях бассейнов.

Полевая база исследования охватывает нефтегазоперспективные участки Устьюртского региона, характеризующегося сложным тектоническим строением и широким развитием палеогеновых отложений. В качестве источников данных использовались результаты 3Д сейсморазведки, выполненной в 2005 и 2022 годах, а также материалы геофизических исследований скважин (ГИС). Методический комплекс включал сейсмофациальный анализ, инверсию PMLI и атрибутный анализ, направленные на локализацию зон с повышенной пористостью и газонасыщенностью.

По результатам интерпретации были построены структурные карты по целевым продуктивным горизонтам. Перспективные локальные объекты были выделены на основе сопоставления структурной интерпретации с результатами динамического анализа. Особое внимание было уделено анализу параметра V_p/V_s в пределах целевых интервалов, где по 3Д и 2Д разрезам были определены зоны с наиболее благоприятными коллекторскими свойствами.

Особый интерес представляет методика, предложенная Стефано Патруно и Уильямом Хелланд-Хансенем, включающая классификацию клиноформ и их систем на основе сейсмической стратиграфии. Применение данной методики позволило существенно повысить точность стратиграфической привязки и прогноза фациальных переходов, что критически важно для оценки коллекторского потенциала в пределах подобных структур. В своей работе они рассматривают геологические аналоги из Северного моря, дельты реки По (Италия) и прибрежной зоны Южной Иберии, где клиноформы играют ключевую роль в формировании и сохранности углеводородных залежей [98, с.66].

Зарубежные исследования демонстрируют разнообразие подходов к выявлению и интерпретации клиноформ различного стратиграфического возраста и генетического типа. Их результаты подчёркивают актуальность переноса этих подходов на территорию Казахстана, в том числе на Устьюрт, где подобные структуры ранее не подвергались глубокому системному анализу. Расширение методологической базы с учётом глобального опыта является необходимым условием повышения эффективности геологоразведочных работ в регионе.

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 применяли широкий спектр методов для идентификации клиноформ, относящихся к различным стратиграфическим уровням и генетическим типам. Так, в исследовании [101] представлены методы реконструкции и анализа древних клиноформенных границ с акцентом на регион Западной Норвегии. В работе использованы материалы высокоразрешающей сейсмической съемки, что позволило получить детализированное изображение внутреннего строения клиноформ и выявить характерные элементы их геометрии.

Важным элементом методики стала стратиграфическая корреляция, направленная на уточнение возраста осадков и последовательности их накопления. Это позволило проследить эволюцию осадочных систем во времени и пространстве. Дополнительно применялось палеотопографическое моделирование, что обеспечило возможность реконструкции палеоландшафтов и условий седиментации в периоды формирования клиноформ.

Комплексный подход, основанный на сочетании сейсмической интерпретации, стратиграфического анализа и палеотопографического моделирования, продемонстрировал высокую эффективность в изучении геометрических параметров и пространственной организации клиноформенных тел. Такие исследования имеют важное прикладное значение в контексте стратиграфической интерпретации, а также для оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов, где клиноформы выступают потенциальными ловушками углеводородов.

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 локализуются палитрой синих цветов с переходом на оттенки светлосиних тонов. Изменения литофациального 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).

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

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

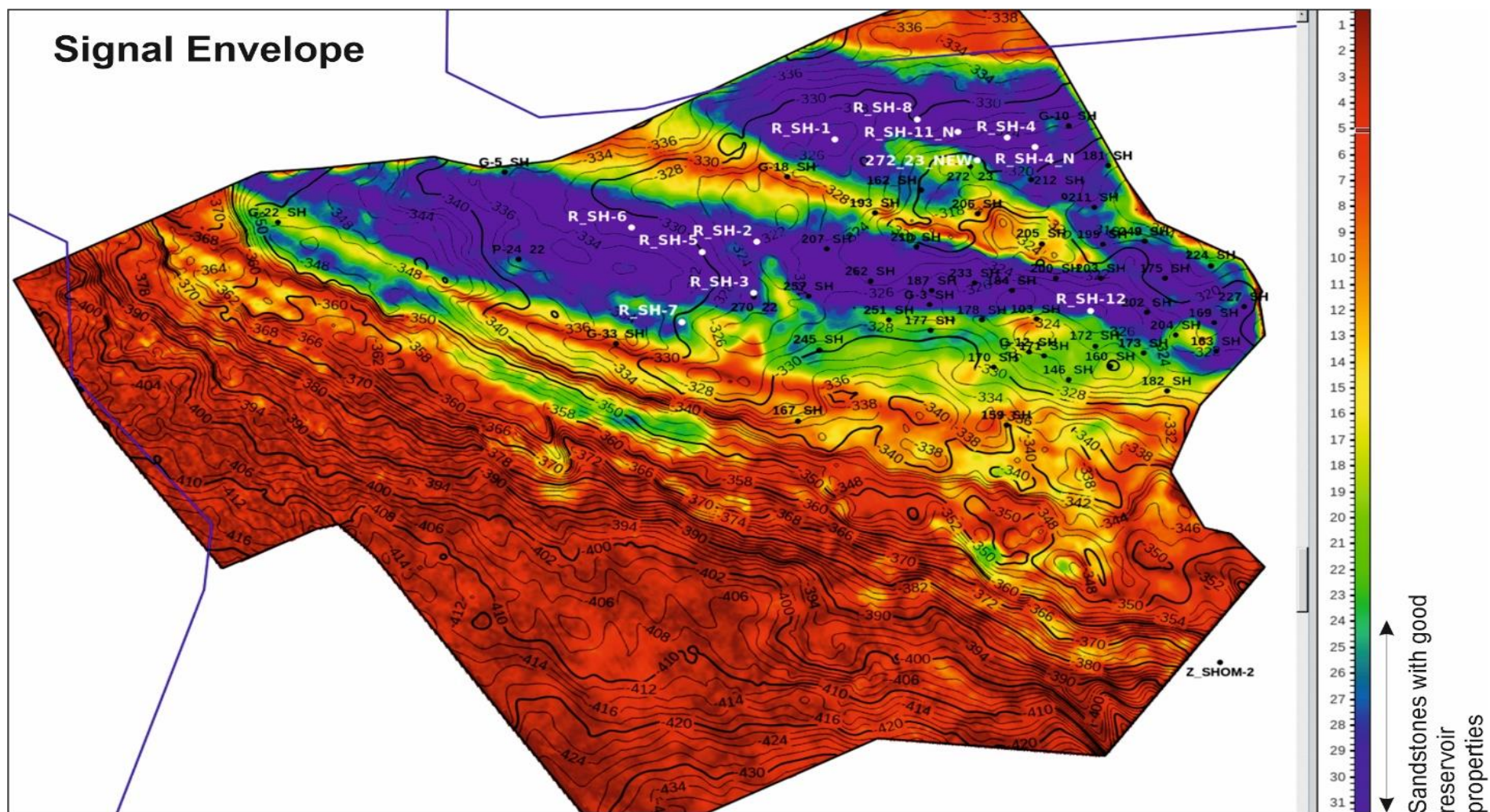


Рисунок 12 -Карта атрибута Signal Envelope вдоль поверхности отражающего горизонта ts1

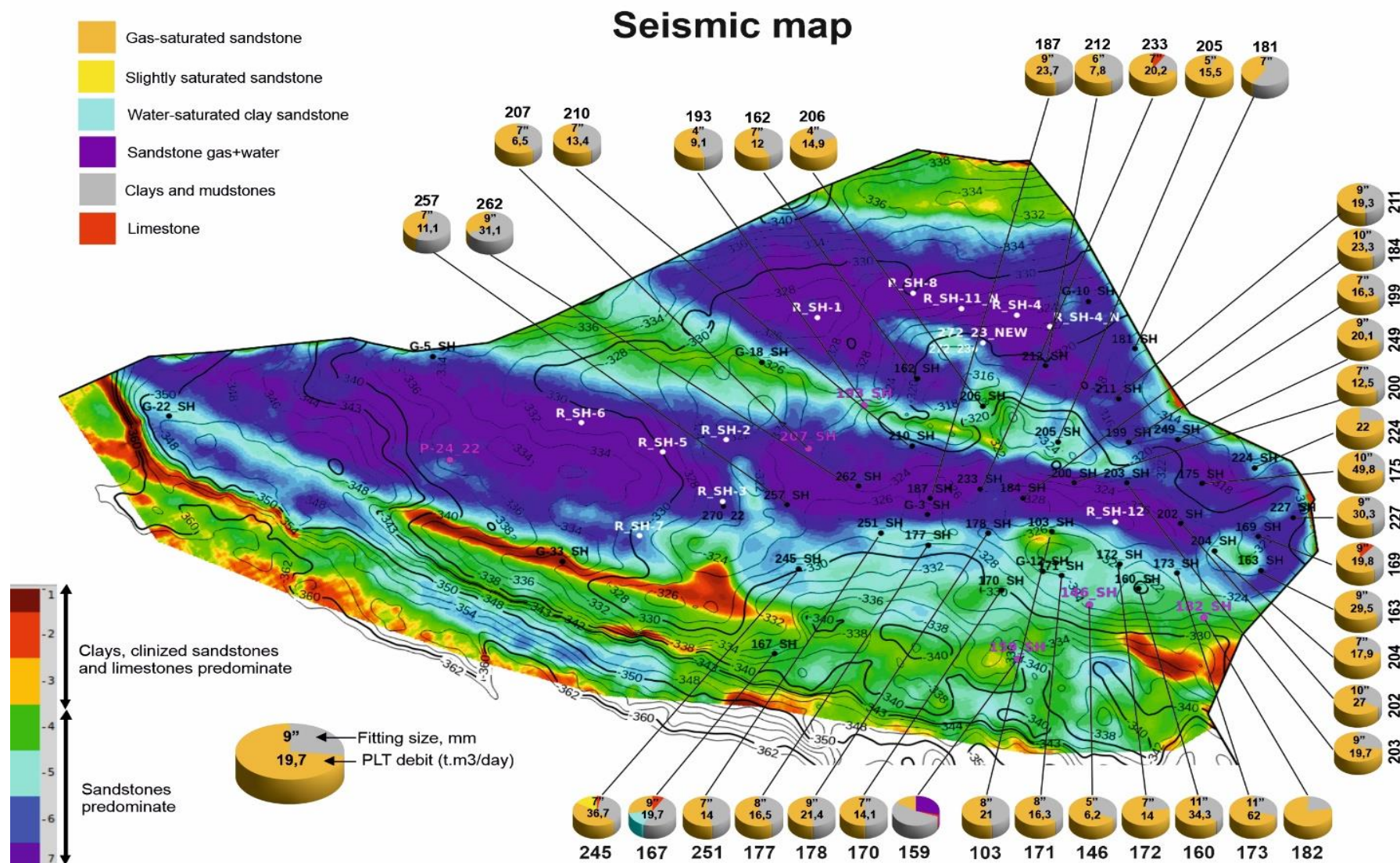


Рисунок 13 - Карта сейсмофации по отражающему горизонту ts1

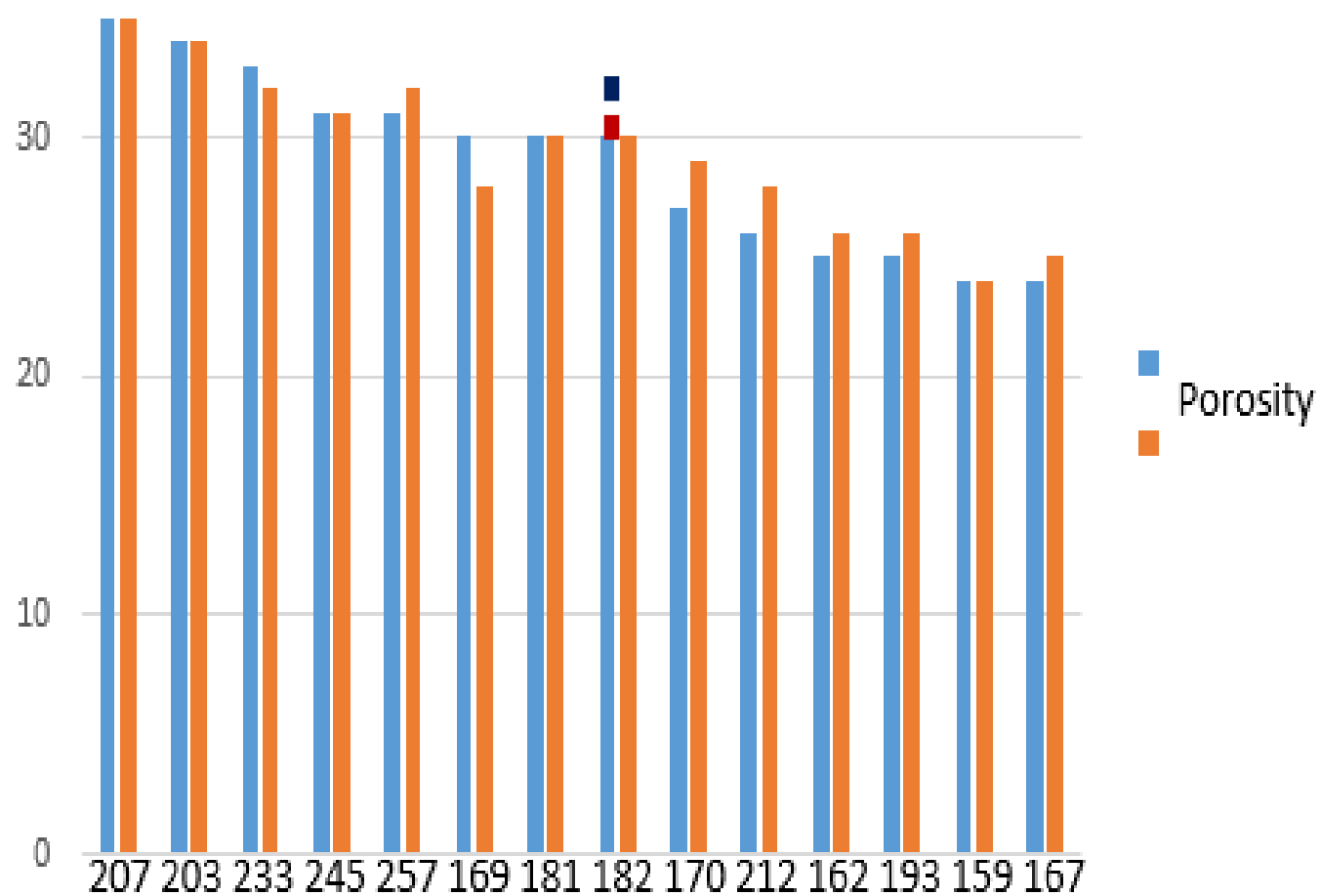


Рисунок 15 - График сопоставление средневзвешенной пористости по ГИС и данными выполненной PMLI инверсии (ОГ ts1)

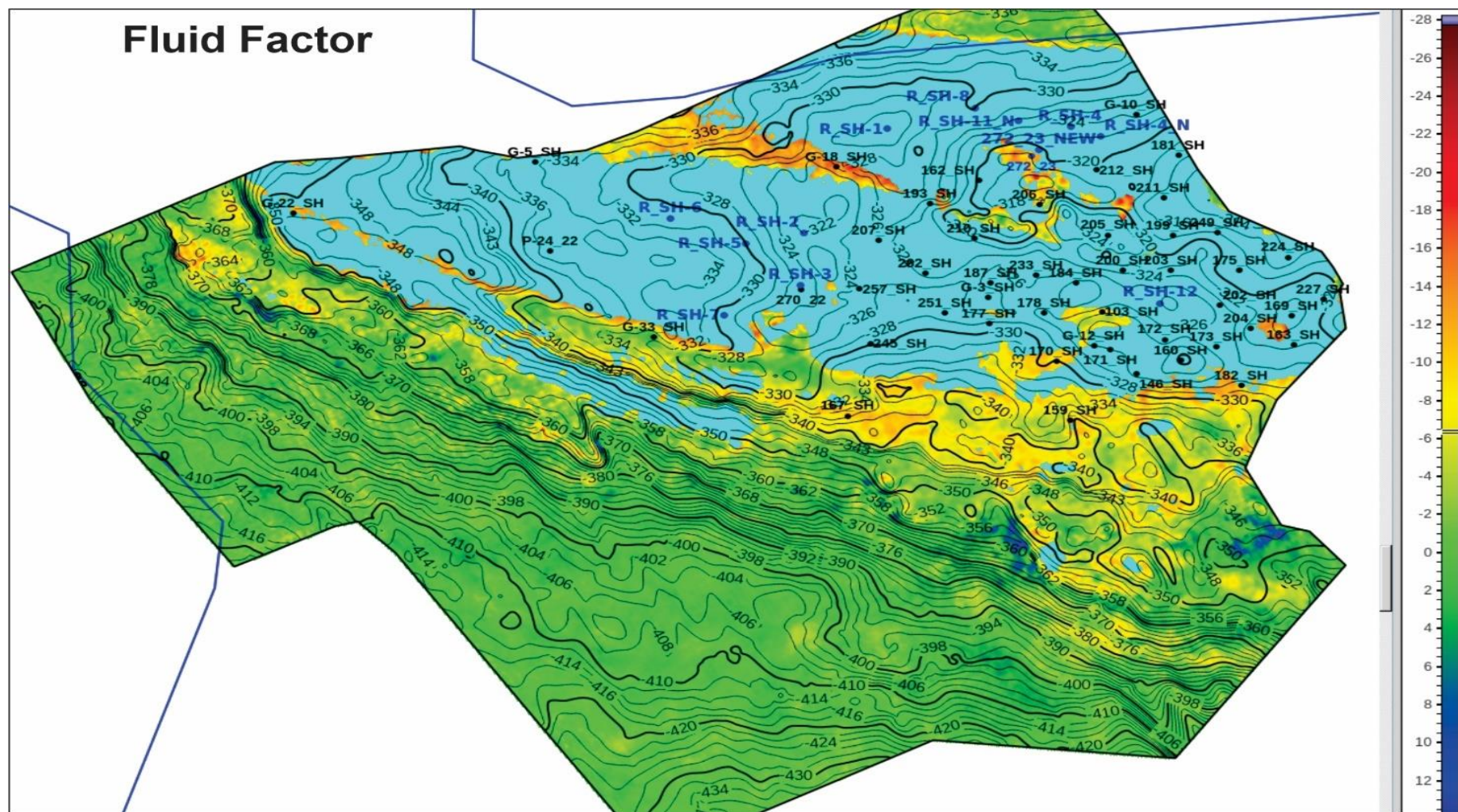


Рисунок 16 – Карта Fluid

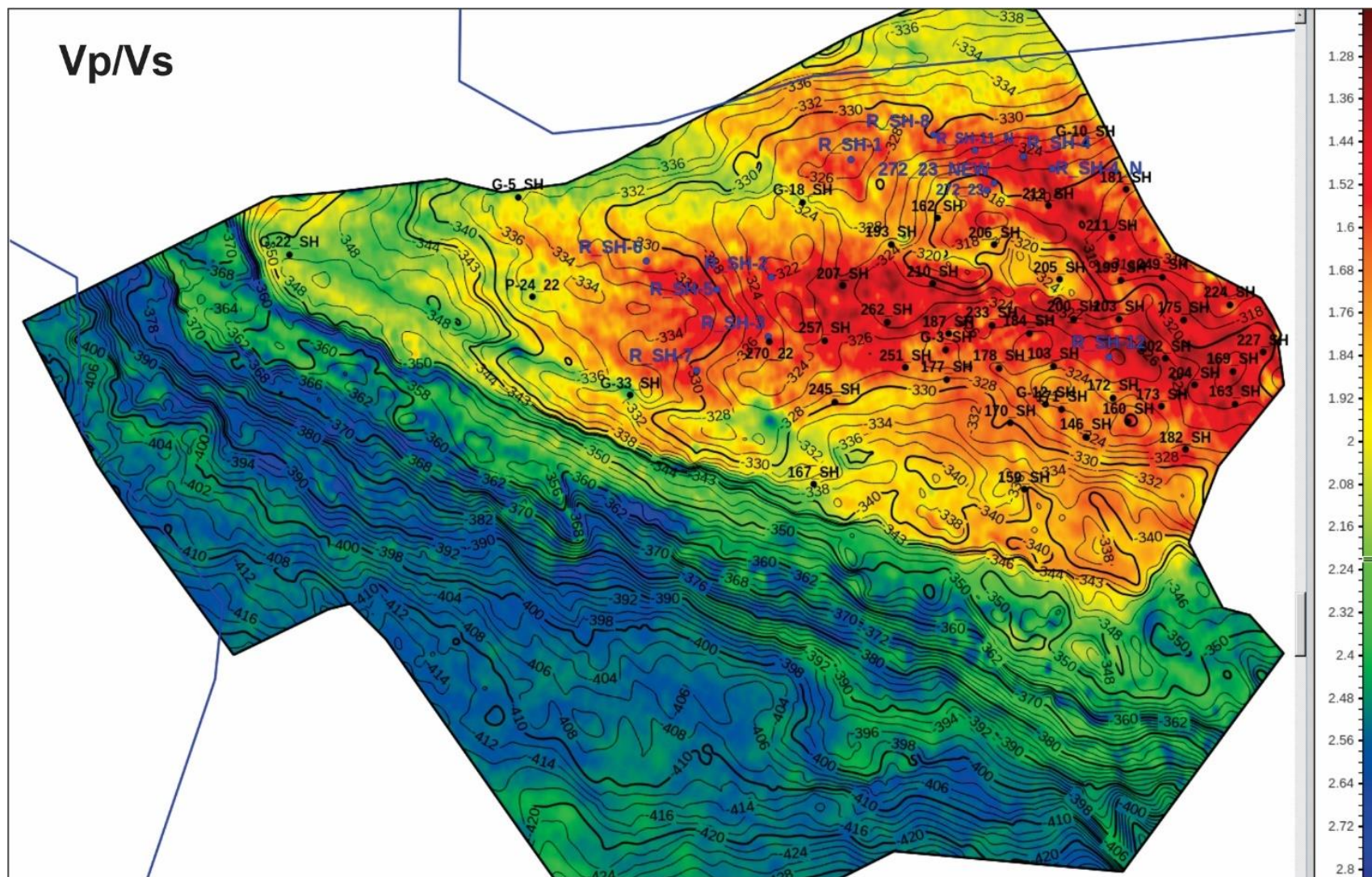


Рисунок 17 - Карта соотношения V_p/V_s по кровле газонасыщенного пласта ts1

классифицируются как аномалии AVO третьего класса.

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.

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, также 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 сопоставления 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 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

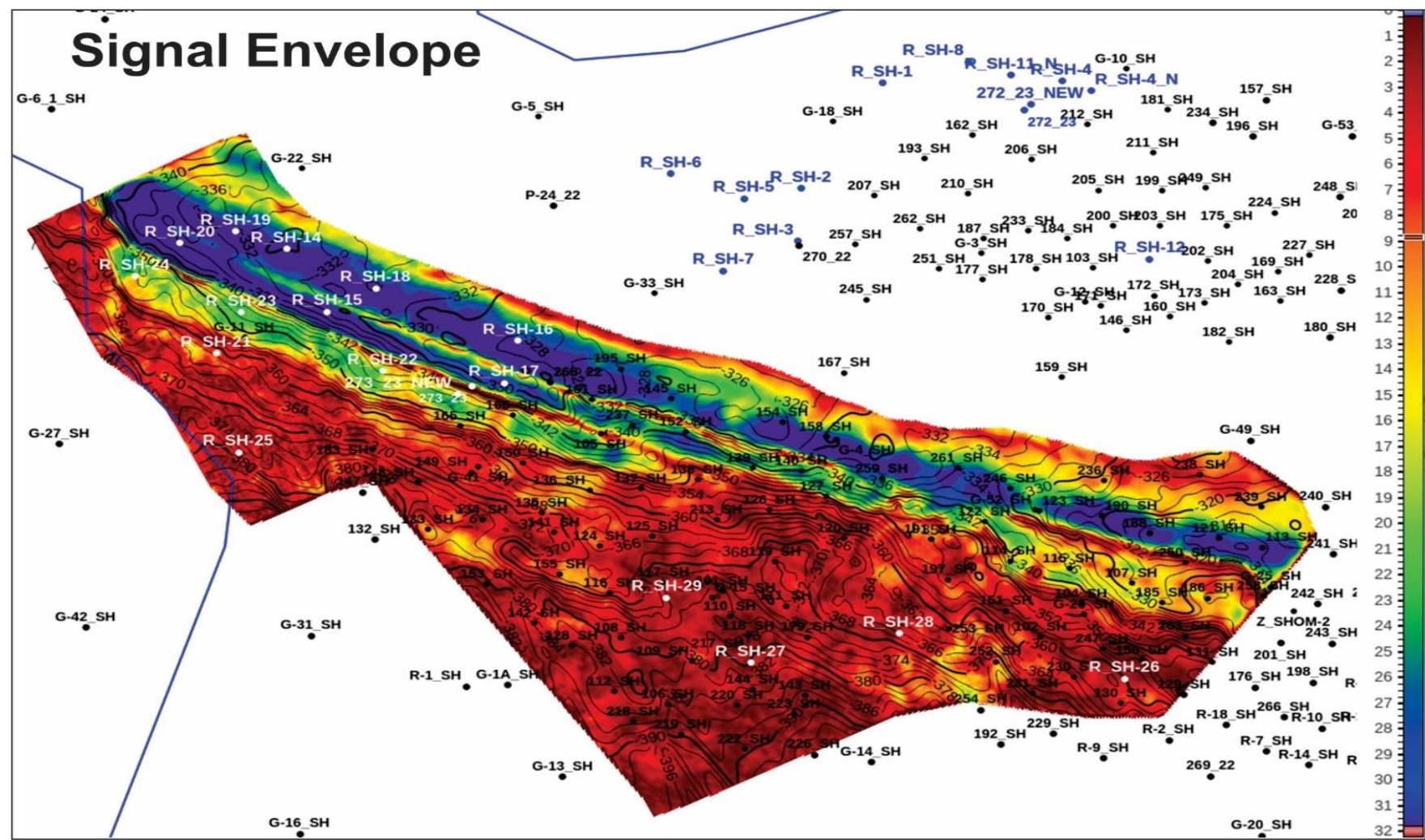


Рисунок 18 - Карта атрибута Signal Envelope вдоль поверхности отражающего горизонта ts2 (продуктивный горизонт внутри тасаранской свиты)

Seismic map

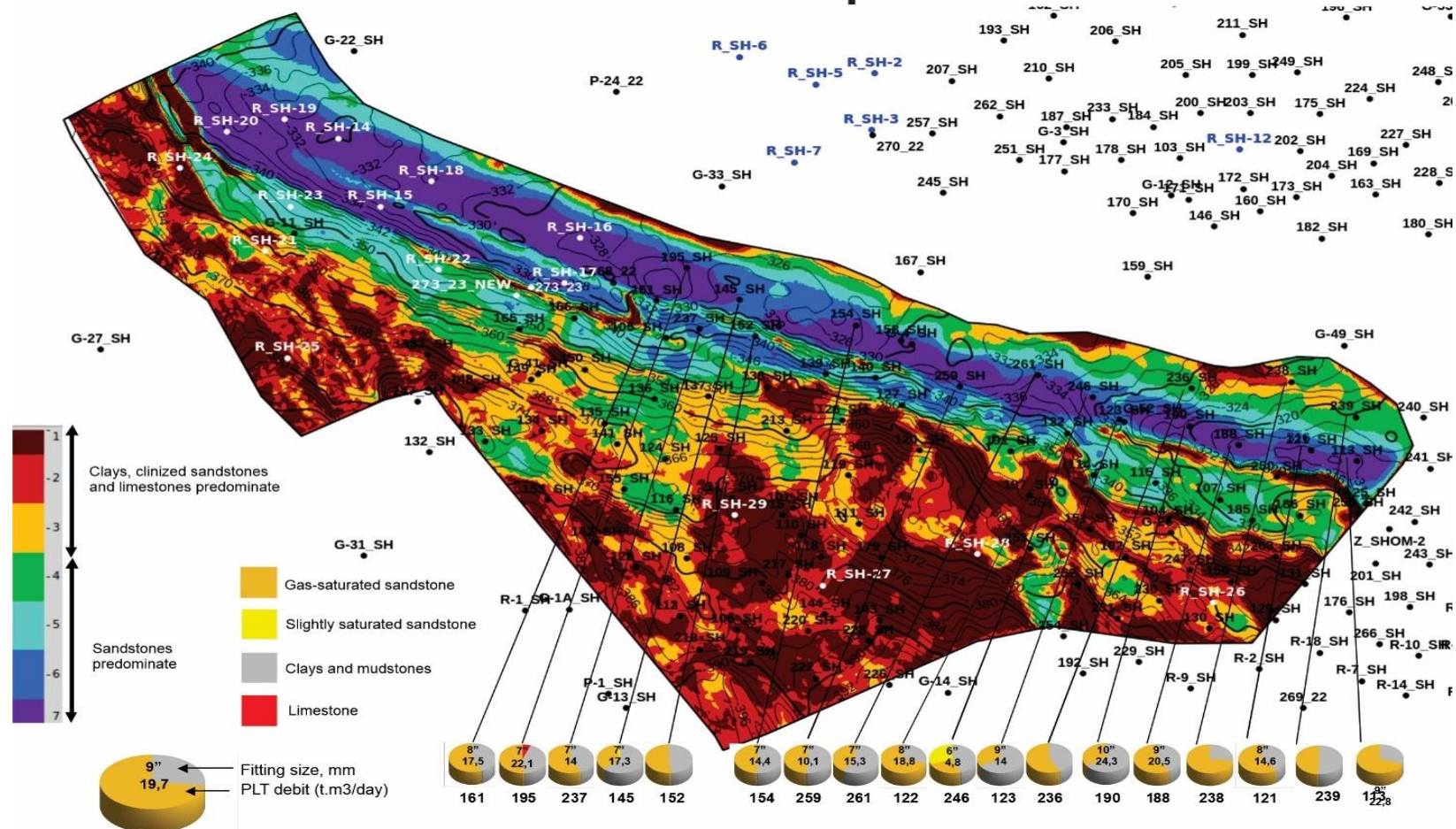


Рисунок 19 - Карта сейсмофаций по ОГ ts2

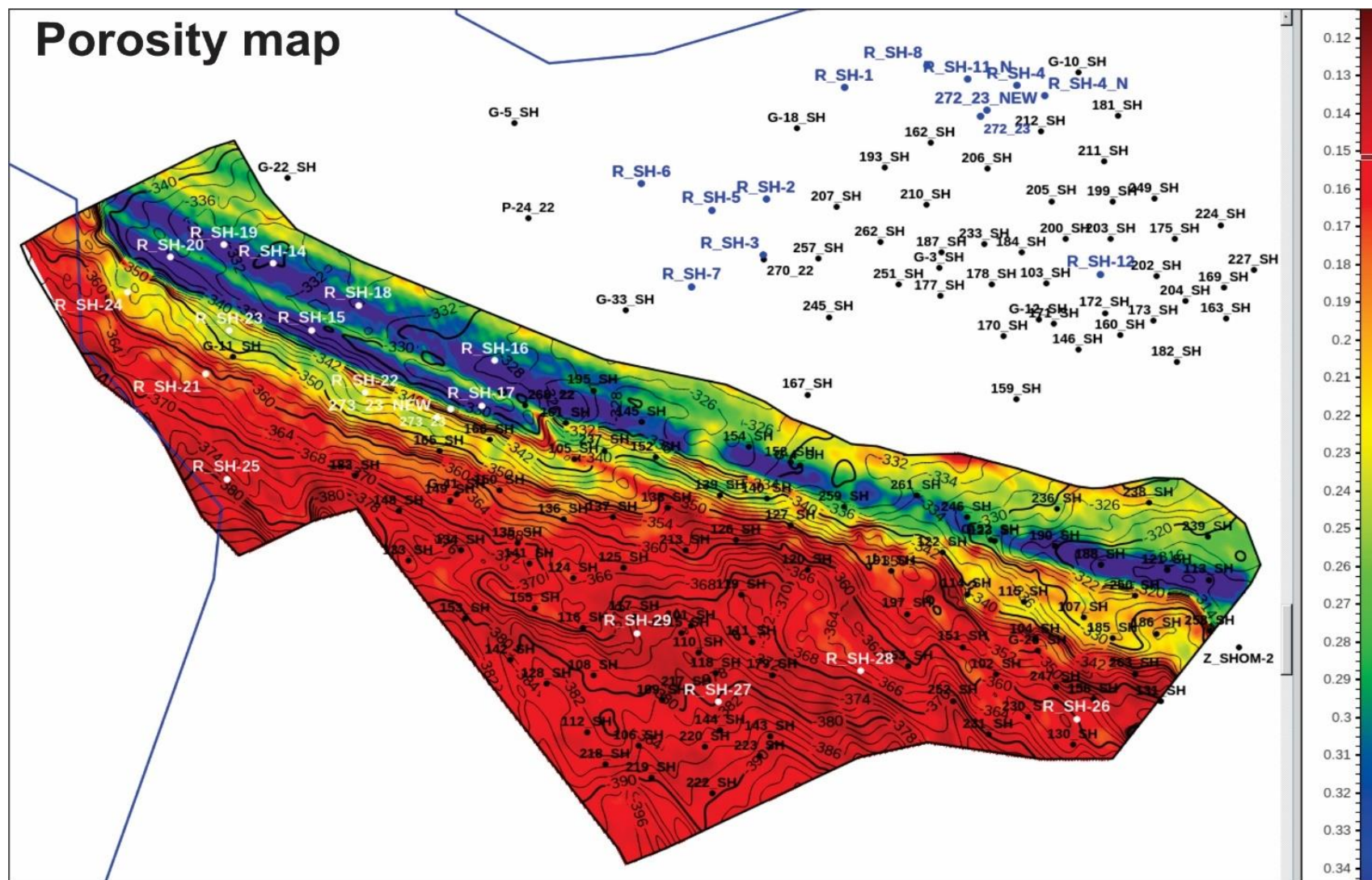


Рисунок 20 - Карта прогнозной пористости, график сопоставления средневзвешенной пористости по данным ГИС и сейсморазведки ОГ ts2

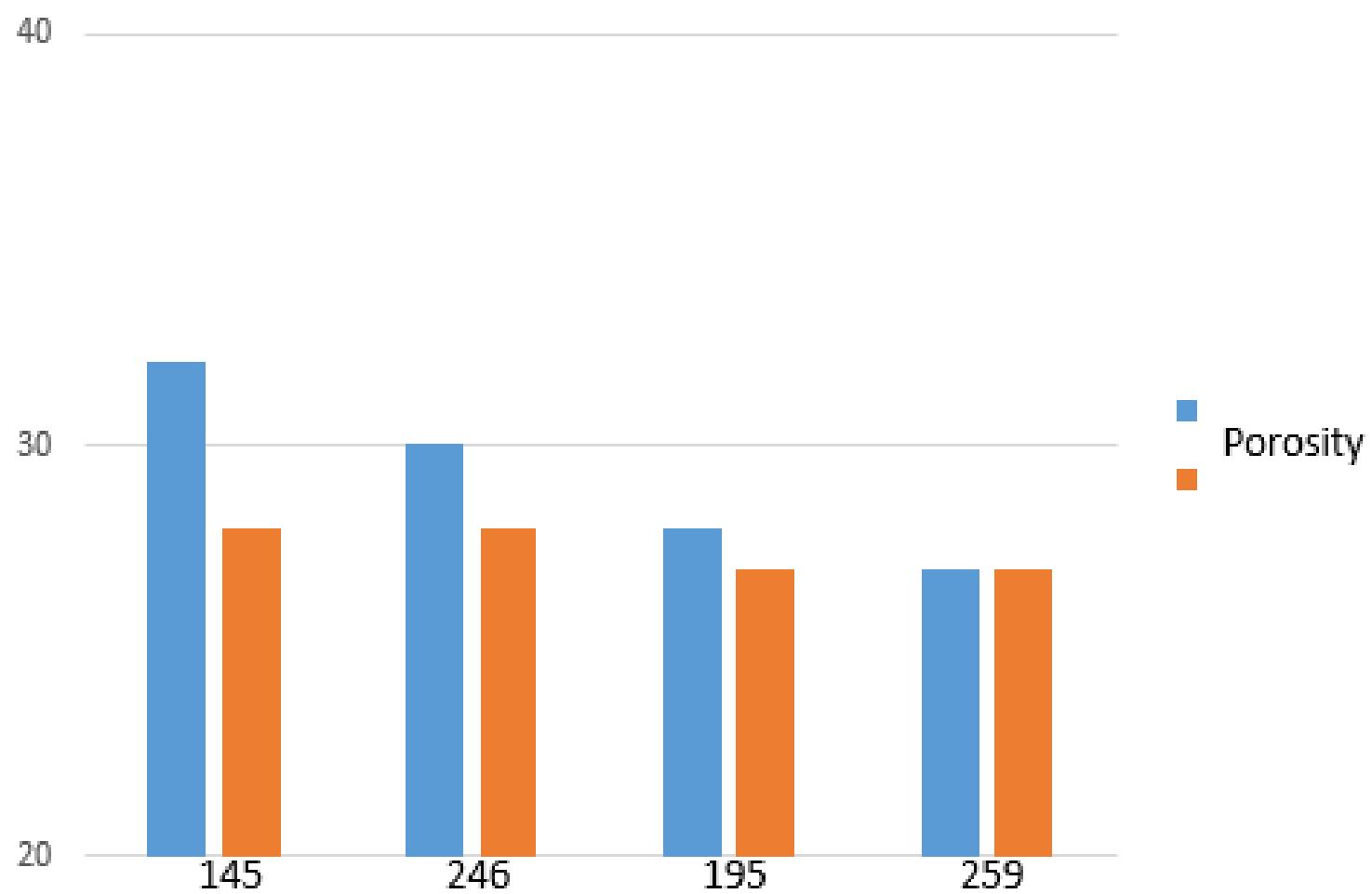


Рисунок 21 - График сопоставление средневзвешенной пористости по ГИС и данными выполненной PMLI инверсии

(ОГ ts2)

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 атрибутивных 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:

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 Vp/Vs

Кросс-плотовая зависимость между атрибутами Vp/Vs 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 Vp/Vs 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. Полученные результаты соответствуют данным

исследований Бекешовой Ж. Б. и соавторов, которые применяли комплексный подход, включающий сейсмофациальный анализ и инверсию PMLI, для определения 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). В отдельных скважинах дебиты газа достигали 250–500 тыс. м³/сут, что указывает на высокую продуктивность отдельных интервалов. Однако в ряде случаев притоки не были зафиксированы, что связано с отсутствием коллекторских свойств в вскрытых породах. 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].

В ходе бурения скважины Г-1 Жанасу на Южно-Эмбинском поднятии, в интервале верхнедевонских песчаников и известняков, были выявлены признаки нефтенасыщенности. Маслянистые плёнки, капли нефти и трещиноватость пород свидетельствовали о нефтенасыщенности. Приток нефти с дебитом 0,4 м³/сут был зафиксирован при опробовании интервала 2505–2184 м. Нефть характеризуется высокой вязкостью, окисленным составом, плотностью 0,98 г/см³ и повышенным содержанием смол — до 67%, что указывает на её глубинную катагенетическую переработку. 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].

В результате проведенных ранее геологоразведочных работ на территории Косбулакского прогиба были выявлены перспективные объекты в палеозойских отложениях, которые требуют дальнейшего изучения. Комплексные исследования включали анализ данных 2Д и 3Д сейсморазведки, физико-химический анализ флюидов и геофизические исследования скважин. Это позволило уточнить структуру карбонатных массивов верхнепермского возраста, которые обладают потенциалом стать значимыми коллекторами углеводородов. По данным Бекешовой Ж.Б. и ее соавторов исследование перспективных структур Косбулакского прогиба может существенно повысить успешность последующих поисково-разведочных работ в пределах Косбулакского прогиба [105].

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 [106-107].

3.3 Сеймостратиграфический анализ доюрских отражающих горизонтов Косбулакского прогиба

Сеймостратиграфические 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 сеймостратиграфической 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 сеймостратиграфических границ и определения их типов. Она основана на анализе взаимоотношений граничных поверхностей сеймостратиграфических тел с выше- и нижележащими отражающими элементами. С учетом применённых методов геологические процессы обусловили формирование граничных поверхностей естественных геологических тел различают три типа сеймостратиграфических границ, которые следует выделять при построении сеймостратиграфических 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 сейсмостратиграфические 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 сейсмостратиграфической границы определяют масштаб и уровень организации сейсмостратиграфического подразделения.

Завершающим этапом построения сейсмостратиграфической модели является составление мелкомасштабной региональной схемы сейсмогеологического районирования.

При составлении схемы сейсмогеологического районирования мелкого и среднего масштаба обычно ограничиваются выделением таких сейсмогеологических подразделений, как сейсмогеологическая провинция (СПП), сейсмогеологическая область (СГО), сейсмогеологическая зона (СГЗ), а для схем крупного масштаба – сейсмогеологическая подзона (СППЗ) 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-Кызылкумского - на восточной половине. На площади Западно-Туранской

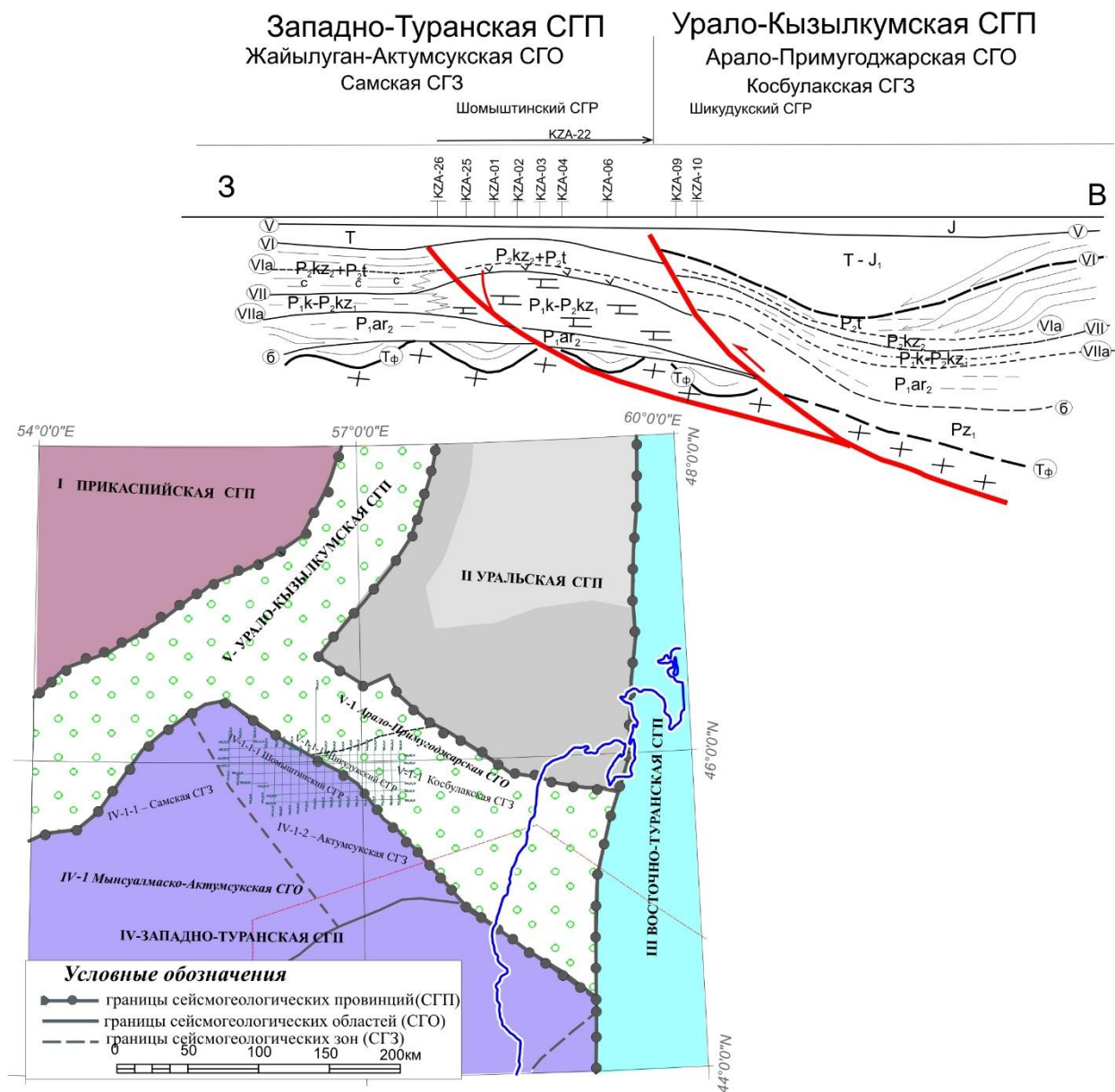


Рисунок 23- Схематический сеймостратиграфический профиль и схема сейсмогеологического районирования

провинции выделены: Мынсуалмаско-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 дистармонии).

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

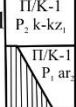
На изложенных выше принципах расшифровки волновых полей и выделения сейсмостратиграфических поверхностей и заключенных между ними геологических тел ниже представлена сейсмостратиграфическая модель изучаемой территории.

Палеозойские горизонты в пределах Северного Устья Устья входят в состав складчато - доплитного комплексов осадочного комплекса, формирующихся на поверхности докембрийского (байкальского) консолидированного фундамента. Эти комплексы отражают ранние этапы геодинамического развития региона и характеризуются значительной тектонической переработанностью, что обусловлено их участием в орогенных процессах до формирования стабильной платформенной обстановки (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 4.0 км [109]. В этой части прогиба прослежен преломляющий горизонт с граничной скоростью 5.8-6.0 км/с, который в пределах Тугаракчанского рифта совпадает с отражающим горизонтом Π_3 , стратифицируемым как кровля отложений нижнего палеозоя. На этом основании северная половина Косбулакского прогиба по отложениям верхнепермско-триасового возраста рассматривается как наложенная на древний нижнепалеозойский Тугаракчанский рифт. В южной половине.

В пределах Косбулакского прогиба преломляющий горизонт Т6 в волновом поле преломленных волн не фиксируется. Вместо него на соответствующем глубинном уровне регистрируется горизонт Т3 с граничной скоростью распространения продольных волн 5,4–5,5 км/с, который пространственно совпадает с отражающим горизонтом VII. Последний интерпретируется как кровля кунгурско-нижеказанских морских карбонатно-терригенных отложений.

Данные глубокого бурения показывают, что складчатые палеозойские структуры Северного Устья сложены шельфовыми карбонатно-терригенными толщами, формировавшимися в верхнедевонский и нижнеартинский периоды. Отложения включают прослои пород туфогенного и

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 ($P_1ar^2-T_3$)	верхний (T_1-T_3)	КССК - 2 T_3	VI (D) Via* VII VIIa б Тф
			КССК - 1 T_{1-2}	
		нижний ($P_1ar^2-P_1$)	КССК-2 P_2kz_1-t	
			КССК-1 P_{1-2} 	
	складчатый комплекс чехла ($D_1-P_1ar_1$)			
консолидированная кора (фундамент)				

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

Рисунок 24 - Схема сеймостратиграфического расчленения региона

эффузивного происхождения. Поверхность углового несогласия, которая фиксируется на сейсмических разрезах как отражающий горизонт «б», чётко определяет верхнюю границу комплекса.

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 нижней части доплитного комплекса прослеживается толща, сформированная из черных морских и лагунных глин, а

также алевролитов, которая в сейсмическом поле отражённых волн фиксируется как пачка ярких, чётко выраженных отражающих горизонтов во временном интервале до 0,2 с. По результатам стратиграфической интерпретации, эта толща относится к верхнеартинскому возрасту. Ранее данная толща рассматривалась как составляющая черноцветной терригенно-карбонатно-вулканогенной серии, отнесённой к верхнему карбону — ассельскому этапу развития. Над этой пачкой залегают терригенно-карбонатные осадки кунгурско-казанского возраста, мощность которых варьирует от 500–800 м в западной части лицензионного участка до 2000 м в пределах Шомыштинского сейсмогеологического района. Совместно с континентальными образованиями верхнепермского и триасового возраста, эти отложения формируют умеренно дислоцированный доплитный терригенный комплекс, играющий важную роль в общей тектоно-стратиграфической архитектуре региона. Кровлей этого квазисинхронного сейсмического комплекса является преломляющий горизонт T_3 . Граница комплекса фиксируется по отражающему горизонту VII и характеризуется граничной скоростью $V_{\Gamma} = 5,4–5,5$ км/с. Его мощность составляет порядка 2,0–2,5 км. В тех районах, где складчатые образования в разрезе отсутствуют, у основания доплитного комплекса прослеживается преломляющий горизонт, соответствующий поверхности консолидированной земной коры, с предельными скоростями $V_{\Gamma} = 6,0–6,4$ км/с. Терригенные породы триасового возраста формируют верхний сейсмогеологический ярус доплитного комплекса. Подошва комплекса определяется отражающим горизонтом VI (Д) и подстилающим горизонтом T_2 , для которого характерны скорости в диапазоне 5,0–5,1 км/с. Эта граница стратифицирована по данным бурения скважины ОП-1, вскрывшей с глубины 3850 м породы верхней перми. Кровлей этого сеймостратиграфического комплекса является V отражающий горизонт.

К западу от Тугаракчанского рифта и Косбулакского прогиба по смене преломленной волны T_6 волной T_3 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», T_2 , T_3 и T_{ϕ} . На основе сеймостратиграфического анализа выполнено тектоно-стратиграфическое районирование и разработана модель строения земной коры исследуемой территории. В пределах Западно-Туранской плиты к складчатому комплексу осадочного чехла отнесены отложения верхнего девона — нижнего артинского яруса, сформировавшиеся в условиях активной тектонической переработки.

Доплитный комплекс в пределах Западно-Туранской плиты представлен породами верхнеартинского — триасового возраста, характеризующимися умеренной дислоцированностью. В то же время в пределах Прикаспийской впадины доплитный комплекс стратифицируется как верхневендско—силурийский, что указывает на более древнюю тектоническую историю и иное тектоно-стратиграфическое развитие региона.

Плитный комплекс в Западно-Туранской плите представлен преимущественно юрскими и кайнозойскими отложениями, сформировавшимися в условиях платформенной стабилизации. В отличие от этого, на территории Прикаспийской впадины плитный комплекс включает более древние образования – девонского и артинского возраста, что обусловлено особенностями тектонической эволюции и длительным отсутствием интенсивных деформационных процессов в постпалеозойское время [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.

В пределах Косбулакского прогиба 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 5.0-5.1 км/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).

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.

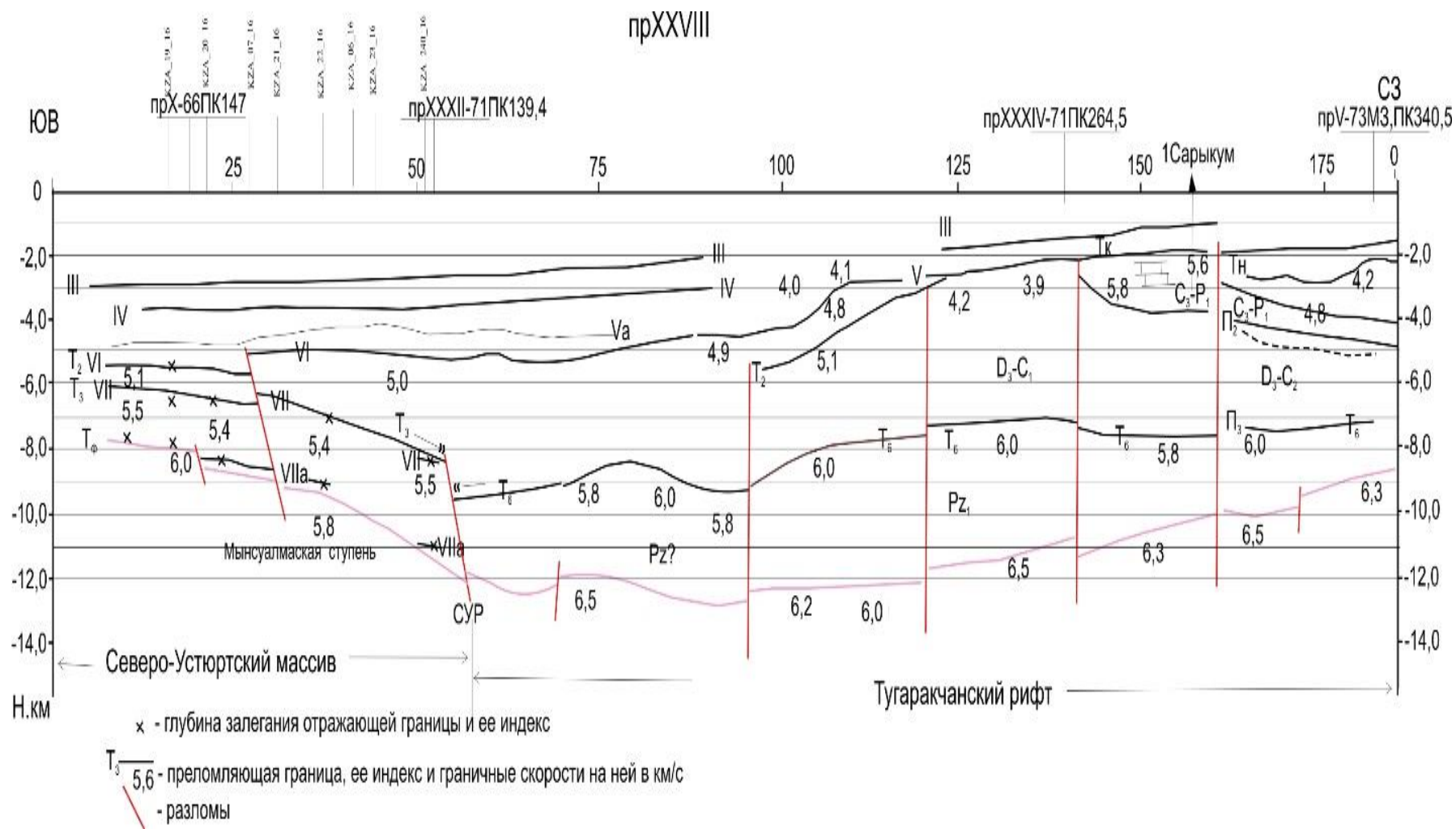


Рисунок 25 - Сейсмогеологический профиль КМПВ XXVIII-78

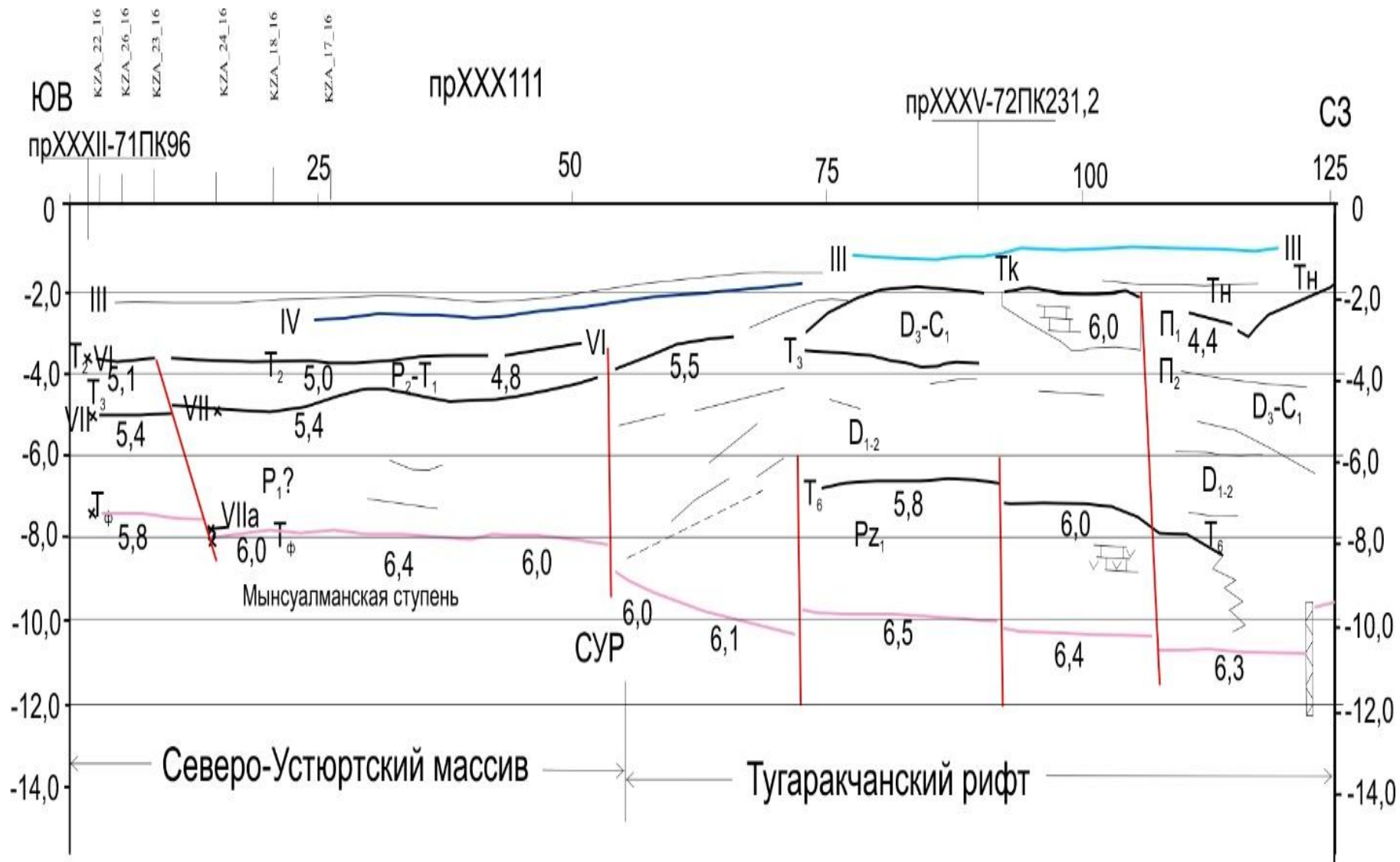


Рисунок 26 - Сейсмогеологический профиль КМПВ XXXIII-78

На сейсмическом профиле KZA 06, в зоне его пересечения с маршрутом КМПВ XXVIII, фиксируются три ключевых отражающих горизонта. Отражающий горизонт VI прослеживается во временном интервале 3,2–3,3 с и соответствует преломляющей границе T2 с граничной скоростью распространения продольных волн 5,0–5,1 км/с, что соответствует глубине порядка 5000 м.

Отражающий горизонт VII отмечается на времени 3,9 с и залегает на глубине около 8000 м, при этом он сопоставим по глубинному положению с преломляющим горизонтом T3. Ещё глубже фиксируется горизонт VIIa, расположенный на времени 4,7 с, который коррелируется с преломляющей границей Tф, характеризующейся граничной скоростью 5,8 км/с и глубиной порядка 9200 м.

На пересечении с другим профилем — KZA 24 — в волновом поле уверенно регистрируется только отражение от горизонта VII во временном интервале 4,3 с. По глубинной отметке (около 8500 м) он соответствует преломляющему горизонту T3 с граничной скоростью 5,3 км/с. Данная корреляция подтверждает устойчивость геофизических признаков горизонта VII как регионального стратиграфического и сейсмического репера в пределах изучаемого участка. 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 5.8-6.0 км/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 поскowych профилей, где расположен Тугаракчанский рифт. Здесь поверхность фундамента погружена на глубину 12 км 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 9-9.5 км до глубины 7.5-8.0 км.

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 Tф и VIIa в осадочном разрезе выделяется мощная (до 1 км) толща отложений в объеме, возможно, верхнего девона-нижнего арта. Толща верхнеартинско-кунгурско-уфимско-нижеказанского возраста сокращена до 500-700 м 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 1,5-2.0 км 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 Тф. Отражающая граница VI, прослеживаемая на глубине около 3850 м, коррелируется с преломляющей границей Т2, характеризующейся граничной скоростью распространения продольных волн 5,1 км/с. Согласно данным скважинной корреляции, эта граница стратифицируется как подошва триасовых отложений, соответствующая кровле верхнепермской толщи. Отражающей границе VII, залегающей на глубинах 5300–5400 м, соответствует преломляющая граница Т3 с граничной скоростью 5,4 км/с. На основании сопоставления сейсмогеологических данных и бурения, данная граница интерпретируется как кровля верхнеартинско–нижнеказанской карбонатно-терригенной толщины, формирующей нижнюю часть доплитного комплекса региона. Горизонт VIIa выделен на 0.4-0.5 с ниже границы VII, стратифицируется кровлей верхнеартинской толщи. И на времени 3.9 с протрассирован отражающий горизонт Тф, которому соответствует преломляющая граница с граничной скоростью 6000 м/с, принятая за кровлю фундамента. В точке пересечения сейсмического профиля KZA 22 с маршрутом КМПВ XXVIII фиксируются те же ключевые отражающие горизонты, что и на других сопряжённых профилях. Отражающий горизонт VI регистрируется во временном интервале 3,25 с и соответствует преломляющей границе Т2, характеризующейся граничной скоростью 5,1 км/с. Эта граница стратиграфически интерпретируется как подошва триаса — кровля верхнепермской толщи. Горизонт VII, выделяемый на времени 3,8 с, пространственно совпадает с преломляющей границей Т3, граничная скорость которой составляет 5,4 км/с. По глубине он соответствует отметке около 6800 м и интерпретируется как кровля верхнеартинско–нижнеказанской карбонатно-терригенной толщи. Отражающий горизонт VIIa фиксируется на времени 4,7 с, на глубине порядка 9200 м, и совпадает с преломляющим горизонтом, обладающим граничной скоростью 5,8 км/с. Он приурочен к верхней части зоны интенсивной акустической неоднородности, расположенной вблизи поверхности фундамента, и может рассматриваться как верхний рубеж переходной зоны между осадочным чехлом и консолидированной корой.

На этом интервале мощность толщи отложений верхнего арта - нижней казани составляет около 2.5 км. 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).

Таким образом, практически на большей части профиля к востоку от Шагырлинского разлома залегает 1.5-2.5 км кунгурско-нижеказанская карбонатно-терригенная толща пород с пластовой скоростью около 5.4 км/с. В подошве этих отложений регистрируется пакет интенсивных динамически ярко выраженных отражающих горизонтов временной мощности от 0.2 до 0.3 с, который датируется верхним артом. На западе от Шагырлинского разлома толща верхнеартинско-нижеказанских карбонатно-терригенных пород мощность до 1.5-2.5 км резко через уступ, совпадающий здесь с разломом, сокращается до первых сотен м недокомпенсированных пород. На востоке при погружении в Косбулакский прогиб кровля верхнеартинско-нижеказанских карбонатно-терригенной толщи также через уступ сокращается до первых сотен м. За уступом разрастается терригенная толща заполнения вышеказанско-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 3.3 с. Преломляющая граница с предельной скоростью 5,1 км/с фиксируется на глубине порядка 5600 м. Горизонт VII регистрируется в пределах 3,6 с на временном сечении и соответствует преломляющему горизонту T₃, его оставляет 5,5 км/с, а его положение фиксируется на глубине около 6300 м.

Данный уровень интерпретируется как кровля верхнеартинско-нижеказанской карбонатно-терригенной толщи, являющейся важным стратиграфическим и сейсмическим репером в структуре доплитного комплекса. Отражающий горизонт VIIa регистрируется на времени 4,1 с и соответствует преломляющей границе с граничной скоростью 6,0 км/с. Эта граница прослеживается на глубине около 8000 м и стратифицируется как кровля кристаллического фундамента, отделяющего осадочный чехол от консолидированной коры.

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 2.4 с, погружаясь на запад до 2.8-2.9 с. Мощности отложений триаса в своде сокращаются до 300-400 м, а мощность верхней перми в объеме вышеказанско- татарских отложений увеличивается до 1000-1100 м. Мощность отложений между горизонтами VII-VIIa мало меняется, а мощность отложений между фундаментом и горизонтом VIIa составляет 1000-1200 м. 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, совпадающий с преломляющей границей T2, для которой характерна граничная скорость 5,1 км/с и глубина залегания около 5900 м. Горизонт VII фиксируется на временной отметке 3,75 с и соответствует преломляющему горизонту T3, характеризующемуся скоростью распространения волн порядка 5,5 км/с. По данным сейсмической интерпретации, он залегает на глубине порядка 6700 м и ассоциируется с кровлей верхнеартинско-нижнеказанской карбонатно-терригенной толщи. Горизонт VIIa прослеживается на времени 4,3 с и соответствует преломляющей границе Tф с граничной скоростью 6,0 км/с. Эта граница фиксируется на глубине около 8200 м и интерпретируется как кровля кристаллического фундамента, отделяющего осадочный чехол от подстилающей консолидированной коры (Рисунок 30).

На основании полученных данных можно утверждать, 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 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.

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 своде 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.

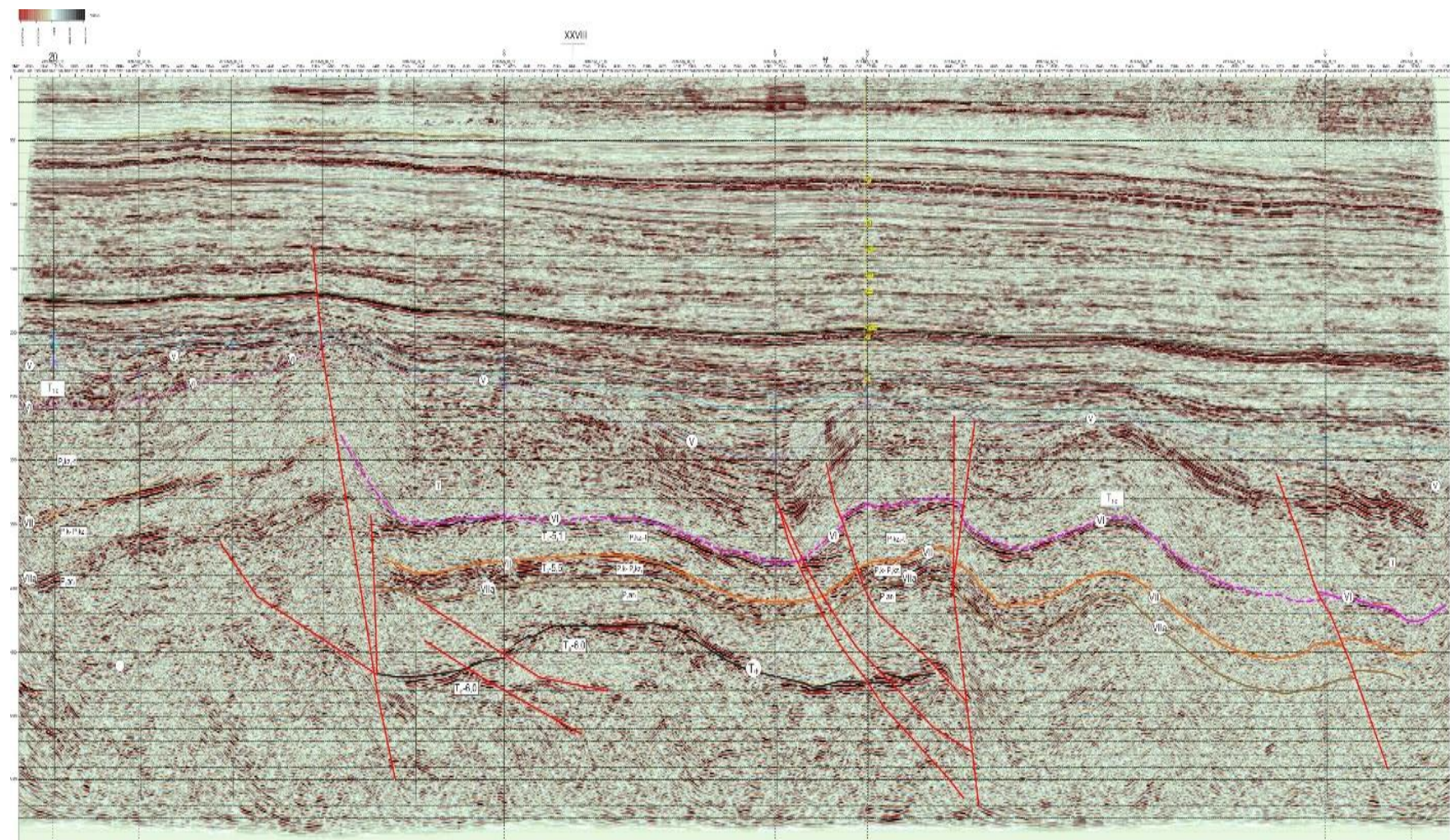


Рисунок 30 - Временной сейсмический разрез по линии 20, демонстрирует сопоставление преломляющих и отражающих границ

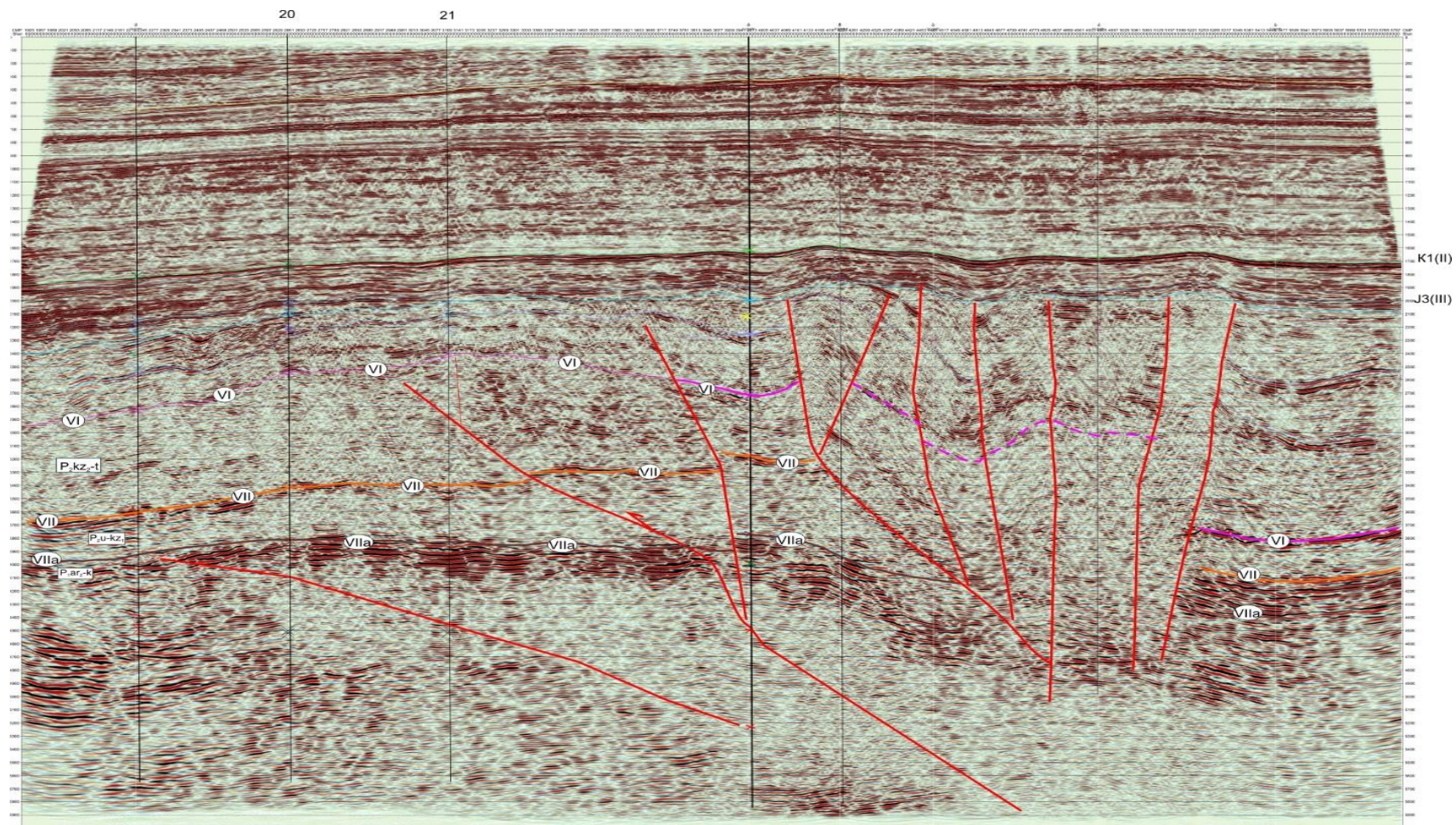


Рисунок 31 - Временной сейсмический разрез по линии 01, демонстрирует характер волнового поля в пределах карбонатного массива и сопоставление преломляющих и отражающих границ

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 в 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).

Выводы по разделу 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 3Д-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,

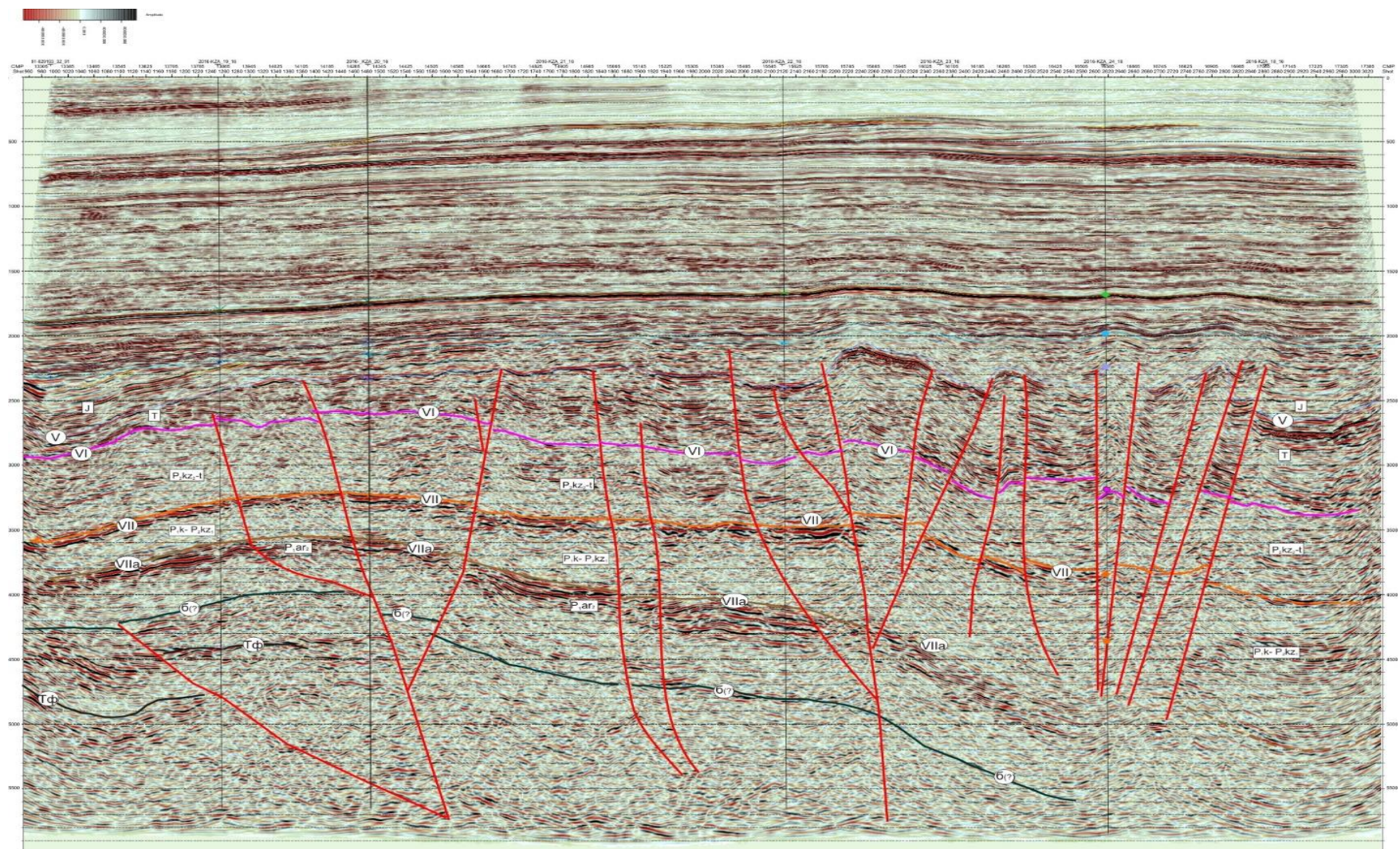


Рисунок 32 - Временной сейсмический разрез по линии 02, демонстрирует характер волнового поля через карбонатный массив и сопоставление преломляющих и отражающих границ

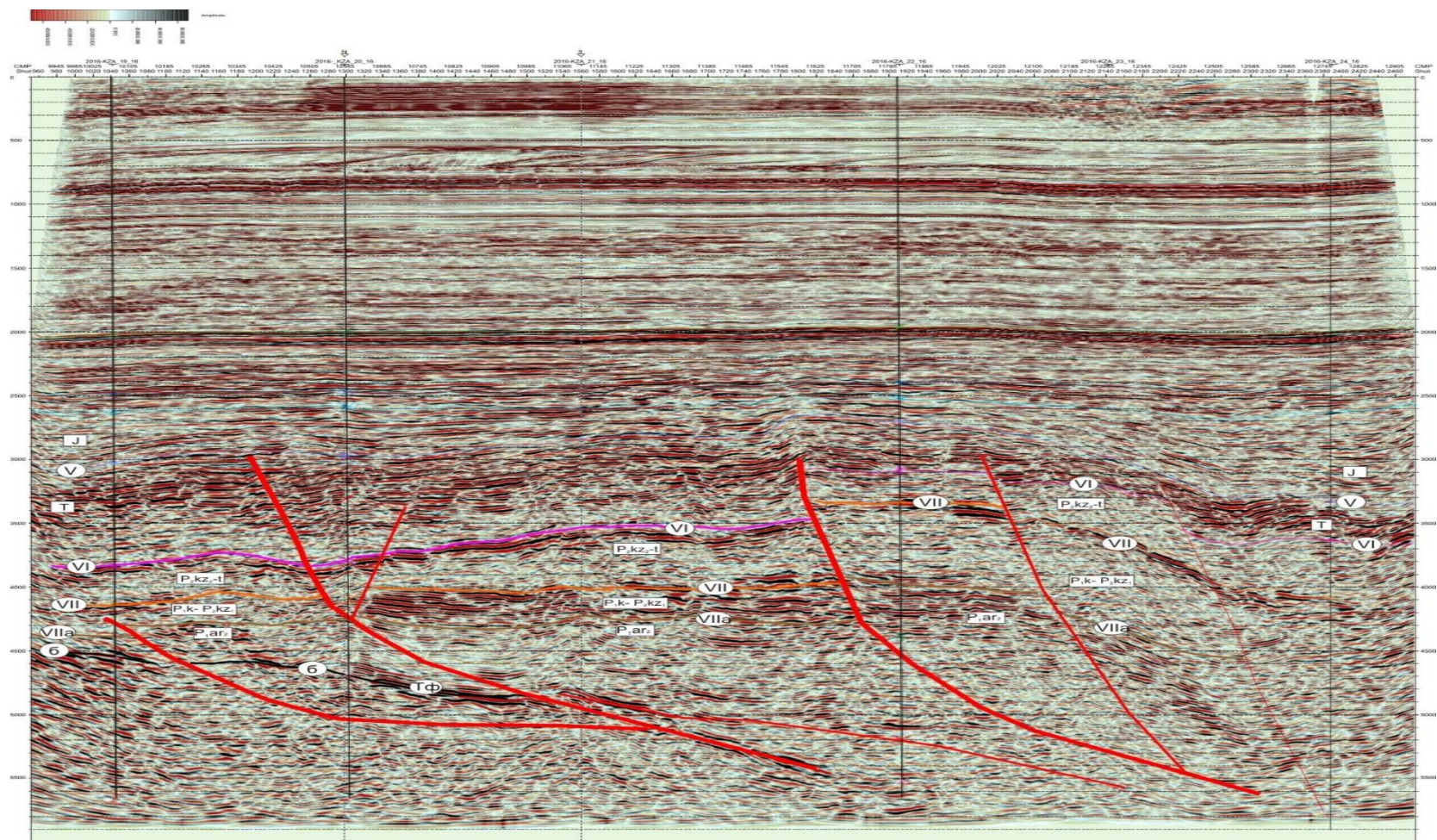


Рисунок 33 - Временной сейсмический разрез 09, демонстрирует характер волнового поля через карбонатный массив и сопоставление преломляющих и отражающих границ

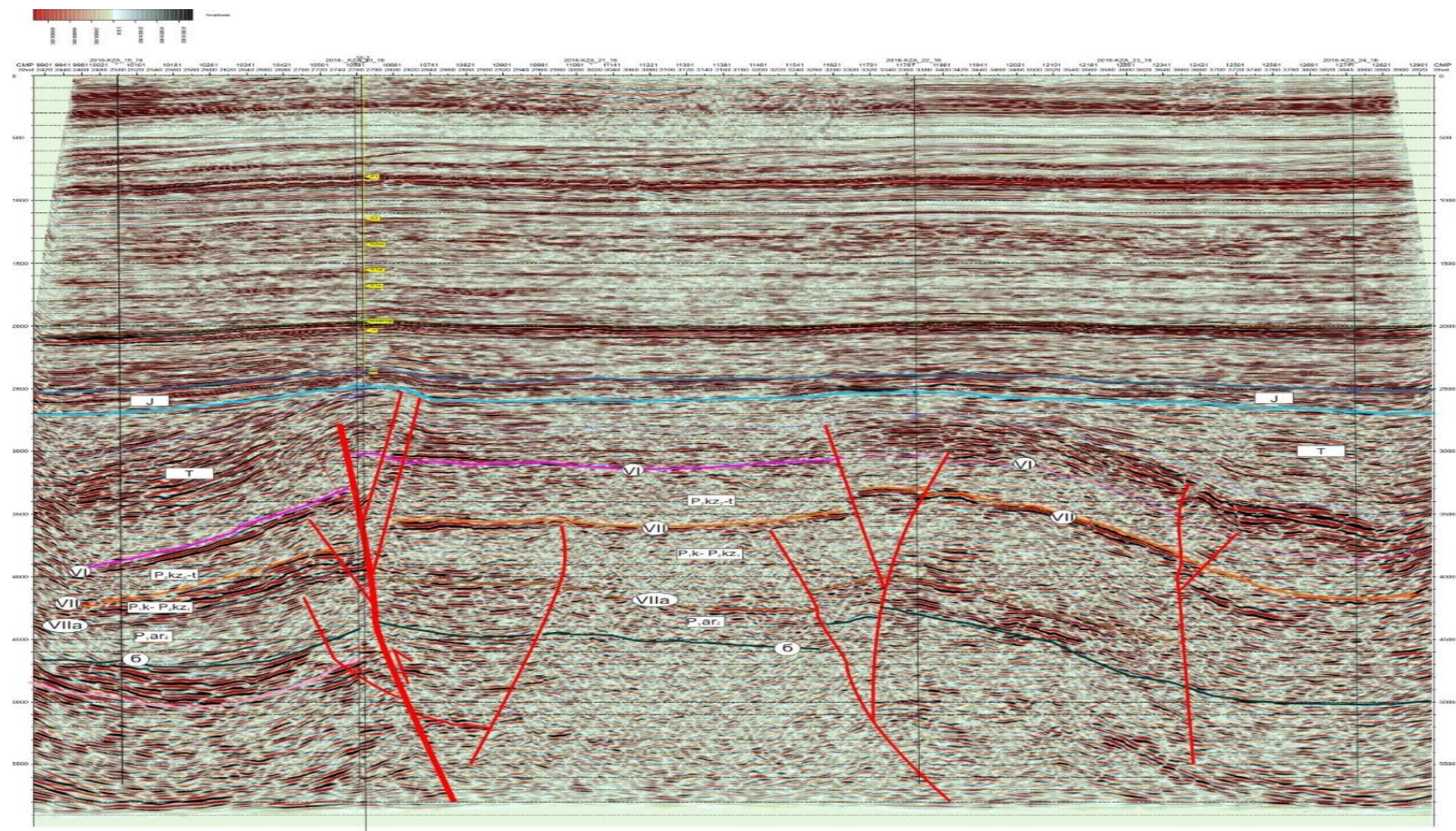


Рисунок 34 - Временной сейсмический разрез 10, демонстрирует характер волнового поля через карбонатный массив и сопоставление преломляющих и отражающих границ

однако высокая степень дислоцированности пород и эффузивный магматизм создают сложности для сохранения залежей.

Сейсмостратиграфический анализ доюрских отражающих горизонтов позволил уточнить стратиграфическое расчленение осадочного чехла и можно выделить три основных геологических комплекса: складчатый, доплитный и плитный. Складчатый комплекс представлен карбонатными породами верхнедевонского и нижнекаменноугольного возраста, которые рассматриваются как перспективные резервуары углеводородов. Доплитный комплекс сформирован терригенно-карбонатными отложениями, относящимися к верхнеартинско–нижеказанскому интервалу, 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 АКТУАЛИЗАЦИЯ ГЕОЛОГО – ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ СТРОЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОГО ПОТЕНЦИАЛА КОСБУЛАКСКОГО ПРОГИБА

4.1 Геолого – геофизическое моделирование и структурная характеристика Косбулакского прогиба

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 Устьюртского региона, оцениваемого в масштабе значительных перспектив нефтегазоносности.

Следует отметить, что плато Устьюрт распределен на прогибы, каждый из которых характеризуется определенным процентом нефтегазоносности. Так, Косбулакский прогиб входит в число перспективных зон 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 считается максимально исследованным на сегодняшний день, однако, остаются территории с не уточненными геолого-геофизическими данными без качественного уровня оценки и прогнозных показателей на всех уровнях.

Современные исследования подтверждают значительный потенциал нефтегазоносных объектов восточного борта Северного Устьюрта. В частности, Бекешова Ж. Б. и соавторы отмечают, что использование новых геофизических данных позволило 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 залеганиям 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 Косбуласского 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 настоящее положение дел и будущие 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/Gr 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. В рамках исследования автором разработана геологическая модель рассматриваемой территории с подробной

характеристикой геохимических показателей, фильтрационно-емкостных свойств пород и их стратиграфической принадлежности (юрские и палеозойские отложения) [17, с. 8].

Анализ и систематизация геолого-геофизических материалов, относящихся к 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 и структурных особенностей Косбулакского прогиба в пределах Устьюртского региона. Проведённое разделение геологических структур позволило установить пространственное распределение залежей углеводородов, формирующихся в отложениях различного стратиграфического возраста.

- метод обобщения – систематизация ключевых научных положений, касающихся геологоразведочных работ, а также формирование теоретической базы по вопросам нефтегазоносности перспективных участков. Это позволило выстроить аналитическую основу для оценки потенциала региона в контексте прогнозирования развития топливно-энергетического сектора Республики Казахстан.

- 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. Это, в свою очередь, создавало необходимость повышения качества разведывательных работ и уточнения геолого- геофизических данных. В 1998 году на законодательном уровне были зафиксированы дальнейшие направления поиска перспективных нефтегазоносных залежей.

Активное исследование недр в первой половине XX века привело к значительному увеличению разведанных запасов углеводородов 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.

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.

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, изменяющихся в диапазоне 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).



Рисунок 35 - Характеристика географических особенностей местоположения Косбулакского прогиба. Источник: составлено автором согласно данным источника [114, с.95]



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

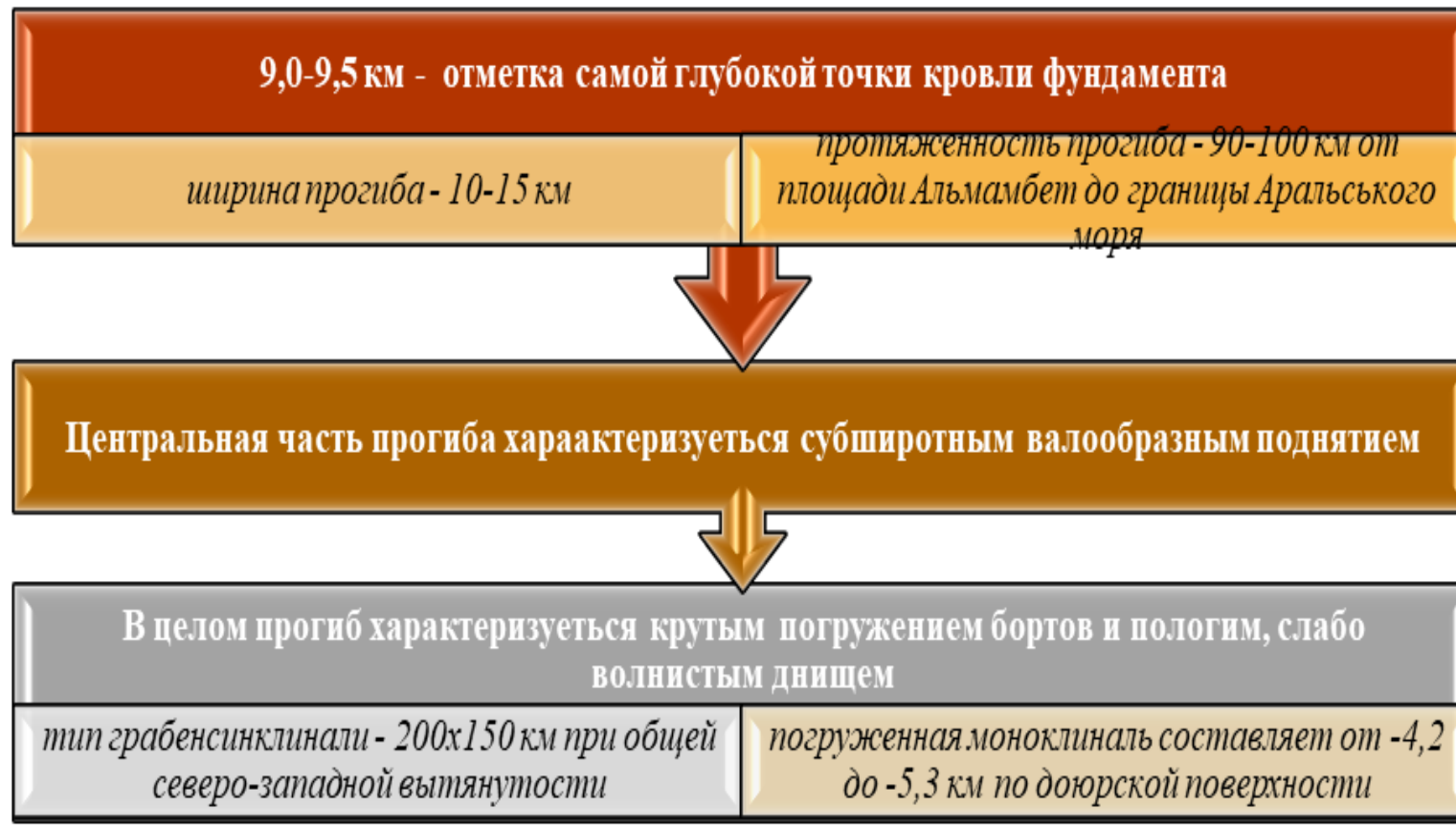


Рисунок 37- Геолого-геофизическая характеристика Косбулакского прогиба, которая входит в исследование до 2010 года. Источник: составлено автором согласно данным источника [72, с.61]

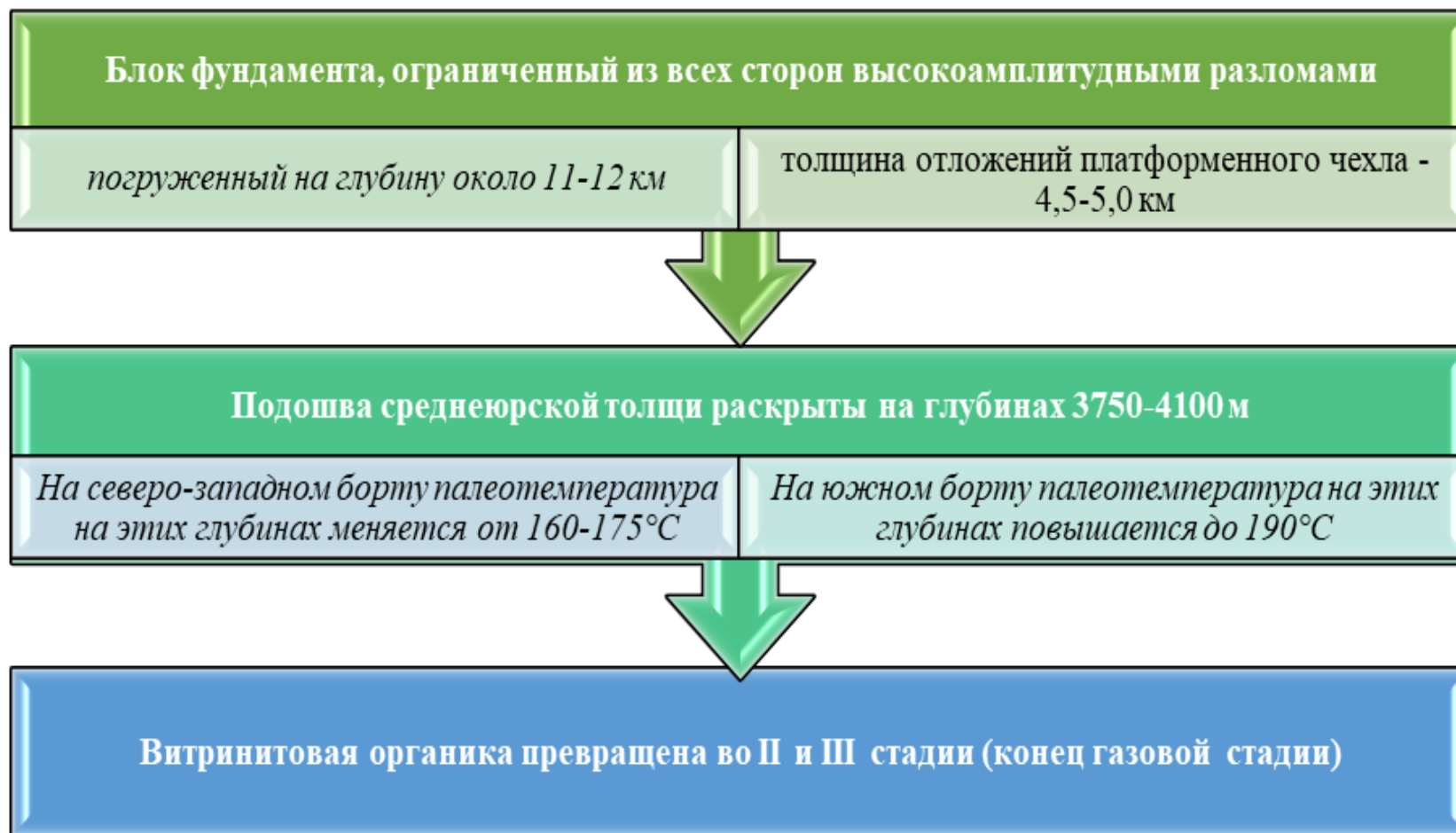


Рисунок 38 - Геолого-геофизическая характеристика Косбулакского прогиба, которая входит в исследование после 2015 года

Источник: составлено автором согласно данным источника [72, с.61]

Уровень современной глубины осадочной толщи юрских отложений характеризуется максимальным погружением;

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

Повышенные значения палеотемператур (до 200 °С) отмечаются на участках максимального погружения среднеюрской толщи, глубина залегания которой достигает 4,5 км.

В пределах восточной части Косбулакского прогиба, частично заходящей в акваторию Аральского моря, юрская толща проявляется в форме моноклинального подъема. Однако геологические условия осадконакопления в этой зоне до сих пор остаются слабо изученными.

Северо-западный участок прогиба представленный Актумсицкой котловиной, характеризуется пониженными параметрами теплового режима, что связано с резким снижением уровня палеоизотерм.

Так, в прибортовых частях пригиба, особенно в районе Северо-Устюртской площади, палеотемпература снижается с 160 °С до 75 °С.

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 значение теплового потока достигает 0,01 W/m² в условиях доминирования керогена II и III типов. В условиях зрелости нефтематеринских пород нижнеюрского и триасового возраста концентрация органических веществ варьируется от 1,3% до 2,3.

В таких условиях показатели изменение 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 общем. Хотя не всегда прогнозные значения совпадают с фактическими показателями, как об этом говорилось ранее.

4.2 Прогнозирование распределения перспективных нефтегазовых структур на основе актуализированных данных

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 конкретном участке.

При прогнозных расчетах нефтегазоносности недр происходит выделение следующих объектов:

- Открытие новых месторождений углеводородов в регионах с недостаточным уровнем изученности;

- Дополнительные накопления углеводородов были обнаружены в бассейнах, которые ранее исследовались;

- 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].

Таким образом, результаты исследования указывают на высокий генерационный потенциал крупных прогибов — Восточно-Аралского, Самского, Челкарского и Косбулакского — в контексте их положения в зонах активного осадконакопления. Особенно это проявляется в пределах северо-западной части плато, где подтверждены прогностические оценки по Косбулаковому прогибу, Минсуалмасская ступень 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 уровне зонального прогноза было установлено, что палеозойские отложения обладают признаками потенциальной нефтегазоносности. К положительным факторам относится их слабая степень метаморфизма и относительно невысокий уровень тектонической деформации. Вместе с тем, ограничивающим критерием является значительная глубина залегания, требующая дорогостоящего глубокого бурения, что затрудняет детальное изучение. Однако, согласно прогнозу, данные отложения могут выходить на приемлемые глубины бурения в переходной зоне между южным бортом Косбулакского прогиба и Актумсицким структурным 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.

Изменение промышленной продуктивности отложений палеогена, мела и юры наблюдается в области соединения Кобсулакского прогиба и Кессарминского вала, создавая тем самым условия для формирования ловушек.

Сейсморазведочные работы в южной части Косбулакского прогиба позволят 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 топливно-энергетического 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 (Д) и региональная порода, являющаяся верхним слоем при изучении геологического разреза (С). 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 экологически безопасного 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, Мангышлакский, Южно-Торгайский, Устюртский, Чу-Сарысузский 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.

Выводы по разделу 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, 3Д-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 могут применяться в образовательной и научно-исследовательской деятельности:

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 - геолого-геофизическая модель может служить основой для дальнейших научных изысканий, направленных на прогнозирование нефтегазоносных зон и совершенствование подходов к поиску и оценке углеводородных залежей.
4. Образовательные программы – данные диссертации актуальны для внедрения 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. Research Design: Qualitative, Quantitative, and Mixed Methods Approaches // SAGE Publications. - 2018. DOI: 10.4135/9781506386690.
- 2 Swales J.M., Feak C.B. Academic Writing for Graduate Students: Essential Tasks and Skills // University of Michigan Press. – 2012. DOI: 10.3998/mpub.2173936 library.dnu.dp.ua+4ru.wikipedia.org+4ru.wikipedia.org+4.
- 3 Walliman N. Research Methods: The Basics // Routledge. – 2017. DOI: 10.4324/9781315529013ru.wikipedia.org.
- 4 Boote D. N., Beile P. Scholars Before Researchers: On the Centrality of the Dissertation Literature Review // Educational Researcher. - 2005. - №34(6). – P. 3-15. DOI: 10.3102/0013189X034006003.
- 5 Булекбаев З.Е., Гарецкий Р.Г. и др. Геологическое строение и газонефтеносность северного Приаралья и Северного Устьюрта. - М.: Наука, 1970.
- 6 Карцева О.А. Верхнепалеозойские отложения Устьюрта // БМОИП. - 1974. - № 6.
- 7 Бородаев Б.Г., Карцева О.А. Допермские отложения восточной части Северного Устьюрта // Бюлл. МОИП. - 1980. - № 2.
- 8 Волож Ю.А., Липатова В.В., Воцалевский Э.С. и др. Доюрский комплекс Северного Устьюрта и полуострова Бузачи // Тр. ВНИГРИ. - М.: Недра, 1985. - Вып. 254 - 133 с.
- 9 Попков В.И., Воскобой В.А., Нурманов А.М. Глубинная структура Северного Устьюрта (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 Устьюрта 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 Устьюртского 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 Устьюрта 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 Устьюрта // 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. The Literature Review: Six Steps to Success // Corwin Press. - 2016. DOI: 10.4135/9781506335193library.uspu.ru
- 17 Юлдашева М.Г. 2011. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Самско-Косбулакского прогиба и Кассарминского вала: автореф. ... канд.геол.-минер.наук. - Ташкент: Национальная холдинговая компания «Узбекнефтегаз» открытое акционерное общество «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений».
- 18 Denzin N. K., Lincoln Y.S. The SAGE Handbook of Qualitative Research // SAGE Publications. - 2017. 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. Research Methodology: Methods and Techniques // New Age International. - 2004. 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, - Актау, 2022.
- 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. – 152 с.
- 26 Хаин Б.Е. Региональная геотектоника – внеальпийская Европа и западная Азия. – М.: Недра, 1977. –360 с.
- 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. - С. 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 Paranoaceratidae 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. – 2011. - Т. 52, № 10. - С.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. <https://journals.eco-vector.com/0016-853X/article/view/14400>. 28.03.2025 г.
- 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: автореф. ... канд. геол.-мин. наук. – М., 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. - С. 140-145
- 53 Опорные и параметрические скважины Устюрта. – Ташкент: ФАН, 1981.
- 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». – Ташкент: ФАН, 1986.

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.

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

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

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

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

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

72 Абдуллаев Г., Богданов А., Эйдельмант Н. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Устьюртском регионе Республики Узбекистан. Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019. <https://cyberleninka.ru/article/n/sovremennoe-sostoyanie-i-perspektivy-razvitiya-geologorazvedochnyh-rabot-na-neft-i-gaz-v-ustyurtskom-regione-respubliki-uzbekistan>. 02.03.2024 г.

73 Patruno S., Hampson G. J., Jackson C. A.-L., Dreyer T. Clinoform geometry, geomorphology, facies character and stratigraphic architecture of a sand-rich subaqueous delta: Jurassic Sognefjord Formation, offshore Norway. Sedimentology, 2015. - №62(1).- P. 350–388.

74 Clairmont R., Kolawole F., Omale A. P., Bedle H. Controls of pre-existing structures on clinoform architecture and the associated progradational system elements // Basin Research, 2021. - №33(2). – P.875–902.

75 Gao H., Wu X., Zhang J., et al. ClinoformNet-1.0: stratigraphic forward modeling and deep learning for seismic clinoform delineation. Geoscientific Model Development, 2023. - №16(9). – P. 2495–2513.

76 Shaikhina D., Yessalina S., Muratov A., et al. 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. – 2024.

77 Telesca L., Kadirov F., Yetirmishli G., et al. Statistical analysis of the 2003–2016 seismicity of Azerbaijan and surrounding areas // Journal of Seismology, 2017. - №21(6). – P.1467–1485.

78 Abetov A.E., Yessirkepova S.B., Barbosa J.C.M. 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. – P.6–16.

79 Khalismatov I., Zokirov R., Zakirov A., et al. (). Main types of reservoirs of pre-jurassic deposits in the Ustyurt region // E3S Web of Conferences.- 2023. - №434.

80 Abetov A.E., Yessirkepova S.B., Ma J.C. 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, 2022. - № 3(453). – P. 17–31.

- 81 Abetov A. E., Yessirkepova Sh. B., Curto Ma. J. 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*, 2021. - № 6(450). – P. 6–14.
- 82 Efendiyev G.M., Mammadov P.Z., Piriverdiyev I.A., Mammadov V.N. Clustering of geological objects using FCM-algorithm and evaluation of the rate of lost circulation // *Procedia Computer Science*. – 2016. - №102. – P. 159–162.
- 83 Massari F. Supercritical-flow structures (backset-bedded sets and sediment waves) on high-gradient clinoform systems influenced by shallow-marine hydrodynamics // *Sedimentary Geology*, 2017. - №360. – P. 73–95.
- 84 Harishidayat D., Emmel B.U., de Jager G., Johansen S.E. Assessment of continental margin clinoform systems in the Sørvestsnaget Basin, Western Barents Sea: from clinoform parameters towards paleo-water depth // *Marine Geophysical Research*, 2022.- № 43. – 22 p.
- 85 Schattner U., José Lobo F., López-Quirós A., et al. What feeds shelf-edge clinoforms over margins deprived of adjacent land sources? An example from Southeastern Brazil // *Basin Research*, 2020. - №32(2). – P. 293–301.
- 86 Vieira I., Lobo F. J., Montoya-Montes I., et al. A non-deltaic clinoform wedge fed by multiple sources off São Sebastião Island, Southeastern Brazilian Shelf. *Geo-Marine Letters*. – 2018. - №38(1). – P. 63–81.
- 87 Zeng Z., Zhu H., Yang X., et al. 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*, 2020. - №11. - 104048 p .
- 88 Salazar M., Moscardelli L., Wood L. Utilising clinoform architecture to understand the drivers of basin margin evolution: a case study in the Taranaki Basin, New Zealand. *Basin Research*, 2016.- №28(6). – P. 840–865.
- 89 Salazar M., Moscardelli L., Wood L. Two-dimensional stratigraphic forward modeling, reconstructing high-relief clinoforms in the northern Taranaki Basin. *AAPG Bulletin*, 2018. - №102(12). – P. 2409–2446.
- 90 Mammadov P.Z., Ganiyeva R.Y. 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*, 2021. - №2(446). – P. 82–89.
- 91 Graham G.H., Jackson M.D., Hampson G.J. Three-dimensional modeling of clinoforms in shallow-marine reservoirs: Part 1. Concepts and application // *AAPG Bulletin*, 2015. - №99(6). – P. 1013–1047.
- 92 Graham G.H., Jackson M.D., Hampson G.J. 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*. - 2015. - № 99(6). – P. 1049–1080.

- 93 Peng Y., Olariu C., Steel R.J. Recognizing tide- and wave-dominated compound deltaic clinothems in the rock record // *Geology*, 2020. - Vol. 48. - P. 1149–1153. DOI: 10.1130/G47767.1.
- 94 Braathen A., Midtkandal I., Mulrooney M. J., et al. Growth-faults from delta collapse – structural and sedimentological investigation of the Last Chance delta, Ferron Sandstone, Utah // *Basin Research*, 2018. - №30(4). – P. 688–707.
- 95 Korus J.T., Fielding C.R. 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*, 2017. - №87(8). – P. 897–920.
- 96 Wang J., Bhattacharya J.P. Plan-view paleochannel reconstruction of amalgamated meander belts, cretaceous ferron sandstone, Notom Delta, South-central Utah, U.S.A. // *Journal of Sedimentary Research*, 2018. - № 88(1). – P.58–74.
- 97 Patruno S., Hampson G. J., Jackson C.A.-L., Whipp P.S. 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*, 2015. - №27(4). – P. 412–452.
- 98 Stefano Patrunoa, William Helland-Hansenb Clinoforms and clinoform systems: Review and dynamic classification scheme for shorelines, subaqueous deltas, shelf edges and continental margins. *Earth-Science Reviews*. - 2018. - №185(3). – P.202-233. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2018.05.016>.
- 99 Gutman I.S., Kuznetsova G.P., Marjina A.V., Morozova A.I., Yampolskaya E.N., Chernova L.I., Furman N.F., Ivanov S.A., Skachek K.G., Mordvintsev. Osobennosti formirovaniya klinofom v achimovskoy tolshche Zapadnoy M.V. // *Sibiri po dannym bureniya i seysmicheskikh issledovaniy., Territoriya Neftegaz*. - 2011.
- 100 Trushkova L.Ya., Igoshkin V.P. Klinofomy 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. Methods for restoring and describing ancient clinoform surfaces // *Journal of Sedimentary Research*, 2018. – №88(2). – P. 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. – № 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. - P. 123-136.
- 104 Крылов Н.А., Заболотная Ю.И., Гризик А.Я. Направления дальнейших поисков залежей углеводородов в Устюртском регионе Республики Узбекистан // *Вестник газовой науки*, 2016. - №1. - С.102-111.

- 105 Бекешова Ж.Б., Кожамет К.А., Муратова С.К., Омирзакова Э.Ж., Абызова С.С. Перспективы палеозойских отложений Косбулакского прогиба в свете новых геолого-геофизических данных // Труды университета. — 2025. — №1 (98). — С. 102-103.— DOI: 10.52209/1609-1825_2025_1_100.
- 106 Ulmishek G. Petroleum geology and Resources of the North Ustyurt Basin, Kazakhstan and Uzbekistan. US Geological Survey Bulletin 2201–B. – 25 p.
- 107 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.
- 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 Тлеубергенов 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 Волож Ю.А., Антипов М.П., Быкадоров В.А, Хераскова Т.Н., В.С.Парасына, Днистрянский В.И., Каширских М.Ф., Оффман И.П., Иванова Н.А. - М.: Научный мир, 2013. - 261с.
- 111 Казахстан возобновляет активный поиск новых месторождений полезных ископаемых. - 2022. <https://nangs.org/news/upstream/kazakhstan-vozobnovlyayet-aktivnyj-poisk-novykh-mestorozhdenij-poleznykh-iskopaemykh>. 28.03.2025 г.
- 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 clinoform structure of Paleogene gas reservoirs in the Ustyurt region // SOCAR Proceedings. – 2024. – №4. – P. 3–011. DOI: 10.5510/OGP20240401011.
- 113 Богданов А., Хмыров П. История развития и современное состояние сырьевой базы углеводородов Устюртского региона // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. http://www.ngtp.ru/rub/2022/4_2022.html. 28.03.2025 г.
- 114 Абилхасимов Х. О новых перспективах нефтегазоносности Северного Устюрта на основе результатов бассейнового моделирования // Нефть и газ. – 2019. - №1(109). – С. 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. Experience of Development and Implementation of Integrated Intelligent Control System for Ustyurt Gas-chemical Complex. Procedia Computer Science. 2016. – P.485-489.
- 117 Clancy S., Worrall F., Davies J., Gluyas J. 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. 2018. - №618.- P. 586-594.

- 118 Zhang G., Yang S., Mo C., Zhang Z. Experimental research on capacity expansion simulation of multi-cycle injection-production in reconstruction of oil reservoir to underground gas storage // *Journal of Energy Storage*. - 2022.- 54 p. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X2201221X>. 28.03.2025 г.
- 119 Goudarzi A., Meckel T., Seyyed H., Treviño R. 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*. - 2019. - №80. – P. 96-102.
- 120 Ebuka N., Iyeke S. Analysing the impact of oil and gas local content laws on engineering development and the GDP of Nigeria. *Energy Policy*. 2022. – 163 p. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421522000611>. 28.03.2025 г.
- 121 Wang W., Pang X., Chen Z., Chen D., Zheng T., Luo B., Li J., Yu R. Quantitative prediction of oil and gas prospects of the Sinian-Lower Paleozoic in the Sichuan Basin in central China. *Energy*. - 2019. - №174. – P. 861-872.
- 122 Lee W., Abuov, Y., Seisenbayev N. CO₂ storage potential in sedimentary basins of Kazakhstan // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. - 2020. – 103 p. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583620306113>.
- 123 Wang Z., Fan Z., Zhang X., Liubxichen B. Status, trends and enlightenment of global oil and gas development in 2021 // *Petroleum Exploration and Development*. - 2022. - №49(5). – P. 1210-1228.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Диплом



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

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

