Каспийский университет технологии и инжиниринга имени Ш. Есенова

УДК 553.98

На правах рукописи

ЖИЕНБАЕВА ГУЛЬБАНУ ИЗМУХАНОВНА

Строение, условия формирований отложений, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность триаса Карагиинской седловины и прилегающих территорий

8D07208(6D070600) - Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Диссертация на соискание степени
доктора философии (PhD)

Научный консультант:
Қожахмет Қ.Ә. к.г-м.н.,
ассоциированный профессор
Зарубежный научный консультант:
Алексеев А.С. д.г.-м.н. профессор
МГУ им. М.В Ломоносова, Россия

Республика Казахстан
Актау, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

ОПРЕДЕЛЕНИЯ…… 5
ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ…… 7
НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ…….. 8
ВВЕДЕНИЕ……..... 9
1 ГЕОЛОГО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ЛИТОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ФОРМИРОВАНИЯ ТРИАСОВОГО КОМПЛЕКСА КАРАГИИНСКОЙ СЕДЛОВИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ…… 15
1.1 История и современное состояние геолого-геофизической изученности Карагиинской седловины и прилегающих территорий..... 15
1.2 Литостратиграфическое положение триасового комплекса Карагиинской седловины и прилегающих территорий..... 20
1.3 Региональное тектоническое положение и структурная организация Карагиинской седловины 24
1.4 Тектоно-седиментационные условия формирования триасовых отложений..... 28
1.5 Рифтогенный этап развития Южно-Мангышлакского бассейна и его роль в формировании триасового комплекса 34
Выводы по разделу 1 36
2 МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КОМПЛЕКСНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КАРАГИИНСКОЙ СЕДЛОВИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ 38
2.1 Исходный фактический материал и основные направления исследования…….. 38
2.2 Комплексная количественная интерпретация материалов ГИС 39
2.3 Оценка коэффициента пористости верхнетриасового горизонта T_3 40
2.4 Оценка коэффициента пористости среднетриасовых горизонтов T_2-А и T_2-Б 42
2.5 Обоснование граничных значений фильтрационно-емкостных параметров 43
2.6 Оценка нефтегазонасыщенности продуктивных горизонтов 45
2.7 Комплексирование материалов ГИС, керна и результатов испытаний..... 47
2.8 Методические основы структурно-сейсмического анализа 48
2.9 Методические основы сейсмофациального анализа триасовых резервуаров 50
2.10 Ограничения и неопределенности комплексной методики 51
2.11 Общая последовательность комплексного исследования 52
Выводы по разделу 2 53
3 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ И ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТРИАСОВОГО КОМПЛЕКСА КАРАГИИНСКОЙ СЕДЛОВИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ..... 55
3.1 Общая характеристика нефтегазоносности триасового комплекса 55

3.2 Литолого-петрофизическая характеристика продуктивных горизонтов T_3, T_2-А и T_2-Б 57
3.3 Геолого-геофизические особенности триасовых залежей месторождения Северное Карагие 59
3.4 Геолого-геофизические особенности триасовых залежей месторождения Алатобе 61
3.5 Геолого-геофизические особенности триасовых залежей месторождения Ащиагар 63
3.6 Геолого-геофизические особенности триасовых залежей месторождения Атамбай-Сартобе 65
3.7 Геохимическая характеристика триасовых нефтей и их генетические особенности 66
3.8 Нефтематеринские образования, генерационный потенциал и миграция углеводородов 70
3.9 Основные закономерности размещения продуктивных триасовых резервуаров 74
3.10 Геолого-геофизические и геохимические критерии прогноза нефтегазоносности 77
Выводы по разделу 3 79
4 ЛИТОСТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ВЕРХНЕТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕГЕНДЫКСКОЙ ВПАДИНЫ И СЕВЕРО-КАРАГИИНСКОЙ ЗОНЫ 82
4.1 Геолого-тектоническое положение и стратиграфическая позиция верхнего триаса 82
4.2 Материалы и принципы литолого-стратиграфической корреляции 84
4.3 Северо-Ракушечная свита: строение и цикличность 86
4.4 Бокандская свита 90
4.5 Закономерности изменения мощности и фациальной зональности 91
4.6 Коллекторские свойства и нефтегазогеологическое значение 93
4.7 Значение результатов для Карагиинской седловины и карт 96
4.8 Седиментационная модель и значение результатов для последующего картографического обобщения 96
Выводы по разделу 4 97
5 ЛИТОФАЦИАЛЬНАЯ ЭВОЛЮЦИЯ ТРИАСОВОГО КОМПЛЕКСА, ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРАГИИНСКОЙ СЕДЛОВИ-НЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ 100
5.1 Принципы литофациальной реконструкции триасового комплекса 100
5.2 Нижнетриасовый этап осадконакопления и распределение терригенных фаций 101
5.3 Среднетриасовый этап: развитие вулканогенно-карбонатной седиментации 104
5.4 Литолого-петрографические особенности и вторичные преобразования среднетриасовых карбонатных пород 105

5.5 Пространственная модель среднетриасового комплекса и распределение карбонатных коллекторов 107
5.6 Верхнетриасовый этап осадконакопления и цикличность формирования терригенных коллекторов 110
5.7 Пространственное распределение верхнетриасовых терригенных коллекторов 111
5.8 Литофациальная эволюция триасового бассейна и смена типов резервуаров 114
5.9 Литофациально-структурный контроль и прогноз нефтегазоносности … 115
5.10 Значение литофациальных построений для дальнейшего изучения триасового комплекса 117
Выводы по разделу 5 118
ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 120
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ..... 122
ПРИЛОЖЕНИЕ А - Сертификат о прохождении научной стажировки в МГУ имени М.В. Ломоносова..... 131
ПРИЛОЖЕНИЕ Б - Сертификат участника Республиканской научной и научно-технической конференции «Актуальные проблемы наук о Земле» …132
ПРИЛОЖЕНИЕ В - Акт внедрения результатов научно-исследовательской работы в научно-производственную деятельность филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз» ……133
ПРИЛОЖЕНИЕ Г - Акт внедрения результатов научно-исследовательской работы в учебный процесс Каспийского университета технологии и инжиниринга имени Ш. Есенова…….136

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Триасовый комплекс - совокупность нижне-, средне- и верхнетриасовых отложений, сформировавшихся в течение триасового периода и различающихся по составу пород, условиям образования и коллекторским свойствам.

Литостратиграфия - изучение и расчленение геологического разреза на отдельные подразделения по составу пород, особенностям их строения и последовательности залегания.

Корреляция разрезов - сопоставление геологических разрезов разных скважин с целью определения соответствующих друг другу стратиграфических интервалов и прослеживания их изменения по площади.

Осадконакопление - процесс накопления осадочного материала, из которого в дальнейшем формируются осадочные горные породы.

Седиментационный цикл - последовательная смена условий осадконакопления, отраженная в закономерном изменении состава и строения пород по разрезу.

Терригенный коллектор-коллектор, сформированный преимущественно песчаными, песчано-алевритовыми или другими обломочными породами с достаточными емкостными и фильтрационными свойствами.

Карбонатный коллектор-коллектор, представленный известняками, доломитами и другими карбонатными породами, емкостное пространство которых образовано порами, кавернами, трещинами или их сочетанием.

Фильтрационно-емкостные свойства - совокупность свойств горной породы, характеризующих ее способность вмещать и пропускать пластовые флюиды. К основным показателям относятся пористость и проницаемость.

Вторичная пористость - пустотное пространство, возникшее в породе после ее образования в результате растворения, доломитизации, перекристаллизации, трещинообразования и других последующих процессов.

Доломитизация - процесс полного или частичного замещения исходных карбонатных минералов доломитом, способный изменять структуру и коллекторские свойства породы.

Кальцитизация - образование или вторичное развитие кальцита в породе, в том числе в порах и трещинах, что может изменять первоначальное пустотное пространство.

Трещиноватость - наличие в горной породе системы трещин различного происхождения, которые могут увеличивать ее емкость и улучшать пути движения флюидов.

Кавернозность - наличие в породе сравнительно крупных пустот неправильной формы, часто возникающих в результате растворения минеральных компонентов.

Перекристаллизация - изменение структуры породы вследствие преобразования и роста составляющих ее минеральных зерен без существенного изменения общего химического состава.

Вторичные преобразования пород - изменения пород после их образования, способные изменять первоначальную структуру, минеральный состав и коллекторские свойства.

Покрышка - слабопроницаемая или практически непроницаемая толща пород, препятствующая дальнейшему перемещению углеводородов и способствующая их сохранению в залежи.

Нефтегазоносный комплекс - совокупность связанных между собой коллекторов и разделяющих их слабопроницаемых пород, в пределах которых установлены или прогнозируются скопления углеводородов.

Геофизические исследования скважин - комплекс измерений физических свойств пород в скважине, используемый для расчленения разреза, определения литологии, выделения коллекторов и оценки характера их насыщения.

Отражающий горизонт - прослеживаемая на сейсмических материалах граница, связанная с изменением физических свойств пород и используемая для изучения строения геологического разреза.

Сейсмофация - характерный комплекс признаков сейсмической записи, отражающий особенности строения и условий формирования соответствующей части геологического разреза.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

УВ - углеводороды
ГИС - геофизические исследования скважин
МОГТ - метод общей глубинной точки
ОГ- отражающий горизонт
2D - двумерная сейсморазведка
3D - трехмерная сейсморазведка
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства
$К_п$ - коэффициент пористости
$К_{пр}$ - коэффициент проницаемости
$К_{нг}$ - коэффициент нефтегазонасыщенности
ВНК - водонефтяной контакт
ГНК - газонефтяной контакт
$Т_1$ - нижний триас
$Т_2$ - средний триас
$Т_3$ - верхний триас
$Т_2$-А - верхний продуктивный комплекс среднего триаса
$Т_2$-Б - нижний продуктивный комплекс среднего триаса
ГК - гамма-каротаж
НГК - нейтронный гамма-каротаж
АК - акустический каротаж
БК - боковой каротаж
ПС - каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации
УЭС - удельное электрическое сопротивление
ОВ - органическое вещество
$С_{орг}$ - содержание органического углерода
LAS - стандартный текстовый формат файлов каротажных данных скважин
ER - электрическое сопротивление породы, Ом·м
Pz - палеозойская группа
Mz - мезозойская группа
R_o - отражательная способность витринита

НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

1. Закон Республики Казахстан от 1 июля 2024 года № 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.
4. Правила проведения государственной экспертизы недр и Положение о государственной комиссии по экспертизе недр, утвержденные приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 16 мая 2018 года № 335.
5. 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».
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 проблемы

Южный Мангышлак является одним из основных нефтегазоносных районов Западного Казахстана. В его пределах открыты месторождения нефти и газа, продуктивность которых связана с различными стратиграфическими комплексами. Особое место занимают триасовые отложения, отличающиеся сложным строением, значительной изменчивостью состава пород и неоднородными коллекторскими свойствами.

Карагиинская седловина и прилегающие территории расположены в пределах сложной системы структур Южного Мангышлака. Значительный вклад в изучение геологического строения, стратиграфии и нефтегазоносности доюрских и триасовых отложений региона внесли К.Х. Боранбаев, А.К. Боранбаев, Н.Д. Нурабаев, Д.К. Ажгалиев, К.Ж. Маркабаев, Д.С. Оруджева, Б.И. Титов, В.И. Попков, Ю.А. Волож и другие исследователи [1-9]. Их работы сформировали основные представления о строении и нефтегазоносности триасового комплекса Южного Мангышлака. Вместе с тем триасовые отложения исследованы неравномерно, а значительная часть имеющейся информации получена по отдельным скважинам и локальным структурам. В этом контексте вопросы сопоставления разрезов, пространственного изменения литологического состава, условий формирования отложений и закономерностей распространения коллекторов остаются актуальными.

Большой вклад в изучение геологического строения, стратиграфии, тектоники и нефтегазоносности триаса Южного Мангышлака внесли отечественные и зарубежные исследователи. Ранее выполненные работы позволили установить основные особенности строения триасового комплекса, выделить его основные подразделения и определить продуктивные горизонты. Вместе с тем накопление новых данных бурения, геофизических исследований скважин, изучения керна, петрофизических и литолого-петрографических материалов дает возможность уточнить существующие представления.

Особенность триасового комплекса заключается в том, что нижний, средний и верхний триас существенно различаются по составу и условиям формирования. Нижнетриасовые отложения представлены преимущественно терригенными породами. В среднем триасе широко развиты вулканогенно-карбонатные образования. Верхний триас вновь характеризуется преобладанием терригенного материала.

Различаются и типы коллекторов. Для верхнего триаса основное значение имеют песчаные и песчано-алевритовые породы. В среднем триасе перспективы связаны преимущественно с карбонатными коллекторами, свойства которых во многом зависят от последующих изменений пород. Поэтому изучение триасовых отложений требует комплексного подхода и отдельного рассмотрения каждого стратиграфического уровня.

Учитывая это, исследование строения, условий формирования и закономерностей размещения коллекторов триасовых отложений Карагиинской

седловины и прилегающих территорий представляет научный и практический интерес.

Актуальность темы исследования

Актуальность диссертационной работы определяется необходимостью более детального изучения триасовых отложений Карагиинской седловины и прилегающих территорий, а также уточнение перспектив их нефтегазоносности.

Несмотря на наличие значительного объема геологических и геофизических материалов, многие вопросы строения триаса остаются недостаточно изученными. Это связано со сложностью разреза, изменением мощности и состава пород по площади, различной степенью изученности отдельных структур и неодинаковыми условиями формирования коллекторов.

Особенно важным является изучение верхнетриасовых отложений Сегендыкской впадины и Северо-Карагиинской зоны. Сопоставление разрезов скважин позволяет уточнить их литостратиграфическое строение, установить последовательность смены пород и определить положение наиболее перспективных коллекторских интервалов.

Не менее важным является изучение среднетриасовых карбонатных пород. Их коллекторские свойства зависят не только от первоначального состава, но и от вторичных изменений. Доломитизация, трещиноватость, кавернозность, перекристаллизация и другие процессы могут существенно улучшать емкостные свойства пород. Поэтому наличие карбонатных пород еще не означает наличие хорошего коллектора.

Для нижнетриасовых отложений важной задачей является уточнение распространения песчаных и более грубообломочных пород на фоне преимущественно алевролито-аргиллитового разреза. Из-за меньшего количества фактических данных перспективы этого комплекса требуют дальнейшего изучения.

В результате, актуальность исследования заключается в необходимости объединить имеющиеся геологические, геофизические, литологические и петрофизические материалы, уточнить строение триасовых отложений и установить основные закономерности размещения коллекторов.

Целью диссертационной работы является изучение строения и условий формирования триасовых отложений Карагиинской седловины и прилегающих территорий, установление закономерностей размещения коллекторов и оценка перспектив их нефтегазоносности.

Для достижения поставленной цели изучено геолого-тектоническое строение исследуемой территории, проведен анализ нижне-, средне- и верхнетриасовых отложений, рассмотрены материалы бурения, ГИС и керна. Проведено сопоставление скважинных разрезов и изучены коллекторские свойства основных триасовых горизонтов.

Особое внимание уделено литостратиграфическому расчленению и корреляции верхнетриасовых отложений Сегендыкской впадины и Северо-Карагиинской зоны, а также литолого-петрографическим особенностям среднетриасовых карбонатных пород и влиянию вторичных процессов на их коллекторские свойства.

На основе полученных результатов выполнены литофациальные реконструкции нижнего, среднего и верхнего триаса, установлены основные изменения условий осадконакопления и выделены зоны преимущественного развития потенциальных коллекторов.

Объектом исследования являются триасовые отложения Карагиинской седловины и прилегающих территорий Южного Мангышлака.

Предметом исследования являются особенности их геологического и литостратиграфического строения, литологический состав, условия формирования, коллекторские свойства и закономерности пространственного размещения перспективных резервуаров.

Инструменты исследования. Для обработки, анализа и графического представления полученных материалов использовались программные средства AutoCAD, Surfer, Solver. Surfer применялся при подготовке и редактировании геологических схем, разрезов и других графических материалов. Solver использовался для обработки и интерпретации ГИС.

Методология исследования. В основу диссертационной работы положен комплекс геологических и геофизических материалов по Карагиинской седловине и прилегающим территориям. Использованы опубликованные и фондовые материалы, данные глубокого бурения, геофизических исследований скважин, описания и лабораторного изучения керна, литолого-петрографические, петрофизические, сейсмические и геохимические данные.

В процессе работы проводились литологическое расчленение и сопоставление разрезов скважин. Данные ГИС использовались для выделения коллекторов, оценки их свойств и прослеживания изменения отдельных интервалов по разрезу и площади.

При изучении среднетриасовых карбонатных пород учитывались особенности их состава и вторичных преобразований. При изучении верхнего триаса основное внимание уделялось изменению гранулометрического состава пород, положению песчаных и грубообломочных интервалов и циклическому строению разреза.

На заключительном этапе все полученные материалы были обобщены и использованы при составлении литофациальных карт нижнего, среднего и верхнего триаса.

Научная новизна исследования Научная новизна исследования заключается в комплексном изучении триасовых отложений Карагиинской седловины и прилегающих территорий с учетом их литостратиграфического строения, литологического состава, условий формирования и коллекторских свойств.

Уточнено литостратиграфическое строение верхнетриасовых отложений Сегендыкской впадины и Северо-Карагиинской зоны. Проведена корреляция скважинных разрезов, установлено циклическое строение верхнетриасовой толщи и определено положение основных коллекторских интервалов.

Уточнены литолого-петрографические особенности среднетриасовых карбонатных пород и показана роль вторичных процессов в формировании их коллекторских свойств.

По результатам обобщения геологических и геофизических данных составлены литофациальные карты нижнего, среднего и верхнего триаса, которые позволяют проследить изменение условий осадконакопления и показать пространственное положение зон преимущественного развития различных типов коллекторов.

Установлено, что наиболее благоприятные зоны развития коллекторов нижнего, среднего и верхнего триаса не полностью совпадают по площади. Это связано с изменением условий осадконакопления и типов резервуаров в течение триасового периода.

Практическая значимость работы заключается в возможности использования полученных результатов при дальнейшем изучении триасовых отложений Южного Мангышлака.

Выполненная корреляция верхнетриасовых отложений может использоваться при сопоставлении разрезов новых скважин и уточнении положения перспективных интервалов. Результаты изучения среднетриасовых карбонатных пород позволяют более обоснованно оценивать влияние вторичных процессов на качество коллекторов.

Составленные литофациальные карты могут использоваться при уточнении геологических моделей, прогнозировании распространения коллекторов и выборе направлений дальнейших поисково-разведочных работ.

Достоверность результатов исследования обеспечивается использованием комплекса фактических материалов и сопоставлением различных видов геологической информации. Основные выводы получены на основе совместного анализа данных бурения, ГИС, керна, литолого-петрографических, петрофизических, сейсмических и геохимических исследований.

Полученные результаты сопоставлялись между отдельными скважинами и структурами. Это позволило установить общие закономерности и одновременно учитывать различия в строении отдельных частей исследуемой территории.

Личный вклад автора заключается в сборе, систематизации, обработке и обобщении геологических и геофизических материалов по триасовым отложениям Карагиинской седловины и прилегающих территорий.

Проведены анализ и сопоставление разрезов скважин, обобщены данные ГИС, керна, петрофизических и литолого-петрографических исследований. Выполнена корреляция верхнетриасовых отложений Северо-Карагиинской зоны и Сегендыкской впадины.

Проведен анализ литологического состава и коллекторских свойств среднетриасовых карбонатных пород. На основе обобщения полученных результатов выполнены литофациальные реконструкции нижнего, среднего и верхнего триаса и определены основные закономерности размещения потенциальных коллекторов.

Научные положения, выносимые на защиту.

1) Верхнетриасовые отложения Карагиинской седловины и прилегающей территории имеют циклическое строение, при этом наиболее благоприятные

терригенные коллекторы преимущественно связаны с песчаными и грубообломочными интервалами нижних частей седиментационных циклов.

2) Коллекторские свойства среднетриасовых карбонатных пород определяются как первоначальными условиями их формирования, так и последующими изменениями. Важную роль в формировании емкостного пространства играют доломитизация, трещиноватость, кавернозность и другие вторичные процессы.

3) Изменение условий осадконакопления в раннем, среднем и позднем триасе привело к смене типов коллекторов и различному пространственному положению перспективных зон нижнего, среднего и верхнего триаса.

Связь с программными научными исследованиями.

Диссертационная работа выполнена в рамках программно-целевого финансирования BR24992964 «Разработка интегрированных энергосберегающих технологий для повышения эффективности и экологической устойчивости морских операций в казахстанском секторе Каспийского моря», реализуемого при поддержке Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан в 2024-2026 г.г.

В рамках программы проводятся комплексные исследования, направленные на изучение природных и техногенных процессов в Каспийском регионе, моделирование распространения нефти, оценку экологических рисков и разработку научно обоснованных решений для обеспечения экологической устойчивости нефтегазовых операций. Одним из направлений исследований является изучение геологических и нефтегазоносных особенностей территорий, прилегающих к казахстанскому сектору Каспийского моря.

Исследуемая в диссертационной работе Карагиинская седловина и прилегающие территории Южного Мангышлака рассматриваются в рамках данного регионального направления. Проведенные исследования строения и условий формирования триасовых отложений, закономерностей размещения коллекторов и перспектив их нефтегазоносности дополняют геологическую основу комплексных исследований, выполняемых в рамках программы BR24992964.

Апробация результатов исследования и публикации

Основные результаты диссертационного исследования опубликованы в отечественных и зарубежных научных изданиях и представлены на научных конференциях.

Основные результаты диссертационного исследования изложены в шести научных публикациях, включая две статьи в журналах, индексируемых в базе данных Scopus, две статьи в изданиях, рекомендованных ККСОН МОН РК, а также две статьи в сборниках материалов научно-практических конференций [10-15].

В рамках научной и профессиональной подготовки Жиенбаева Г.И. прошла онлайн-стажировку на кафедре палеонтологии геологического факультета Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова по программе «Современные методы стратиграфии» с 7 по 20 апреля 2021 года в объеме 73 часов (Приложение А).

В период пребывания в Национальном университете Узбекистана имени Мирзо Улугбека автор приняла участие в Республиканской научной и научно-технической конференции «Актуальные проблемы наук о Земле», состоявшейся в Ташкенте 26 апреля 2024 года (Приложение Б).

Результаты диссертационного исследования внедрены в научно-производственную деятельность филиала ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз». Разработанные в диссертации научно-методические подходы используются при комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов, анализе структурно-тектонического строения, корреляции геологических разрезов и прогнозировании перспективных нефтегазоносных объектов в пределах Карагиинской седловины и прилегающих территорий. Практическое применение результатов направлено на совершенствование методов поиска и прогноза залежей углеводородов и повышение обоснованности выбора перспективных объектов для дальнейших поисково-разведочных работ (Приложение В).

Результаты научно-исследовательской работы также внедрены в учебный процесс Каспийского университета технологии и инжиниринга имени Ш. Есенова по образовательной программе 6В07208 «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых». Материалы исследования используются при проведении лекционных и практических занятий по дисциплинам «Сбор и анализ геологических данных», «Введение в исследования» и «Поиски и разведка месторождений полезных ископаемых» (Приложение Г).

Структура и объем диссертации. Диссертация объемом 136 страниц машинописного текста включает введение, пять главы, заключение и список использованных источников, содержащий 128 наименований. Работа иллюстрирована 26 рисунками.

Фактографическая база. Фактографическая база диссертационного исследования основана на материалах авторских исследований, опубликованных статьях и монографиях в отечественных и зарубежных изданиях (в количестве 128), а также на фондовых отчетах, связанных с темой диссертации.

Благодарности

Автор выражает благодарность научным консультантам за помощь, рекомендации и поддержку при выполнении диссертационного исследования. Автор также благодарит коллег и специалистов, оказавших содействие при сборе, обработке и обсуждении геологических и геофизических материалов.

Отдельная благодарность выражается сотрудникам Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова и Национального университета Узбекистана имени Мирзо Улугбека за возможность повышения профессиональной квалификации, научного обмена и участия в образовательных и научных мероприятиях.

1 ГЕОЛОГО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ЛИТОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ФОРМИРОВАНИЯ ТРИАСОВОГО КОМПЛЕКСА КАРАГИИНСКОЙ СЕДЛОВИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

Геологическое развитие Карагиинской седловины и прилегающих территорий тесно связано с общей историей формирования Южного Мангышлака. Особенности строения этой территории определялись последовательной сменой тектонических режимов и условий осадконакопления, которые особенно отчетливо проявились в триасовое время. Нижне-, средне- и верхнетриасовые этапы характеризовались различными тектоно-седиментационными обстановками, а развитие рифтогенных процессов существенно повлияло на строение осадочного бассейна, распределение литофаций и последующее формирование зон развития коллекторов. В связи с этим рассмотрение триасового комплекса Карагиинской седловины целесообразно начать с истории геологической изученности территории, ее положения в региональной тектонической структуре Южного Мангышлака и основных закономерностей формирования триасовых отложений.

1.1 История и современное состояние геолого-геофизической изученности Карагиинской седловины и прилегающих территорий

Геологические и геофизические исследования Мангышлака начались в пятидесятые годы прошлого века, когда были оценены перспективы добычи нефти и газа и разработан план разведки.

Карагиинская впадина, расположенная к западу от Южного Мангышлакского изгиба, впервые была выделена как самостоятельный тектонический элемент в 1965 году на диаграмме, составленной В. С. Муромцевым с использованием материалов ВНИГРИ, трестов «Мангышлакнефтегазразведка», «Казнефтегазгеофизика» и управления «Спецгеофизика».

В 1950-х годы район Карагие был охвачен региональными геологическими и геофизическими исследованиями, и после этих исследований начала идентифицироваться Карагиинская впадина, включающая тектонические элементы: Северное Карагие, Атамбай, Алатобе и Кариман.

Комплекс исследований включал в себя государственные геологические и гравиметрические съемки в масштабе 1:20 000, аэромагнитные съемки в масштабе 1:500 000, а также региональное сейсмическое профилирование.

В 1962 г. ВНИГРИ в пределах восточной периклинали Сегендыкской депрессии были проведены морфометрические работы. Обработка полученных материалов позволила предположить в районе Северного Карагие наличие сравнительно крупного поднятия куполовидной формы.

В 1965-1967 гг. Турланская геофизическая экспедиция проводила в западной части Южного Мангышлака региональные сейсмические исследования КМПВ. На построенной в 1968 г. структурной схеме по поверхности фундамента

рассматриваемая площадь приурочена к небольшой седловине, расположенной между Сегендыкской и Жазгурлинской впадиной.

Структурная схема фундамента подтвердила наличие депрессии между двумя депрессионными элементами. Глубина трещинного горизонта на этом участке составляла не менее 5 км. Глубина прослеживания преломляющего горизонта в данном районе составила не менее 5 км.

Структура Северное Карагие была впервые обнаружена в 1968 году в результате регионального МОВ, проведенного под управлением треста «Мангышлакнефтегеофизика» для уточнения структуры Жетыбайских групп месторождений, когда западный периклинал месторождения был выявлен из III отражающего горизонта (валанжинский слой).

После проведения сейсморазведочных работ на площадях «Атамбай-Алатобе-Шевченко» в 1977 году и по отражающему горизонту V_2 стала более четко определяться структура Северное Карагие изометричной формы, ориентированная в северо-западном и юго-восточном направлениях. С целью поисков месторождений углеводородов была подготовлена к разведочному бурению структура Северное Карагие: неметаморфизованные палеозойские отложения, триасовые отложения, а также нижне- и средне-юрские отложения.

В районе Карагиинской впадины в период с 1977 по 1988 год трест «Мангышлакнефтегазразведка» проводил сейсморазведочные работы МОГТ в триасовых отложениях, выявив ряд структур и подготовив их к разведочному бурению. Поисковое бурение в структуре Северное Карагие началось в сентябре 1982 года, а в октябре 1984 года из скважины № 1 из верхнетриасовых отложений был получен первый нефтяной фонтан [16-19].

Открытие в Северное Карагие нефтяной скважины в октябре 1984 года, а также открытие этого месторождения указали на перспективность близлежащей площади Алатобе и необходимость начала поискового бурения в этой структуре.

Открытие месторождения Северное Карагие подтвердило перспективность нефтегазоносности триасовых отложений и послужило обоснованием для проведение поисковых работ в пределах различных структурных элементов Карагиинской впадины.

Карагиинская впадина была одним из доминирующих районов Южного Мангышлака, где в восьмидесятые годы интенсивно проводились геологоразведочные работы.

В 1986-1987 годы на площади были проведены детальные сейсморазведочные работы (МОГТ), осуществились корреляция разрезов соответствии с программами ПГР.

В 1987 году были изучены аэрофотоснимки и проведены геоморфологические исследования. В 1988 году сейсмическая разведка, проведенная сейсмопартией 3/88, несколько детально уточнила границы структуры, подтвердив отсутствие существенных изменений в конфигурации структуры Алатобе.

В 1980 году на структуре Алатобе по результатам детальной сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ) были впервые

выделены доюрские структурные этажи. Работы выполнялись сейсмической партией МНГФ Подтверждение структурного плана по данным сейсмики, а также территориальная близость к месторождению Северное Карагие (6,5 км к востоку) послужили обоснованием для заложения первых разведочных скважин на данной площади

В 1986 году структура Алатобе была подготовлена для поискового бурения в отложениях верхнего и среднего триаса. В октябре 1987 года скважина №1 глубиной 3758 м дала нефть из отложений среднего триаса с дебитом 1400 м³/сутки на штуцере диаметром 13 мм.

В районе площади Атамбай по основанию юрских отложений было выявлено малоамплитудное поднятие. Проведенные на участке сейсмические исследования методом отраженных волн (МОВ) позволили детализировать геологическое строение: на структурных картах по отражающим горизонтам юрско-мелового комплекса объект Атамбай представлен в виде слабовыраженного «структурного носа», имеющего западное погружение.

1977 году по результатам сейсморазведочных работ, проведенных трестом «Мангышлакнефтегеофизика», было выявлено поднятие Атамбай, закартированное по отражающим горизонтам V_1^{II}, V_2^{IV}. Впервые установлена структура Сартобе.

В 1986-1987 годах на данной площади проводились сейсморазведочные работы методом МОГТ. В результате переинтерпретации полученных данных была построена структурная карта по поверхности среднетриасового фундамента, на которой были выделены две самостоятельные структуры: Атамбай и Сартобе. Месторождение Атамбай-Сартобе было открыто в 1989 году при испытании объекта №1 (в скважине №1), из которой был получен промышленный приток углеводородов в среднетриасовых отложениях

В 1984 году в результате гравиметрической съемки в масштабе 1:25 000, проведенной трестом «Мангышлакнефтегеофизика» на участке Куйлыс, был отмечен участок Ащиагар, где, согласно прогнозам, в нижней части осадочного слоя произошло локальное поднятие.

В 1988 году детальные сейсмические исследования подтвердили существование структуры Ащиагар в триасовых отложениях.

Месторождение Ащиагар расположено к югу от месторождения Северное Карагие. Поисковые работы на месторождении начались в 1989 году с бурения скважины №1 на куполе юго-западного поднятия. Месторождение было открыто в 1990 году.

Кариманское поднятие, выявленное в триасовых отложениях в ходе сейсморазведочных работ МОГТ 2D проведенных в 1980-1993 годах, было включено поисковому бурению.

В период с 1982 по 1996 годы в Сегендыкской и Карагиинской депрессиях было пробурено около 40 глубоких скважин (общая глубина - 178 000 м) для поиска продуктивных пластов верхнего и среднего триаса (Северное Карагие, Алатобе, Атамбай-Сартобе, Тарлы, Жулдыз, Кенестобе и др.).

Первые сведения о структуре Кариман были получены в 1961 году по

результатам сейсмических работ треста «Мангышлакнефтегеофизика». В ходе исследований в пределах Карагиинской седловины было выявлено антиклинальное поднятие (складка) Кариман с амплитудой около 20 метров.

Структурный план Каримaнского поднятия изучался в три этапа с использованием сейсмических методов.

На первом этапе (1961-1965 гг.) исследования МОГТ проводились сначала в региональном, а затем в районном уровне.

В 1966 году на площади Кариман началось глубокое бурение в целях поисков юрских коллекторов нефти и газа на основе структурной карты юрских отложений (сейсмический горизонт III). Всего было пробурено 4 скважины, и только скважина №1 на глубине 3069м полностью вскрыла юрские отложения.

По причине не обнаружения в юрском комплексе нефтепроявлений в 1968 году на площади Кариман были прекращены поисковые работы из-за отрицательных результатов бурения.

Второй этап (1980-1993 гг.)

Второй этап сейсмических исследований сопровождался использованием более информативного метода (ОГТ). Глубина исследований была увеличена до основания среднетриасового карбонатного слоя, и были составлены структурные карты для отражающих среднетриасовых (V_2^{II}) и верхнетриасовых (V_1^3) горизонтов.

В результате был дан второй импульс поисковому бурению.

Следует также отметить, что результаты интерпретации 3D-данных не лишены недостатков из-за сложности сейсмических данных и отсутствия вертикального сейсмического профилирования в скважинах.

Третий этап исследований начался в 2005 году с проведения первой полнократной 3D-сейсморазведки на контрактной территории компании «Эмир Ойл», охватившей целевой участок. Последующая интерпретация полученных данных позволила детализировать геологическое строение структуры Кариман, что послужило обоснованием для проектирования и заложения поисково-разведочных скважин.

В 2006 году на площади Кариман при бурении скважины №1 был получен промышленный приток из верхнетриасового горизонта, что привело к открытию месторождения.

В 2010 году компания ТОО «Geo Energy Group» выполнила 3D сейсморазведочные работы на площади 66,3 км².

Целевым назначением 3D сейсморазведки (МОГТ-3D) являлось детальное изучение геологического строения меловых, юрских и триасовых отложений, а также поиск новых нефтегазоперспективных объектов в пределах структуры Северное Карагие.

В 2011 году компания ТОО НПФ «ДАНК» выполнила площадные сейсмические работы методом общей глубинной точки (МОГТ-3D) на территории 202 км² с целью изучения геологического строения месторождений Алатобе, Ащиагар и Атамбай-Сартобе.

В 2012 году обработку и интерпретацию данных 3D сейсморазведки выполнила китайская компания «BGP Geophysical Services (Kazakhstan)».

После проведения сейсмических исследований на месторождениях Алатобе, Ащиагар и Атамбай-Сартобе на площади 202 км², в соответствии с выданным компанией BGP техническим заданием, к интерпретации были дополнительно привлечены данные МОГТ-3D, полученные на месторождении Северное Карагие на площади 66,3 км².

Соответственно, общая площадь интерпретируемых 3D сейсмических материалов составила 268,3 км².

По результатам интерпретации, с целью получения максимально полной информации о структурно-тектоническом строении месторождений, были построены структурные карты по восьми отражающим горизонтам:

- IIa - подошва аптского яруса;
- III - подошва неокома;
- IIIa - подошва верхнеюрских отложений;
- IV - условный внутреюрский горизонт;
- V1 - подошва юрских отложений;
- V_2II - кровля карбонатного пласта среднего триаса;
- V_2IV - подошва карбонатных отложений среднего триаса;
- VI - кровля палеозоя.

Особое внимание было уделено триасовым продуктивным пластам.

В 2014 году компания ТОО «Reservoir Evaluation Services» (г. Алматы) выполнила повторную обработку материалов МОГТ-3D на площади 268 км².

Интерпретация проводилась на основе трехмерного сейсмического куба PSTM (Pre-Stack Time Migration) с использованием современных технологий обработки и анализа данных.

В результате выполненных работ были построены:

- структурные карты по всем отражающим горизонтам;
- карты изопахит (мощностей);
- карты средних и интервальных скоростей;
- сейсмофациальные схемы;
- карты сейсмических атрибутов.

Кроме того, как показано на рисунке 1 был проведен анализ тектонического развития территории с выполнением палеотектонических реконструкций для дотриасового, триасового и юрско-неогенового этапов эволюции региона.

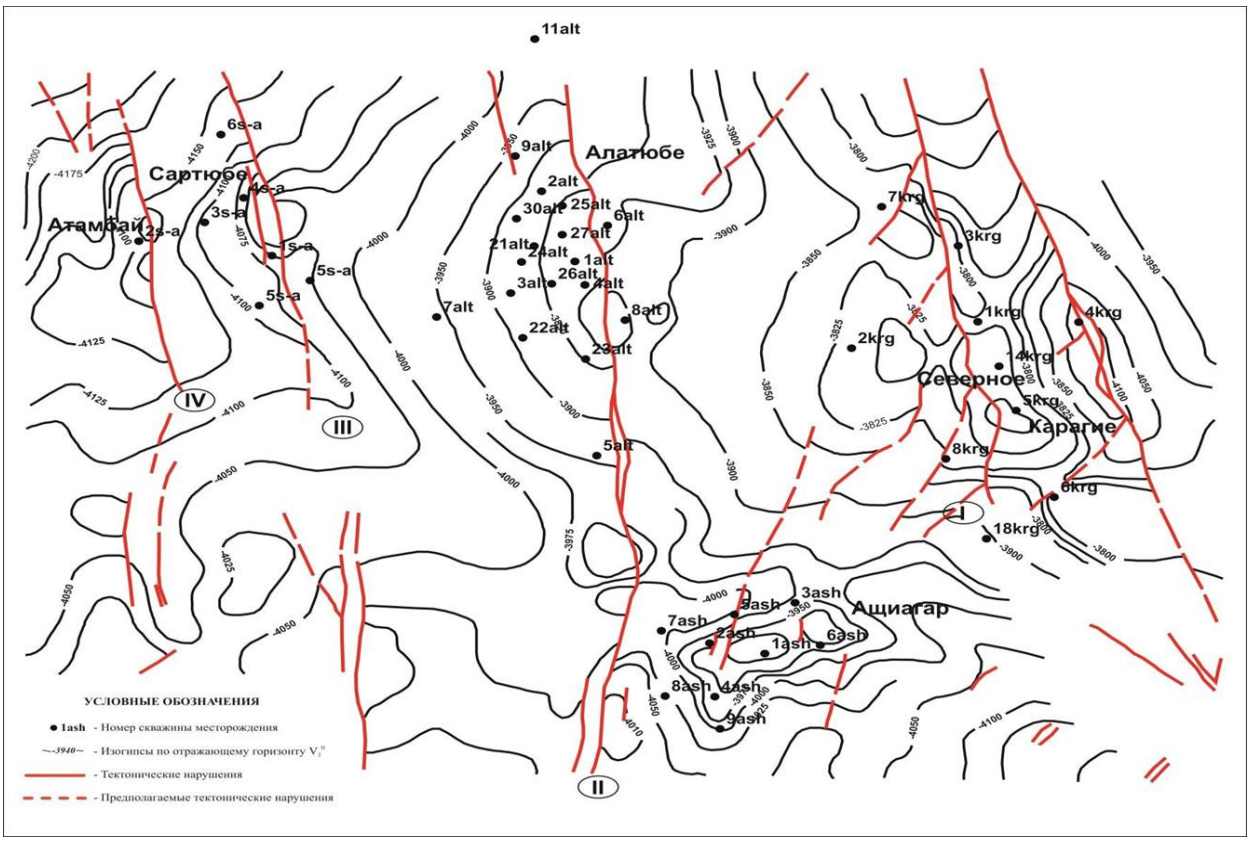


Рисунок 1 - Структурная схема по кровле карбонатного комплекса среднего триаса (отражающий горизонт V_2II) (BGP Geophysical Services, 2012)

1.2 Литостратиграфическое положение триасового комплекса Карагиинской седловины и прилегающих территорий

В пределах Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области, в пределах Карагиинской впадины, на месторождениях Ащиагар, Атамбай-Сартобе, Северное Карагие, Алатобе и Кариман вскрыт мощный осадочный разрез пород палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста общей мощностью около 4250 м.

Литолого-стратиграфическая характеристика триасовых отложений составлена на основании данных литологических и биостратиграфических исследований и сопоставлена с региональной стратиграфической схемой Мангышлакского региона.

При расчленении юрских и палеогеновых толщ помимо литологических и палеонтологических признаков использованы материалы промыслово-геофизических исследований скважин, полученные на месторождениях Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, где выделяются устойчивые каротажные реперные горизонты [20-30].

Ниже приведена характеристика основных литолого-стратиграфических подразделений разреза. Поскольку основные продуктивные горизонты приурочены к триасовым отложениям, их описание представлено более подробно.

Палеозойская группа (Pz)

Наиболее древние породы, вскрытые скважинами в пределах Карагиинской впадины, представлены палеозойскими отложениями, сложенными:

- каолинизированными глинисто-углистыми сланцами
- темно-серыми аргиллитами
- метаморфизованными песчаниками
- мелко- и крупнозернистыми алевролитами.

Породы характеризуются интенсивной трещиноватостью различной ориентировки и нередко насыщены кальцитом и кварцем.

Возраст этих отложений определяется как поздний карбон - ранняя пермь.

Максимальная вскрытая мощность палеозойских пород на месторождении Северное Карагие составляет 546 м, тогда как на месторождениях Атамбай-Сартобе и Ащиагар она достигает около 124 м.

Мезозойская группа (Mz)

Триасовая система (T)

Согласно палеонтологическим данным в разрезе триаса выделяются нижний, средний и верхний отделы.

По условиям осадконакопления нижний и часть среднего триаса формировались преимущественно в континентальной обстановке и представлены вулканогенно-терригенными породами.

Позднее, в условиях развития морского бассейна, происходило накопление вулканогенно-карбонатных осадков, что отражено на рисунке 2.

Нижний триас.

На месторождении Северное Карагие нижнетриасовые породы вскрыты большинством скважин и имеют мощность около 20 м, тогда как в разрезе месторождения Ащиагар они отсутствуют.

На месторождении Алатобе данные отложения распространены локально и подтверждены палинологическими исследованиями, где их мощность составляет около 7 м.

Нижнетриасовые породы залегают на палеозойских образованиях с угловым и стратиграфическим несогласием.

Разрез представлен пестроцветными песчано-алевролитовыми породами красновато-серых и буро-серых оттенков с прослоями аргиллитов. В составе пород часто присутствует вулканогенный материал.

Песчаники разнозернистые, местами переходят в мелкогалечные конгломераты, что указывает на перерыв в осадконакоплении между палеозоем и триасом.

Алевролиты средне- и крупнозернистые, трещиноватые, иногда карбонатизированные, содержащие линзы желтоватых глин.

Аргиллиты плотные, трещиноватые, нередко включают алевритовый материал.

Средний триас

Анизийско-ладинский ярус

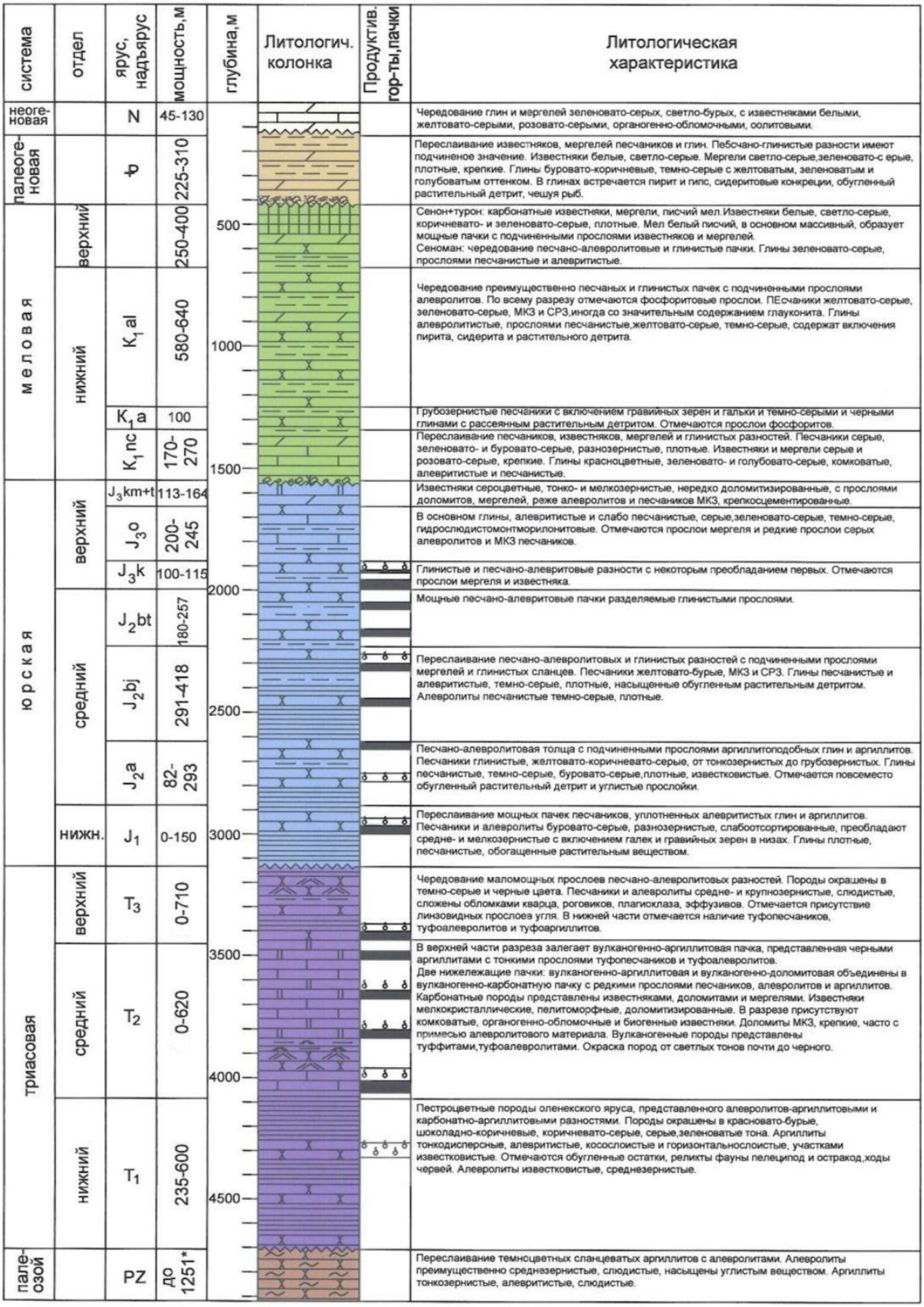


Рисунок 2 - Обобщенный литолого-стратиграфический разрез Карагиинской седловины и прилегающей территории (Токарев В.П., 2005)

Приведенные на рисунке 2 значения мощности (235-600 м) отражают обобщенный региональный диапазон по опубликованным данным и не совпадают напрямую с локальными мощностями, вскрытыми конкретными скважинами в пределах Карагиинской седловины (см. главу 5), которые в отдельных случаях существенно ниже вследствие невыдержанности нижнетриасовых отложений по площади и их сокращения либо полного выклинивания на отдельных участках.

В составе среднетриасового комплекса выделяются два литологических подразделения (снизу вверх): вулканогенно-карбонатная и вулканогенно-аргиллитовая толщи.

В пределах вулканогенно-карбонатной толщи дополнительно выделяются два подразделения: вулканогенно-доломитовая и вулканогенно-известняковая толщи.

Вулканогенно-доломитовая пачка

Данная пачка несогласно перекрывает нижнетриасовые породы.

Нижняя часть сложена буровато-серыми оолитовыми доломитами с редкими прослоями витрокластических туфов и туфопесчаников.

В верхней части распространены пелитоморфные мелкокристаллические доломиты. Породы характеризуются неравномерной нефтенасыщенностью, а также проявлениями выщелачивания и кремнизации.

Коллекторы залежи $T_2Б$ на месторождениях Северное Карагие, Алатобе и Атамбай-Сартобе приурочены именно к данной пачке.

Вулканогенно-известковая пачка

Пачка представлена:

- темными известняками;
- светло-серыми и зеленовато-серыми туфоаргиллитами;
- туфопесчаниками и туфоалевролитами.

Встречаются прослои органогенно-детритовых известняков.

В верхней части обнаружены остатки двустворчатых моллюсков и остракод.

В керновом материале месторождения Ащиагар в кровле пачки выявлены нефтенасыщенные породы.

Верхняя часть пачки на месторождениях Алатобе и Ащиагар относится к продуктивному горизонту $T_2А$.

Вулканогенно-аргиллитовая пачка

Данная пачка завершает разрез среднего триаса.

Она представлена черными аргиллитами, зеленовато-серыми туфоаргиллитами, прослоями туфопесчаников. В песчаниках наблюдаются поры выщелачивания. В аргиллитах встречаются остатки рыб, что указывает на прибрежно-морские условия осадконакопления.

Мощность среднетриасовых пород составляет 180-210 м.

Это показывает, что в пределах исследуемой территории нижний, средний и верхний триас образуют генетически различающиеся комплексы: нижнетриасовый преимущественно терригенно-вулканогенный,

среднетриасовый вулканогенно-карбонатный и вулканогенно-глинистый, верхнетриасовый преимущественно терригенный. Их последовательная смена отражает направленную эволюцию бассейна и составляет геологическую основу для анализа закономерностей размещения коллекторов в последующих главах.

Верхнетриасовый комплекс несогласно перекрывает среднетриасовые образования и преимущественно представлен терригенными и туфогенно-терригенными породами. В нижней части разреза возрастает роль более грубозернистого материала, тогда как вверх по разрезу увеличивается содержание алеврито-глинистых разностей. Эта общая характеристика используется в настоящей главе только как региональная литостратиграфическая предпосылка; детальное расчленение, корреляция и промыслово-геофизическая характеристика верхнего триаса приведены в главе 4 [4, с. 15].

В региональном плане Карагиинская седловина занимает переходное положение между Сегендыкской и Жазгурлинской депрессионными областями Южного Мангышлака. Такое положение обусловило сочетание сокращенных и более полных триасовых разрезов, а также существенную изменчивость мощностей и литологического состава по латерали. Для последующего анализа коллекторов принципиально важно, что триасовый комплекс отражает несколько последовательно сменявшихся тектоно-седиментационных режимов.

1.3 Региональное тектоническое положение Карагиинской седловины

В западной части Южно-Мангышлакской нефтегазоносной области расположена Карагиинская седловина, которая ограничена тектоническими элементами II порядка: на севере - Сегендимысской ступенью, на востоке и северо-востоке - Жетыбай-Узеньской ступенью, на юго-востоке - флексурой Большого Мангышлака и Жазгурлинской депрессией, на юге - Песчаномысско-Ракушечной зоной, а на западе - Сегендыкской депрессией [31-37].

По триасовым отложениям размеры Карагиинской седловины составляют 42 х 22 км. Форма впадины трапециевидная, расширяющаяся к югу (до 40 км).

По триасовым отложениям в пределах рассматриваемого района в соответствии с рисунком 3 отчетливо прослеживаются две субширотные тектонические линии: на юге -Ушоба - Ащиагар, на севере - параллельная линия Атамбай - Сартобе - Алатобе - Северное Карагие.

Обе линии имеют субмеридиональное простирание и в основном расчленены системой разрывных нарушений.

В региональном плане усложненные широкие субширотные поднятия Атамбай, Алатобе и Северное Карагие образуют единый крупный положительный структурный элемент, представляющий собой изменяющий форму структурный нос.

Для Карагиинской седловины характерна система разломов субмеридионального направления. Разломы преимущественно протяженные и малоамплитудные (до 50 м), разделяющие впадину на три блока: Атамбайский, Алатобинский и Кариманский.

В пределах блоков, как правило, выделяются полукуполы, подчиненные общему субмеридиональному простиранию и раскрытые к западу. Полукуполы занимают приподнятое положение. Однако в целом наблюдается ступенчатое погружение блоков в западном направлении. Восточные полукуполы обычно полностью нарушены тектоническими разломами либо представлены лишь слабо выраженными остаточными формами.

По результатам анализа отражающих горизонтов, выполненного в 2006 году, структура поднятия Северное Карагие была разделена только на два блока -Западный и Восточный.

Однако по результатам интерпретации 3D сейсморазведки и структурных карт по отражающим горизонтам V_2II и V_2, выполненных в 2014 году, установлено, что структура Северного Карагие имеет блоковое строение и включает четыре куполовидных поднятия, разделенных системой тектонических разломов.

Структура осложнена разломами F_1, F_2, F_3, F_4 и F_{11}, которые делят ее на четыре блока:

- Центральный (скв. №5, №14);
- Западный (скв. №2);
- Северный (скв. №3);
- Юго-Восточный.

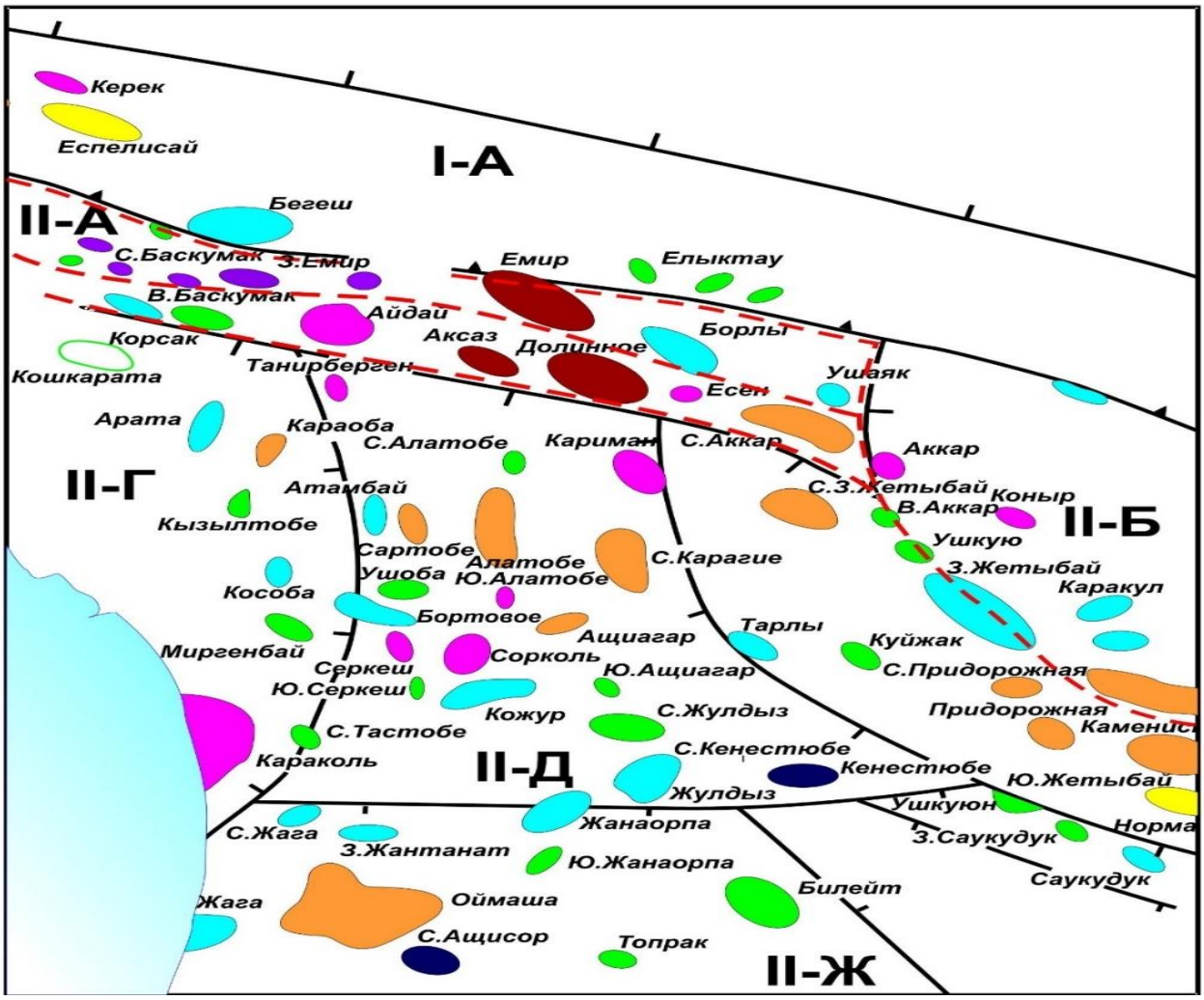
Все четыре купола объединяются в пределах Карагиинской впадины. В гипсометрическом отношении центральная часть является наиболее приподнятой, а восточная -наиболее погруженной.

Структура Северное Карагие в тектоническом отношении представляет собой брахиантиклиналь субмеридионального простирания. Площадь поднятия при амплитуде 60 м имеет размеры 10,5 х 6,0 км.

С тектонической точки зрения поднятие Алатобе, расположенное в северо-западной части Карагиинской впадины, находится в блоке, ограниченном Атамбайским и Алатобинским разломами.

Основная часть поднятия представляет собой полукупол субмеридионального простирания, раскрытый к западу и контролируемый Алатобинским разломом. Данный крупный тектонический разлом делит площадь Алатобе на два блока - Западный и Восточный (скв. №6 и №8).

Западная часть структуры поднята относительно Восточного блока и соответствует основному месторождению Алатобе. Амплитуда нарушения в сводовой части составляет 20-25 м, увеличиваясь к югу до 70 м, а на севере - до 100 м и более. Северное крыло структуры осложнено рядом дополнительных субмеридиональных разломов. Структура характеризуется асимметрией, северное крыло менее крутое по сравнению с южным.



Условные обозначения:

I-А *- Центрально-Мангышлакско-Устюртская зона поднятий*
I-А *- Беке-Башкудукский вал*
II *- Южно-Мангышлакско-Устюртская система прогибов*
II-А *- Сегендымысская ступень*
II-Б *- Жетыбай-Узенская ступень*
II-Г *- Сегендыкская депрессия*
II-Д *- Карагиинская седловина*

- Границы тектонических элементов II порядка
- Разрывные нарушения

- Месторождения нефтяные
- Месторождения газовые
- Месторождения, находящиеся в разведке или временно законсервированные и нуждающиеся в доразведке
- Площади с промышленными и полупромышленными притоками, требующие дополнительных исследований
- Перспективные площади, рекомендуемые к проведению глубокого бурения
- Перспективные площади, рекомендуемые к проведению сейсморазведочных работ
- Площади, выведенные из бурения с отрицательными результатами
- Поднятия, выявленные сейсморазведкой

Рисунок 3 - Тектоническая схема Южного Мангышлака (ТОО «КМГ Инжиниринг», «КазНИПИмунайгаз»)

По изогипсе - 4050 м размеры объекта (совместно с Северо-Алатобинским поднятием) составляют 11,5 х 3 км, амплитуда превышает 70 м.

В пониженном восточном полукуполе в контуре изогипсы -4000 м выделяется структура размерами 1,7 х 1 км с амплитудой 15 м.

Поднятие Ащиагар представляет собой небольшую структуру размерами 3,1х1,0 км, характеризующуюся двумя куполами северо-восточного простирания. Оба купола оконтурены изогипсой -3925 м по отложениям среднего триаса.

В тектоническом отношении Ащиагар расположен в южной части Карагиинской впадины. По базальному песчаниковому пласту верхнего триаса, как и по подошве нижней юры, структура выражена в виде структурного носа шириной 1,5-2,0 км.

По отражающему горизонту вулканогенно-карбонатной толщи структура Ащиагар представляет собой антиклинальное поднятие, вытянутое с юго-запада на северо-восток, оконтуренное изогипсой -3950 м, с амплитудой 40 м и размерами 3,0 х 1,0 км. В пределах поднятия выделяются два небольших купола, каждый площадью около 1,0 х 0,5 км и амплитудой 10-20 м.

По карте отражающего горизонта подошвы карбонатной толщи среднего триаса структура имеет несколько иное строение. Здесь Ащиагар изображается как структурный нос, оконтуренный изогипсой -4200 м, длиной 5 км и шириной 2,3 км.

Структура Ащиагар представляет собой небольшое двухкупольное антиклинальное поднятие, выраженное в виде структурного носа, раскрытого в сторону месторождения Северное Карагие, с крутым южным крылом и более пологим северным.

Площади Атамбай и Сартобе тектонически расположены в северо-западной части Карагиинской впадины. Полукупол Атамбай с запада ограничен IV тектоническим разломом.

Размеры структуры Атамбай в пределах замкнутой изогипсы -4180 м составляют 4,75 х 2,12 км, амплитуда около 50 м.

Размеры структуры Сартобе в пределах изогипсы -4200 м составляют 6,75 х 2,5 км, амплитуда около 100 м. Углы падения пород изменяются от 1°30′ до 3°20′.

Структура Кариман, расположенная в восточной части Карагиинской впадины, по отражающему горизонту V_2-2 имеет субмеридиональное простирание. Она разделена двумя пересекающимися дизъюнктивными нарушениями северо-западного простирания на три блока.

Амплитуда смещения по разломам достигает 50 м. Размеры поднятия в пределах изогипсы -3750 м составляют 4,5 х 3,5 км, амплитуда около 150 м.

Кроме основных разломов северо-запад - юго-восточного простирания, пересекающих северо-восточное крыло структуры, она также осложнена рядом разрывных нарушений небольшой амплитуды, вызывающих вертикальные смещения пластов.

1.4 Тектоно - седиментационные условия формирования триасовых отложений

Осадконакопление верхнепермско-нижнетриасового (индского) красноцветного комплекса на рассматриваемой территории бассейна может быть оценено лишь условно из-за крайне низкого уровня его изученности.

Основными факторами формирования верхнепермско-нижнетриасового структурного комплекса Мангышлакского бассейна, входящего в состав всей Скифо-Туранской области, а также условий накопления осадков, были процессы растяжения на стадии формирования пермотриасового бассейна и сжатия при его закрытии.

В этот период на территории бассейна под интенсивным поступлением кластерного материала в мелководных континентальных водоемах формировались мощные толщи красных песчано-глинистых осадков. Были образованы две рифтовые системы: Центрально-Мангышлакская и Северно-Карабогазская.

Зоны разломов находились за пределами бассейна, основными из них были Уральские и Центрально-Кызылкумские горные области, а также Карабогаз-Центрально-Каспийские поднятия.

Активизация тектонических движений в зонах разломов усилила эрозионную деятельность рек и способствовала выносу более крупных обломочных материалов в осадочный бассейн, в том числе в западные районы современных Мангышлакских гор [38-41].

К концу индского яруса началось складывание Центрально-Мангышлакской зоны, охватывающей современные понижения Шакырган, мегантиклиналь Беке-Башкудыка и Жетыбай-Узенькую ступень. Этот процесс привел к продвижению моря с юго-запада и накоплению тонкослоистых серых аргиллитов с маломощными прослоями алевролитов и песчаников.

Осадки индского яруса явно указывают на их формирование в условиях сухого, жаркого климата и щелочной геохимической среды. Кратковременные изменения сухого климата на влажный наблюдались только к концу индского яруса.

После короткой паузы в осадконакоплении и тектонической активности, приведшей к частичной перестройке районов осадконакопления, началось накопление осадков оленекского яруса.

В современном рифтовом районе Центрального Мангышлака - включая Мангышлакские горы, прогиб Шакырган, мегантиклиналь Беке-Башкудык, Жетыбай-Узенькую и Кокымбайскую ступени, северную часть Жазурлинской депрессии - существовало сравнительно глубокое море. Оно простиралось до западных склонов Қарынжарыкской депресии. Здесь в спокойных условиях откладывались слои алевролитов и мергелей.

Мелководное море с юго-запада, юга, востока и севера окружало более глубокую часть моря, формируя две фациальные зоны: Карагиинскую впадину и Песчаномысско-Ракушечный свод, а на окраине мелководного моря - зону песчано-глинисто-карбонатных осадков.

В конце раннетриасового периода активизировалась кислотообразующая вулканическая деятельность, что привело к появлению многочисленных слоев разноцветных туфов и туфогенных пород среди терригенных или карбонатных осадков, что показано на рисунке 4.

Растительный покров на прилегающем континенте был слабо развит, а прибрежные болота и пруды были представлены игольчатыми растениями и папоротниками.

К концу оленекского периода происходили процессы поднятия, в результате которых часть территории бассейна - отдельные участки поднятия Песчаномысско-Ракушечное, мегантиклиналь Беке-Башкудык и окрестности Карабогаза подверглись эрозии.

Формирование осадков среднего триаса происходило на фоне устойчивого и постепенного понижения морского бассейна. В начале среднего триаса, на территории Мангышлака, мелководный бассейн был разделен на относительно глубокую западную часть, расположенную у подошвы поднятия Песчаномысско-Ракушечное (площадь Оймаша), и более мелководные зоны на северных склонах Карабогазского купола.

В западной, более глубокой части происходило накопление оолитово-обломочных известняков, аргиллитов и туфогенных пород, формировавших чередующиеся литологические пачки. Здесь отмечалась высокая концентрация органических остатков, что отражало интенсивное развитие бентосной и планктонной фауны. Характерными компонентами осадков были оолитовые массы с включениями фораминифер, брахиопод и редких гастропод.

На северных склонах Карабогазского купола осадки преимущественно терригенные - песчано-алевролитовые, с редкими аргиллитовыми прослоями, откладывавшиеся в условиях мелководных лагун и аллювиальных равнин. Палеогеографически эта зона соответствовала прибрежной фациальной полосе с чередованием сублиторальных и лагунных фаций.

В центральной части Мангышлака сохранялось мелководное карбонатное море, где развивались хемогенные известняки с обильной оолитовой фракцией. На фоне нормальной солености морской воды происходил расцвет органического мира, способствовавший формированию органогенно-детритовых известняков с многочисленными фораминиферами, коралловыми и моллюсковыми остатками.

Таким образом, осадочные комплексы среднего триаса Мангышлака представляют собой сочетание терригенных и карбонатных отложений с четкой вертикальной и фациальной зональностью, отражающей трансгрессионно-репрессивные колебания уровня моря и локальные палеогеографические различия между глубоководными и прибрежными бассейнами.

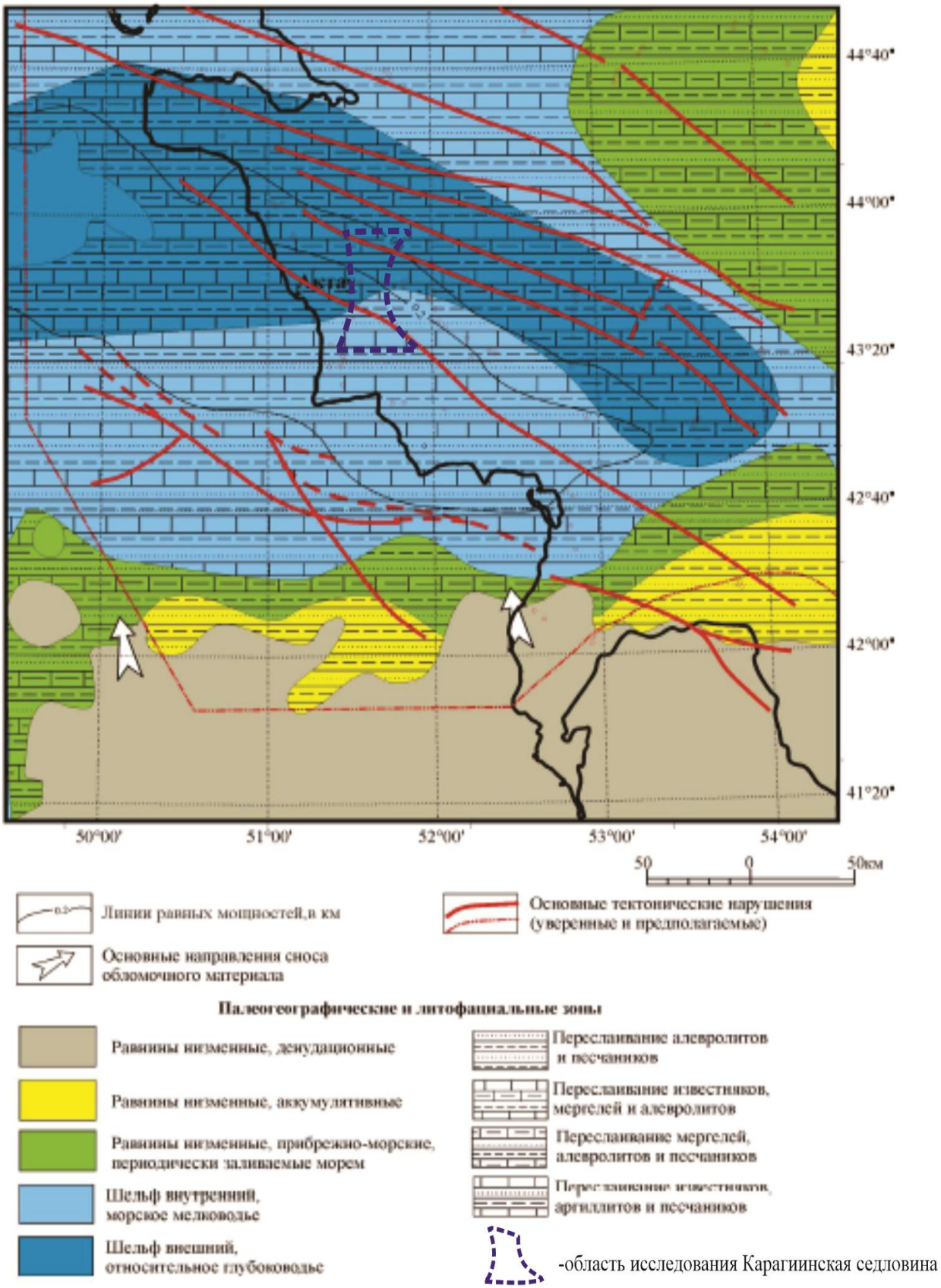


Рисунок 4 - Литолого-палеогеографическая карта нижнетриасовых (оленекских) отложений (по материалам ИГиРГИ, ВНИГНИ)

К концу среднего триаса на всей площади бассейна доминировала глубоководная часть лагуны, о чем свидетельствует мощная толща черных битуминозных аргиллитов в верхней части разреза. Вулканическая активность как надводная, так и подводная обогащала осадки пирокластическим материалом, формируя отдельные пачки туфов и туффитов.

Климат среднего триаса был влажным и жарким, что отражено широким распространением папоротников и хвойных растений на континенте. Обильное накопление органического вещества и его осадконакопление обеспечивало формирование богатых органикой слоев осадочных пород.

После короткого перерыва и слабой тектонической активности началась позднетриасовая стадия осадконакопления, сопровождавшаяся локальными угловыми несогласиями и эрозией. Она проходила в условиях обширной прибрежно-морской равнины и аккумулятивной аллювиальной лагунной равнины. Мелководное море существовало на территории современного Мангышлака и на юго-западе бассейна, что показано на рисунке 5.

Разрез формировался из пачек песчано-аргиллитовых и аргиллитово-песчаных осадков с перемежением слоев различной зернистости. Осадки содержали рассеянные органические вещества и углистый детрит. Часто встречаются слои и линзы угля, углистых аргиллитов и остатки растительных тканей.

К концу среднего триаса тектонические поднятия способствовали усилению эрозионной активности рек. Поэтому в начале верхнего триаса накопление песчано-аргиллитовых пород происходило преимущественно в условиях континентальной аллювиально-лагунной равнины. Лишь на периферии бассейна, на западе, море периодически проникало в область Мангышлака, формируя редкие пачки известняков.

В центральной части Мангышлака усиление процессов опускания дна способствовало кратковременному вторжению моря на континент и накоплению органически обогащенных доломитов и известняков. Иными словами, в течение триасового периода условия осадконакопления изменялись несколько раз: от континентальных в индский век до морских в оленек и среднем триасе и до смешанных условий в позднем триасе, что отражено на рисунке 6.

Климатические условия варьировались от сухого и жаркого в индский период, через влажный и умеренно жаркий в оленек и среднем триасе, до гумидного, теплого и субтропического в позднем триасе.

С геохимической точки зрения, осадки оленекского яруса и среднетриасовые терригенно-карбонатные и аргиллитовые фации относительной глубины моря, а также прибрежно-морские осадки верхнего триаса, сформированные в восстановленных геохимических условиях, создавали наиболее благоприятные условия для накопления и сохранения больших масс органического вещества.

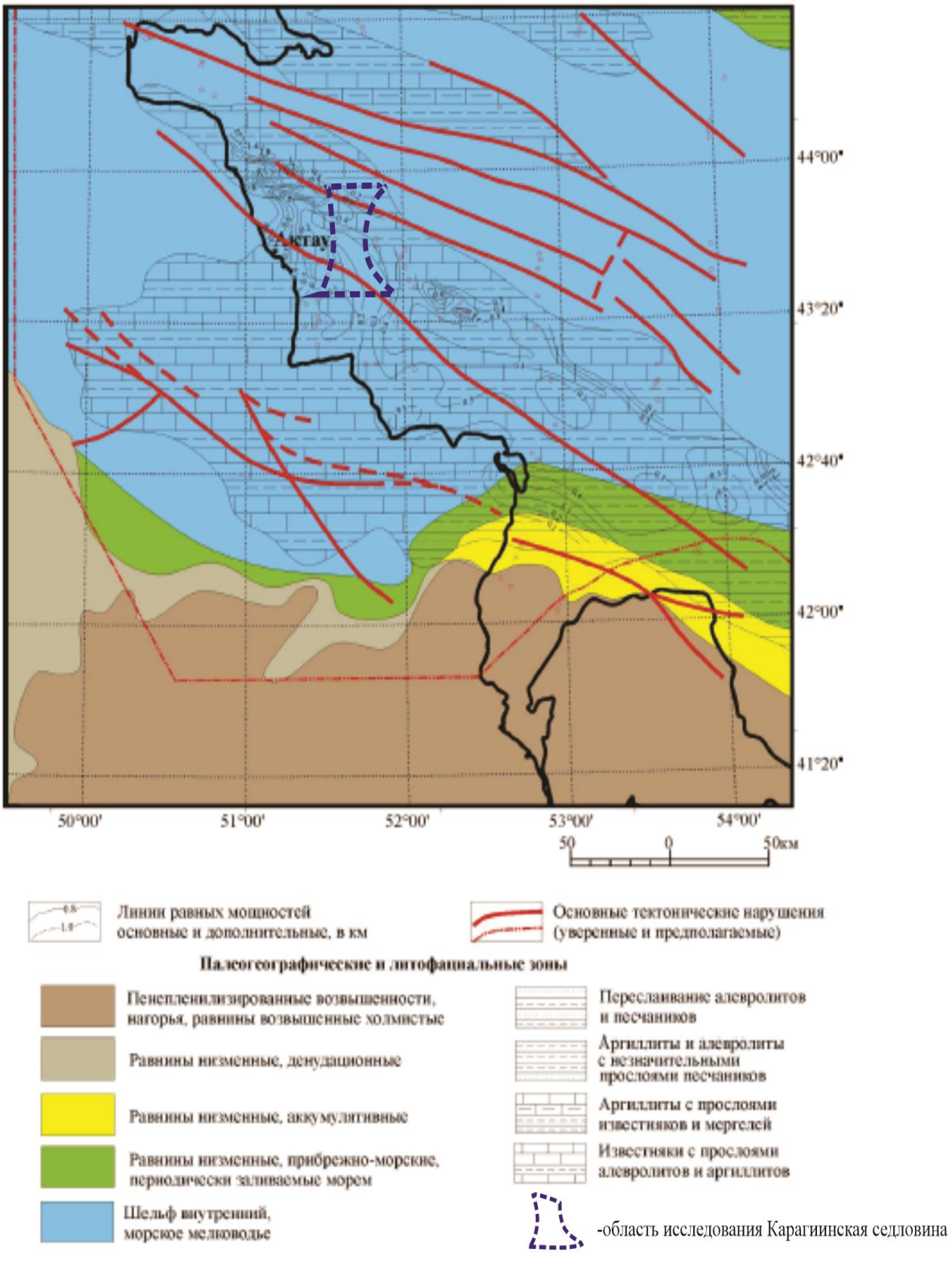


Рисунок 5 - Литолого-палеогеографическая карта среднетриасовых отложений (по материалам ИГиРГИ, ВНИГНИ)

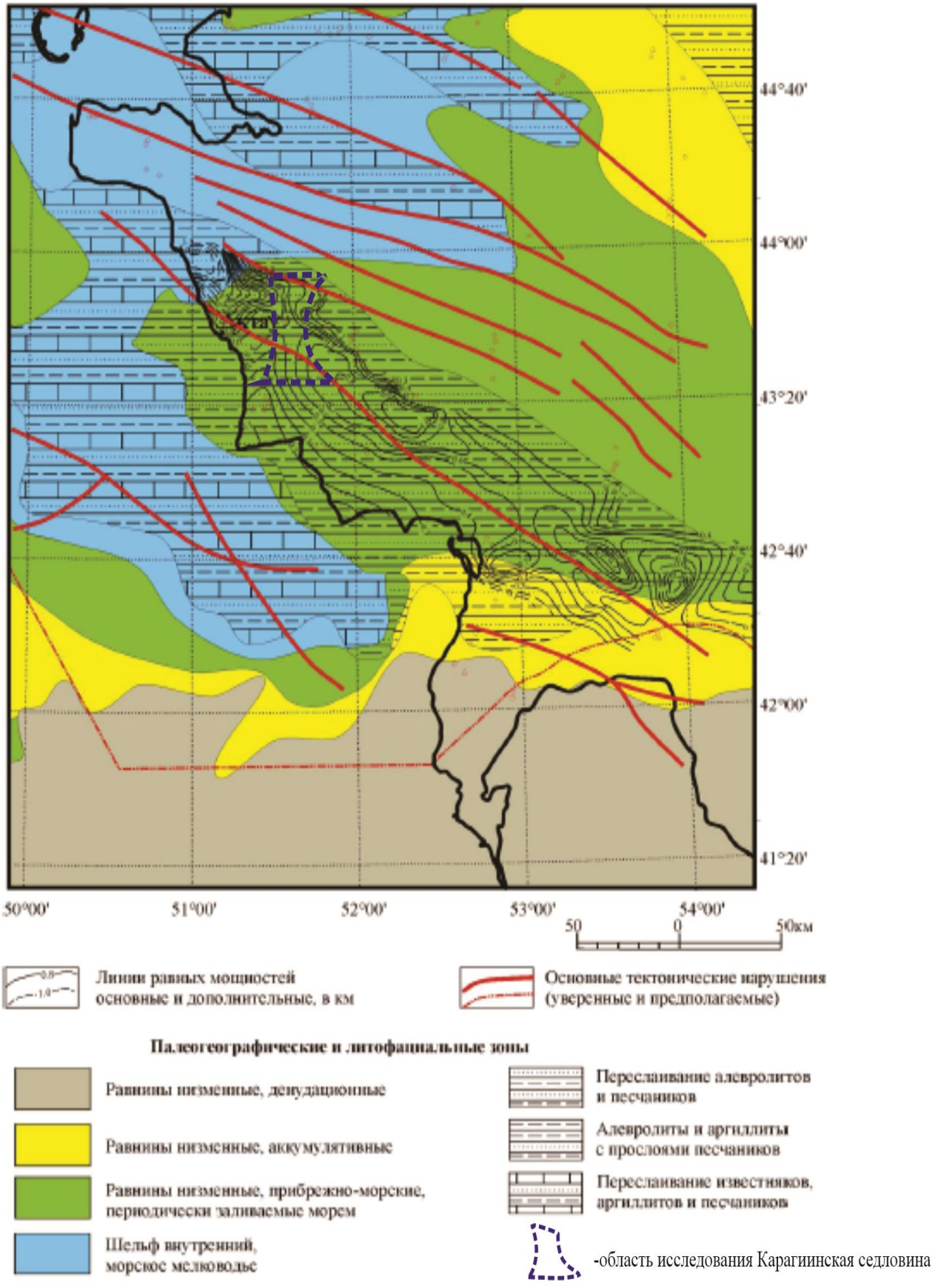


Рисунок 6 - Литолого-палеогеографическая карта верхнетриасовых отложений (по материалам ИГиРГИ, ВНИГНИ)

Краткий анализ условий осадконакопления показывает, что при формировании осадочного чехла решающую роль играли дифференцированные региональные и локальные тектонические процессы, приводившие к чередованию трансгрессий и регрессий морского бассейна (Тетис). Изменчивость условий осадконакопления, преимущественно морских, прибрежно-морских и лагунных, обусловила ритмическое чередование песчано-аргиллитовых и карбонатных слоев. Эти условия также создавали благоприятные среды для формирования коллекторов и флюидоупорных слоев, ловушек нефти и газа. Обобщение этих изменений показывает закономерную смену обстановок от преимущественно континентальных и вулканогенно-терригенных в раннем триасе к развитию морского карбонатного бассейна в среднем триасе и последующему усилению терригенного осадконакопления в позднем триасе. Пространственное выражение данной эволюции и связанные с ней закономерности размещения коллекторов рассматриваются в главе 5 на основе авторских литолого-фациальных карт.

1.5 Рифтогенный этап развития Южно-Мангышлакского бассейна и его роль в формировании триасового комплекса

В палеотектоническом отношении бассейн Южного Мангышлака относится к западной части Туранской эпипалеозойской плиты, формирование континентальной коры которой завершилось к рифейскому времени.

В рифейско-вендский период наблюдалась тектонико-магматическая активность в астеносфере и верхней мантии. Рассматриваемая территория претерпела режим растяжения, сопровождавшийся формированием рассеянного рифтинга.

Дальнейшее развитие рифтогенеза привело к формированию рифтовых систем Центрального Мангышлака и Туаркыр-Караудана. Рифтовая система Центрального Мангышлака стабилизировалась уже в раннем палеозое. В рифтовых впадинах происходило накопление вулканогенно-осадочных толщ раннего и среднего палеозоя, а также известняков и доломитов.

До пермского периода рифтовая зона могла испытывать кратковременное сжатие, что подтверждается различиями в степени метаморфизма и складчатости осадков верхнего палеозоя и триаса. В поздней перми и раннем триасе кора испытывала слабое растяжение, происходила умеренная базальтовая вулканическая активность. В условиях стабильного опускания в рифтовых зонах накопились осадки общей мощностью до 1,5 км. Осадконакопление происходило одновременно с формированием разрывных нарушений и внедрением магматических интрузий.

Многочисленные исследования показывают, что нефтегазоносность рифтогенных осадочных бассейнов в значительной степени связана с рифтовыми структурами мезозойского и кайнозойского возраста. Мезозойские рифтовые структуры проявлены в нефтегазовых бассейнах Южного Торгая и Южного Мангышлака [42-47].

Влияние рифтогенеза на формирование и аккумуляцию углеводородов многократно рассматривалось в различных регионах мира на примере промышленных нефтегазовых рифтогенных бассейнов. Результаты этих исследований показывают, что одним из ключевых факторов является сравнительно короткий период (5-12 млн лет) накопления нижних терригенно-вулканогенных толщ и мощных верхних осадков, обычно представленных солями и морскими терригенными осадками, иногда с включением карбонатов.

Внутренние части рифта и его борта («плечи») являются источником обломочного материала. Мощные глинистые толщи, содержащие значительное количество органического вещества и формирующиеся в условиях рифтовых структур с ограниченной циркуляцией воды (включая морские и озерные бассейны), могут служить высококачественными нефтегазоматеринскими породами.

Под воздействием мантийного диапира, лежащего в основании рифтовых структур, и в условиях повышенного теплового потока происходит прогрев нефтегазоматеринских пород, что способствует увеличению их генерационного потенциала.

Поэтому рифтовые грабены и рифтовые впадины во многих сложноструктурированных рифтогенных бассейнах могут выступать в качестве очагов формирования нефти и газа [7, с. 170;].

Еще одной важной особенностью рифтовых бассейнов является то, что тектонические разломы выполняют роль основных путей миграции нефти и газа.

При рассмотрении столь масштабных деформаций, вызванных воздействием значительных энергетических процессов, необходимо также отметить разломы второго порядка, которые разделяют складчатые структуры на ряд крупных блоков.

При изучении нефтегазоносности крайне важно определить, проявляются ли разломы только в фундаменте или же проникают в мезозойско-кайнозойский осадочный чехол. В этом контексте разломы подразделяются на два типа: сквозные, пересекающие весь осадочный разрез; затухающие, которые выклиниваются и прекращаются на определенных уровнях осадочного чехла.

В условиях рифтогенеза деформациям чаще всего подвергаются осадочные породы с пониженной плотностью. Это подтверждается тем, что около 35 % осадочных бассейнов мира характеризуются наличием трещинных коллекторов, которые во многом определяют их структурные особенности, а также условия формирования и аккумуляции нефти и газа.

Мангышлакская тектоническая область включает Центрально-Мангышлакскую рифтовую систему и северо-восточный склон Среднекаспийской антеклизы. Согласно современным тектоническим представлениям, рифтовая система Центрального Мангышлака развивалась на южном борту Бозашинского рифта, который в конце карбона - начале перми подвергся инверсии. В триасовое время рифтовая структура окончательно закрылась.

В геологической истории развития региона выделяются три основных этапа:

- орогенный (до конца позднего палеозоя);
- переходный (пермско-триасовый);
- платформенный (юрско-антропогеновый).

Фундамент района сложен комплексом преимущественно терригенных и карбонатно-терригенных толщ, а также метаморфизованных пород.

В состав переходного комплекса входят отложения верхней перми и триаса. Начало переходного этапа сопровождалось активизацией региональных тектонических движений и усилением горизонтальных растягивающих напряжений. В результате сформировались крупные грабенообразные прогибы Центрального Мангышлака и Туаркыр-Караудана.

В пределах Южно-Мангышлакского прогиба верхнепермские красноцветные отложения, сформировавшиеся в щелочной среде, характеризуются низким содержанием органического вещества (0,08-0,3 %), вследствие чего они не обладают свойствами нефтематеринских пород.

По данным сейсмических исследований на территории Южного Мангышлака верхнепалеозойские отложения северного борта Сегендыкской депрессии могут обладать генерационным потенциалом.

Платформенный этап развития характеризовался длительным прогибанием рассматриваемой территории, что привело к накоплению мощной толщи осадочных пород в пределах платформенного чехла.

В формировании структур региона важную роль играли дифференцированные вертикальные движения блоков фундамента, ограниченных тектоническими разломами.

Анализ и сопоставление мощностей осадочных толщ различного возраста позволяют реконструировать историю развития крупных тектонических элементов региона.

Выводы по разделу 1

На основе анализа геолого-тектонического строения установлено, что Карагиинская седловина занимает переходное положение между Сегендыкской и Жазгурлинской впадинами Южно-Мангышлакской системы прогибов, что определяет неоднородность геологического строения исследуемой территории и сложность корреляции разрезов между отдельными ее частями.

Рассмотрена литостратиграфическая позиция триасового комплекса: показано, что нижний и верхний триас представлены преимущественно терригенными образованиями, тогда как средний триас имеет смешанный терригенно-карбонатный состав. Это создает принципиальные различия в условиях формирования коллекторов по разрезу и обуславливает необходимость дифференцированного подхода к их изучению.

Установлено, что формирование структур региона в значительной степени определялось дифференцированными вертикальными движениями блоков фундамента, ограниченных тектоническими разломами, а также

последовательной сменой этапов тектонического развития - от рифтогенного до платформенного.

Показано, что в течение платформенного этапа территория испытывала длительное прогибание, сопровождавшееся накоплением мощной толщи осадочных пород. Характер и интенсивность прогибания менялись по площади, что впоследствии отразилось на фациальной изменчивости триасовых отложений.

Таким образом, установленные геолого-тектонические особенности территории - ее переходное структурное положение, литостратиграфическая неоднородность триасового разреза и история тектонического развития - формируют основу для последующего изучения строения, состава и коллекторских свойств триасовых отложений, рассматриваемых в главах 2-5 настоящей диссертации.

2 МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ КАРАГИИНСКОЙ СЕДЛОВИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

2.1 Исходный фактический материал и основные направления исследования

Комплексное изучение триасовых отложений Карагиинской седловины и прилегающих территорий основывалось на совместной интерпретации геолого-геофизических, петрофизических и сейсмических материалов. Особенности строения исследуемого комплекса, значительная литологическая изменчивость разреза, различный характер пустотного пространства терригенных и карбонатных пород, а также невыдержанность коллекторов по площади обусловили необходимость применения комплексного методического подхода.

Основными направлениями исследования являлись количественная интерпретация каротажных диаграмм, структурная интерпретация сейсмических материалов, динамический анализ сейсмических данных, фациальный анализ и сейсмическая инверсия. В рамках указанных направлений выполнялись выбор и обоснование пластов-коллекторов, количественная интерпретация материалов геофизических исследований скважин и корреляция продуктивных горизонтов между скважинами [48-50].

Фактическую основу количественной интерпретации ГИС составили данные 47 скважин, пробуренных на месторождениях Атамбай-Сартобе, Алатобе, Ащиагар и Северное Карагие. На месторождении Атамбай-Сартобе исследованы материалы 7 скважин, на Алатобе - 19, на Ащиагаре - 10 и на Северном Карагие - 11 скважин. В зависимости от особенностей геологического строения и установленной продуктивности на каждом объекте анализировались различные горизонты триасового комплекса. На Атамбай-Сартобе основным рассматриваемым объектом являлся T_2-Б; на Алатобе - T_3, T_2-А и T_2-Б; на Ащиагаре - T_3 и T_2-А; на Северном Карагие - T_3, T_2-А и T_2-Б.

Все каротажные кривые, керновые описания и результаты испытаний по каждой скважине хранятся в цифровом виде в формате LAS и именно в таком виде загружались в программный комплекс Solver для количественной интерпретации.

В итоге, сформированная выборка охватывает основные типы продуктивных триасовых резервуаров исследуемой территории. Верхнетриасовый горизонт T_3 представлен преимущественно терригенными породами, тогда как горизонты T_2-А и T_2-Б относятся к среднетриасовому карбонатному комплексу и характеризуются более сложным строением пустотного пространства.

Предварительная подготовка материалов включала сшивку и глубинную увязку исходных каротажных данных, нормировку кривых ГИС по опорным горизонтам с учетом информации по каждому месторождению, оцифровку данных шлама, петрографических описаний шлифов и признаков углеводородов, а также оцифровку описаний кернового материала.

Необходимость предварительной обработки обусловлена тем, что геофизические исследования скважин выполнялись в разные периоды, а набор зарегистрированных методов и качество исходного материала различались. Для корректного сопоставления скважин требовалось привести данные к единой системе глубинной привязки и обеспечить сопоставимость основных каротажных кривых.

По результатам обработки были сформированы комплексные планшеты количественной интерпретации. На них отображались объемная модель отложений, интервалы выделенных коллекторов, коэффициенты эффективной пористости и нефтегазонасыщенности, результаты лабораторного анализа керна, интервалы испытаний в открытом и обсаженном стволе, а также параметры пластов-коллекторов, использованные при подсчете запасов. Кроме того, были сформированы таблицы параметров ГИС и LAS-файлы количественных характеристик по скважинам.

Такое представление исходной информации позволило проводить сопоставление различных видов данных в единой глубинной системе и контролировать результаты интерпретации по независимым источникам информации. Особенно важным являлось сопоставление расчетных параметров ГИС с лабораторными исследованиями керна и результатами испытаний.

В методическом отношении триасовый разрез был разделен на два основных типа резервуаров. Для верхнего триаса применялась терригенная модель коллектора, а для среднего триаса - карбонатная модель. При этом в исходных материалах отмечается, что единый подход с использованием одинакового набора каротажных методов для всех скважин реализовать не удалось. Выбор методов оценки пористости определялся фактическим набором и качеством зарегистрированных кривых.

Данное обстоятельство имеет принципиальное значение для настоящего исследования. Полученные количественные параметры должны рассматриваться не изолированно, а в совокупности с геологическим строением соответствующего резервуара, его литологией и типом пустотного пространства.

2.2 Комплексная количественная интерпретация материалов ГИС

Для геофизического исследования скважин месторождений Атамбай-Сартобе, Алатобе, Ащиагар и Северное Карагие использовался типовой комплекс промыслово-геофизических методов, позволяющий изучать электрические, радиоактивные и акустические характеристики разреза. Полученные данные использовались для литологического расчленения, выделения коллекторов и количественной оценки их фильтрационно-емкостных свойств [51-53].

Одним из факторов, снижающих достоверность количественной интерпретации, является состояние ствола скважины. В интервалах продуктивных горизонтов T_2 и T_3 отмечается высокая кавернозность открытого ствола, оказывающая влияние на показания геофизических методов. Особенно существенное влияние наблюдается при интерпретации акустического каротажа.

Для порового и каверново-порового типов пустотного пространства погрешность определения коэффициента пористости может быть относительно небольшой при условии комплексирования нескольких методов. Однако количественно определить вклад трещинной составляющей только по стандартному комплексу ГИС практически невозможно. Поэтому результаты петрофизической интерпретации контролировались лабораторными исследованиями керновых образцов.

Практически это выражалось в следующем: трещинная составляющая пустотного пространства оценивалась качественно - по описанию керна и по петрографическим шлифам, в которых фиксировалось присутствие битума в трещинах как признак их участия в фильтрации флюидов. Полученная качественная оценка сопоставлялась с результатами испытаний скважин: интервалы с высокой трещинной плотностью по керну закономерно показывали повышенные дебиты при близких значениях матричной пористости, что использовано как косвенное подтверждение вклада трещинной составляющей в фильтрационную способность коллектора.

Комплексная количественная интерпретация выполнялась в программном комплексе **Solver**. Для определения эффективной пористости использовались парные связи АК-ННК, ННК-ГГК и отдельные методы АК, ННК и ГГК в зависимости от их наличия и качества. В наиболее благоприятном случае для смешанного типа разреза может использоваться сочетание ННК-ГГК, однако плотностной каротаж присутствовал не во всех скважинах. Поэтому в каждом конкретном случае учитывалось качество регистрации акустического, нейтронного и плотностного методов.

Контроль рассчитанных значений эффективной пористости и нефтегазонасыщенности проводился по данным лабораторного анализа керна. Подобный подход позволил снизить неопределенность, связанную с неодинаковым комплексом ГИС в различных скважинах.

Следовательно, методика количественной интерпретации основывалась на принципе максимального использования имеющихся методов при обязательном петрофизическом контроле. Такой подход особенно важен для среднетриасовых карбонатных пород, где сложная структура пустотного пространства существенно ограничивает возможности применения упрощенных стандартных моделей.

2.3 Оценка коэффициента пористости верхнетриасового горизонта T_3

Для верхнетриасовых отложений применялась терригенная модель коллектора. Наиболее подробно методика количественной оценки рассмотрена на материалах месторождений Алатобе, Ащиагар и Северное Карагие [54,55].

На месторождении Алатобе коэффициент пористости терригенных отложений определялся комплексно по акустическому, нейтронному и плотностному методам. При интерпретации учитывалось содержание глинистого материала, которое оценивалось по гамма-каротажу.

Объемное содержание глинистого материала рассчитывалось по формуле (1) В.В. Ларионова для древних пород:

$$K_{гл} = 0{,}33 \times (2^{(2\Delta J_{гк})} - 1), \quad (1)$$

Где, $\Delta J_{гк}$ - двойной разностный параметр гамма-каротажа, определяемый относительно минимальных и максимальных показаний ГК в исследуемом разрезе.

Использование относительного параметра ГК позволяет учитывать различия абсолютного уровня естественной радиоактивности пород и выделять интервалы с повышенным содержанием глинистого материала.

При определении пористости по акустическому каротажу применялось формула (2) среднего времени:

$$K_п = (\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск})/(\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) - K_{гл} \times (\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск})/(\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}), \quad (2)$$

где $\Delta T_{пл}$ - интервальное время пробега упругой волны в пласте; $\Delta T_{ск}$ - интервальное время в скелете породы; $\Delta T_{ж}$ - интервальное время в жидкости; $\Delta T_{гл}$ - интервальное время в глинистой составляющей.

Для песчаников использовалось значение $\Delta T_{ск} = 174$ мкс/м, а для пластовой жидкости - $\Delta T_{ж} = 590$ мкс/м. Исходные параметры и алгоритм расчета приведены непосредственно в материалах количественной интерпретации.

По нейтронному методу пористость определялась с учетом содержания связанной воды в глинистой составляющей по формуле (3):

$$K_пННК = W - K_{гл} \times W_{гл}, \quad (3)$$

где W - водородосодержание по нейтронному методу; $W_{гл}$ - водородосодержание связанной воды в глинах, принятое равным 0,30 д. ед.

Плотностная пористость рассчитывалась по формуле (4):

$$K_п = (\rho_{ск} - \rho_п)/(\rho_{ск} - \rho_в), \quad (4)$$

где $\rho_{ск}$ - скелетная плотность породы; $\rho_п$ - объемная плотность исследуемого пласта; $\rho_в$ - плотность пластовой воды.

Для песчаников использовалась скелетная плотность 2,66 г/см³, плотность пластовой воды принималась равной 1 г/см³.

По результатам комплексной интерпретации значения пористости верхнетриасовых терригенных коллекторов Алатобе изменяются преимущественно в пределах 10-18 %.

На месторождении Ащиагар коэффициент пористости определялся по акустическому и нейтронному методам по принципам, аналогичным использованным на Алатобе. В интервалах коллекторов наблюдается

относительно небольшой диапазон изменения естественной гамма-активности, что свидетельствует о сравнительно небольших вариациях глинистости. Средневзвешенное по толщине значение коэффициента пористости верхнетриасовых коллекторов составляет 14%.

Для Северного Карагие использовались данные нейтронного, акустического и плотностного каротажа. При расчете акустической пористости для песчаников использовалось $\Delta T_{ск}$ = 174 мкс/м, а для жидкости - $\Delta T_{ж}$ = 620 мкс/м. При плотностной интерпретации скелетная плотность принималась равной 2,65 г/см³.

Это означает, что оценка пористости T_3 основывалась преимущественно на классической поровой модели терригенного коллектора. Сопоставление нескольких методов позволяет уменьшить влияние индивидуальных ограничений каждой кривой и получить более устойчивую количественную оценку.

2.4 Оценка коэффициента пористости среднетриасовых горизонтов T_2-А и T_2-Б

Среднетриасовые карбонатные отложения отличаются значительно более сложным строением пустотного пространства. Наряду с межзерновой пористостью в них развиты каверны и трещины, поэтому оценка фильтрационно-емкостных свойств требует применения карбонатной петрофизической модели и обязательного сопоставления с керновыми исследованиями [56-58].

На месторождении Атамбай-Сартобе пористость определялась комплексно по акустическому и нейтронному методам. Для акустического каротажа использовалось уравнение среднего времени с параметрами известняковой матрицы, для которой $\Delta T_{ск}$ принято равным 155 мкс/м.

Пористость по нейтронному каротажу определялась по зависимости (5):

$$K_п = W - K_{гл} \, x \, W_{гл}, \qquad (5)$$

где W - водородосодержание по НК; $W_{гл}$ - водородосодержание глин, принятое равным 0,3.

При анализе акустического метода учитывался возможный характер пустотного пространства. Завышение интервального времени интерпретировалось как возможное проявление горизонтально ориентированной трещинной составляющей, тогда как его занижение могло быть связано с вертикально ориентированными трещинами либо кавернозностью пород.

Средневзвешенное по толщине значение пористости карбонатных коллекторов Атамбай-Сартобе составляет около 17 %. Пористость трещинных коллекторов условно принималась равной 0,1 % по аналогии с Алатобе, где соответствующая величина была установлена по десяти пришлифовкам.

На месторождении Алатобе литологическая интерпретация среднетриасовых пород проводилась с применением комплексных палеток

нейтронного, акустического и плотностного методов. При расчете пористости учитывались различия литологии T_2-А и T_2-Б.

Для нейтронного метода применялась методика, разработанная для карбонатных триасовых отложений Южного Мангышлака. В расчет вводились поправки за диаметр скважины и влияние глинистого компонента нерастворимого остатка.

При акустической оценке для известняков T_2-А использовалось $\Delta T_{ск}$ = 155 мкс/м, тогда как для доломитизированных известняков и доломитов T_2-Б - 147 мкс/м. Интервальное время в жидкости принималось равным 590 мкс/м, в глинах - 230 мкс/м.

Для плотностной оценки также применялись различные матричные параметры. Скелетная плотность известняка для T_2-А принималась равной 2,71 г/см³, доломита T_2-Б - 2,87 г/см³.

Для T_2-Б дополнительно учитывалось соотношение известняка и доломита. Это связано с тем, что продуктивные отложения представлены не чистым доломитом либо известняком, а их различными сочетаниями. После определения доли каждого компонента рассчитывалась эффективная скелетная плотность интерпретируемой породы.

В результате количественной интерпретации диапазон пористости T_2-А на Алатобе составил 0,04-0,27 д. ед., а T_2-Б - 0,09-0,35 д. ед.

Полученный диапазон свидетельствует о значительной петрофизической неоднородности карбонатного комплекса. При этом величина матричной пористости не всегда непосредственно отражает потенциальную продуктивность пласта, поскольку существенная часть фильтрационной способности может быть связана с кавернами и трещинами.

На Ащиагаре средневзвешенная по толщине пористость среднетриасовых коллекторов составляет около 7 %, а емкость трещинной составляющей условно принималась равной 0,1 %.

Для Северного Карагие при интерпретации T_2 предварительно учитывалось влияние скважинных условий и литологии на показания нейтронного метода. В кривую водородосодержания вводились поправки за скважинные условия и влияние глинистого компонента нерастворимого остатка. Для акустического и плотностного методов использовались различные параметры известняковой, доломитовой и известняково-доломитовой матрицы.

В наиболее разуплотненных интервалах рассчитанная матричная пористость могла оставаться ниже 9 %. Такие интервалы относились преимущественно к трещинному типу, для которого определение обычного граничного значения матричной пористости является недостаточно информативным.

2.5 Обоснование граничных значений фильтрационно-емкостных параметров

Выделение эффективных коллекторов требует определения минимальных значений пористости и проницаемости, при которых порода способна обеспечивать движение пластового флюида [59-61].

Для кавернозно-поровых коллекторов T_2-Б месторождения Атамбай-Сартобе нижнему предельному значению проницаемости $0{,}1 \times 10^{-3}$ мкм² соответствует пористость 9 %.

На месторождении Алатобе в триасовом разрезе установлены как простые типы коллекторов - поровые и трещинные, так и смешанные - порово-каверновые и кавернозно-поровые. Это обусловливает различие критериев выделения эффективных интервалов.

Для поровых верхнетриасовых коллекторов T_3, представленных полимиктовыми песчаниками преимущественно неравномерно-зернистого, крупно- и среднезернистого состава с переходами в гравелиты, нижний предел проницаемости принят равным $0{,}5 \times 10^{-3}$ мкм². Ему соответствует пористость 9 %. Для данного типа резервуара емкостную и фильтрационную среду формирует преимущественно система пор.

Для порово-каверновых коллекторов T_2-А и кавернозно-поровых T_2-Б нижний предел проницаемости принят равным $0{,}1 \times 10^{-3}$ мкм². При этом для T_2-А соответствующее граничное значение открытой пористости составляет 4 %, а для T_2-Б - 9 %.

Различие данных граничных значений обосновано петрофизически: для T_2-А, где основной вклад в фильтрационную способность вносят каверны и трещины, эффективный резервуар формируется уже при относительно низкой матричной пористости, тогда как для T_2-Б, где преобладает поровый тип пустотного пространства, требуется более высокое значение пористости для обеспечения сопоставимой проницаемости. Это подтверждается зависимостями пористость-проницаемость, построенными раздельно для каждого типа коллектора по результатам исследования керна скважин № 32 и № 33 месторождения Алатобе (раздел 2.4), а также результатами испытаний скважин, контролирующими данные значения [59-61].

На Ащиагаре для T_3 представительного кернового материала оказалось недостаточно, поэтому нижние пределы пористости и проницаемости были приняты по аналогии с Северным Карагие: соответственно 9 % и $0{,}5 \times 10^{-3}$ мкм². Для порово-кавернового T_2-А использован порог пористости 4 % и проницаемости $0{,}1 \times 10^{-3}$ мкм², принятый по аналогии с Алатобе.

Для Северного Карагие при выделении эффективных нефтенасыщенных толщин порового T_3 также используется порог пористости 9 %, соответствующий проницаемости $0{,}5 \times 10^{-3}$ мкм².

Таким образом, проведенная оценка показывает, что применение единого значения пористости ко всему триасовому комплексу некорректно. Для T_3 основным критерием является качество первичного порового пространства терригенного коллектора. В среднетриасовых карбонатах существенную роль играют кавернозность и трещиноватость, вследствие чего эффективный резервуар может сохраняться при меньшей матричной пористости.

Особенно показательным является T_2-А, где граничное значение открытой пористости составляет всего 4 %. Это подтверждает необходимость учета вторичного пустотного пространства и литологического типа пород.

Для дополнительного обоснования фильтрационно-емкостных параметров использованы зависимости между пористостью и проницаемостью карбонатных пород Алатобе. Они построены по данным исследования керна скважин 32 и 33 отдельно для порово-кавернових коллекторов T_2-А и каверново-поровых T_2-Б.

Представленные зависимости показывают, что одинаковые значения открытой пористости в различных типах карбонатных пород могут соответствовать существенно различающейся проницаемости. Это является прямым следствием различий структуры пустотного пространства.

Следовательно, при оценке среднего триаса необходимо учитывать не только абсолютное значение $К_п$, но и принадлежность породы к определенному петрофизическому типу.

2.6 Оценка нефтегазонасыщенности продуктивных горизонтов

Оценка характера насыщения выполнялась на основе данных электрического каротажа и петрофизических зависимостей, полученных при исследовании керна, которое приводится на рисунке 7. [62].

Для верхнетриасовых поровых коллекторов граничные значения коэффициента нефтегазонасыщенности определялись по результатам интерпретации ГИС. Для залежи T_3-A_1 значение составляет 0,65 д. ед., а для T_3-A_2 - 0,71 д. ед. Для трещинных коллекторов среднего триаса коэффициент нефтегазонасыщенности условно принят равным 0,85 д. ед. Такое значение основывается на модели, согласно которой матрица трещинного коллектора преимущественно водонасыщена, а нефть и газ сосредоточены в системе открытых трещин.

Для каверново-поровых и порово-кавернових среднетриасовых коллекторов определить надежное универсальное граничное значение $К_{нг}$ по ГИС оказалось затруднительно вследствие ограниченного количества водонасыщенных пластов. В качестве рабочего значения при существующей степени изученности рассматривается величина около 0,50 д. ед.

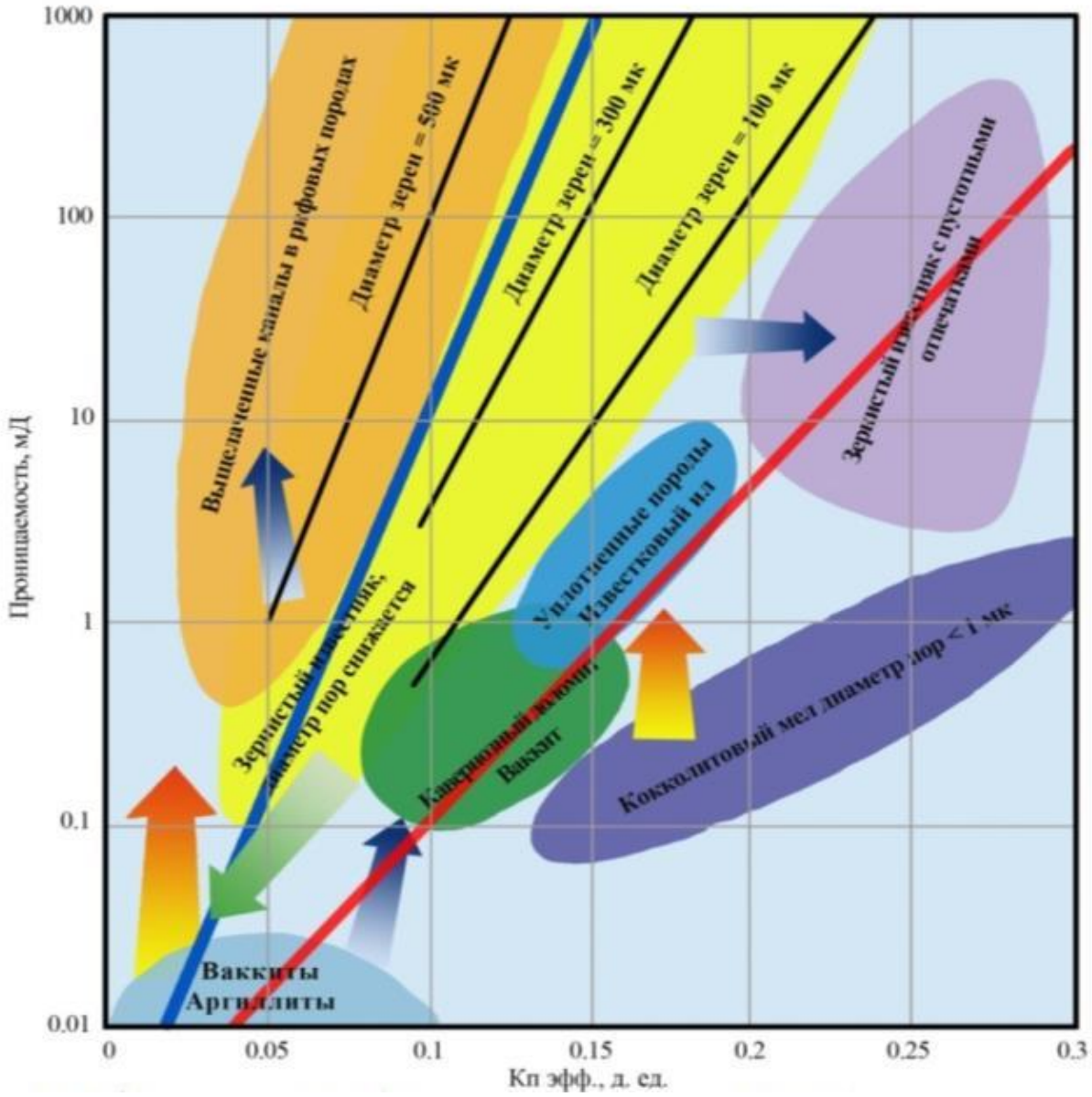
На Атамбай-Сартобе для T_2-Б средневзвешенное значение коэффициента нефтенасыщенности, рассчитанное по ГИС, составляет 0,64.

На Алатобе для поровых коллекторов T_3, порово-кавернових T_2-А и каверново-поровых T_2-Б использовались различные петрофизические зависимости. Коэффициент нефтенасыщенности рассчитывался через коэффициент водонасыщенности по формуле (6):

$$К_{нг} = 1 - К_в. \quad (6)$$

В расчетах использовалось удельное электрическое сопротивление пластовой воды 0,08 Ом·м. Для T_2-А и T_2-Б рассчитанные по ГИС значения $К_{нг}$ находятся преимущественно в диапазоне 0,5-0,9 д. ед.

На Ащиагаре средневзвешенный коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,80 для порово-каверновых среднетриасовых коллекторов и 0,69 для поровых верхнетриасовых коллекторов T_3.



Условные обозначения:

трещины

уплотнение и цементеция

выщелачивание

T_2А

T_2Б

Рисунок 7 - Зависимость пористости и проницаемости карбонатных коллекторов T_2-А и T_2-Б месторождения Алатобе (ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»»)

Для Северного Карагие отдельную проблему представляет оценка насыщения среднетриасовых трещинных коллекторов. Петрофизические зависимости, построенные по аналогичным породам Алатобе, не обеспечили удовлетворительного результата вследствие низких сопротивлений наиболее пористых интервалов, связанных с глубоким проникновением фильтрата промывочной жидкости. Поэтому для трещинных коллекторов Северного Карагие $К_{нг}$ условно принят равным 0,85.

Результаты показывают, что надежность определения нефтегазонасыщенности определяется не только качеством электрического каротажа, но и типом пустотного пространства. Для поровых песчаных коллекторов $Т_3$ применение традиционных петрофизических моделей является более однозначным. Для среднетриасовых карбонатов влияние кавернозности и трещиноватости существенно повышает неопределенность.

Поэтому количественная оценка $К_{нг}$ в настоящей работе рассматривается совместно с литологической характеристикой пород, результатами испытаний и положением пласта относительно установленного или предполагаемого ВНК.

2.7 Комплексирование материалов ГИС, керна и результатов испытаний

Принципиальной особенностью выполненного исследования является отказ от интерпретации материалов ГИС как самостоятельного и единственного источника информации о коллекторских свойствах триасовых пород.

На результирующих планшетах совместно отображались рассчитанные параметры пластов, данные лабораторного исследования керна и интервалы испытаний. Это позволяло непосредственно сопоставлять геофизические признаки коллектора с его фактическими петрофизическими характеристиками и результатами получения притоков.

При глубинной увязке исходных материалов возникали определенные сложности. Полученные для исследования интервалы каротажа первоначально не были полностью согласованы по глубине. При их сшивке в качестве основой использовалась кривая гамма-каротажа и каротаж, зарегистрированный при конечном забое. Вследствие различий исходной глубинной привязки отмечались небольшие расхождения между интервалами, принятыми в материалах подсчета запасов, и результатами выполненной интерпретации.

Подобные расхождения необходимо учитывать при сопоставлении тонких пластов, особенно в неоднородном карбонатном разрезе. Даже небольшая ошибка глубинной привязки способна привести к некорректному сопоставлению результата лабораторного исследования отдельного образца с каротажной характеристикой соответствующего интервала.

С учетом этого, керновые данные использовались прежде всего как независимый контроль общей петрофизической модели и граничных параметров.

Наиболее наглядным примером такого комплексирования являются зависимости $К_{пр}=f(К_п)$, построенные для $Т_2$-А и $Т_2$-Б Алатобе по керну скважин

32 и 33. Для порово-кавернового T_2-А и кавернозно-порового T_2-Б установлены различные зависимости пористости и проницаемости [63,64].

В связи с этим, данные керна выполняют несколько функций: позволяют уточнить литологический состав пород; определить характер пустотного пространства; контролировать расчетную пористость по ГИС; установить связь пористости и проницаемости; обосновать граничные параметры выделения эффективных коллекторов.

Результаты испытаний, в свою очередь, являются наиболее надежным фактическим подтверждением продуктивности выделенного по ГИС интервала. Поэтому интерпретация нефтенасыщенности и прогноз продуктивности должны рассматриваться с учетом фактически полученных притоков.

Особенно важен этот принцип для сложнопостроенных среднетриасовых резервуаров. Низкая матричная пористость не обязательно означает отсутствие промышленно значимой фильтрации, если в породе развита система каверн или открытых трещин. И наоборот, относительно высокое значение пористости по отдельному геофизическому методу не является достаточным доказательством продуктивности без подтверждения характера насыщения.

2.8 Методические основы структурно-сейсмического анализа

Скважинная информация обеспечивает детальную вертикальную характеристику разреза, однако возможности ее использования для прогноза межскважинного пространства ограничены. Поэтому для изучения пространственного распространения триасовых резервуаров использованы материалы сейсморазведки 3D.

Первоначальный анализ включал изучение различных сейсмических атрибутов, классических и кластерных сейсмофаций, результатов литофациального анализа и сейсмической инверсии. Однако проведенное сопоставление показало, что ни один отдельный атрибут, сейсмофациальная либо литофациальная карта не обеспечивает однозначного прогноза коллекторов во всем продуктивном триасовом комплексе [65-67].

Некоторые карты, преимущественно основанные на амплитудных характеристиках отражений, удовлетворительно согласуются с результатами бурения и испытаний только на отдельных участках. Это свидетельствует о сложном характере связи между сейсмическим откликом и фактическими свойствами резервуара.

Одной из причин такой неоднозначности является сложное внутреннее строение продуктивной толщи. При использовании только стандартных опорных отражающих горизонтов внутри интервала могут объединяться части разреза, характеризующиеся различным литологическим и фациальным составом.

Поэтому был выполнен более детальный анализ сейсмического волнового поля. В соответствии с рисунком 8 в кубе данных МОГТ 3D последовательно прослеживались все сейсмические пики и прогибы внутри исследуемой части разреза.

После первоначального прослеживания отражения автоматически объединялись на основе коэффициента корреляции в отдельные участки протяженных горизонтов. Качество автоматического прослеживания дополнительно проверялось, после чего отдельные фрагменты вручную объединялись. В результате сформирован структурный каркас из 207 протяженных горизонтов с выдержанной полярностью. На его основе построена относительная геохронологическая модель по кубу 3D. Непосредственно внутри продуктивных триасовых отложений прослежено 9 горизонтов, соответствующих как границам отдельных резервуаров, так и элементам их внутреннего строения.

Такой подход обеспечивает существенно более детальное расчленение продуктивной части разреза по сравнению с интерпретацией только основных региональных отражающих границ.

Для задач настоящего исследования это имеет принципиальное значение. Пространственное распределение коллектора контролируется не только современной структурой, но и внутренней архитектурой осадочного тела.

Поэтому переход от единичных региональных отражающих горизонтов к более детальному сейсмостратиграфическому каркасу позволяет приблизить интерпретацию сейсмических данных к масштабу отдельных резервуаров.

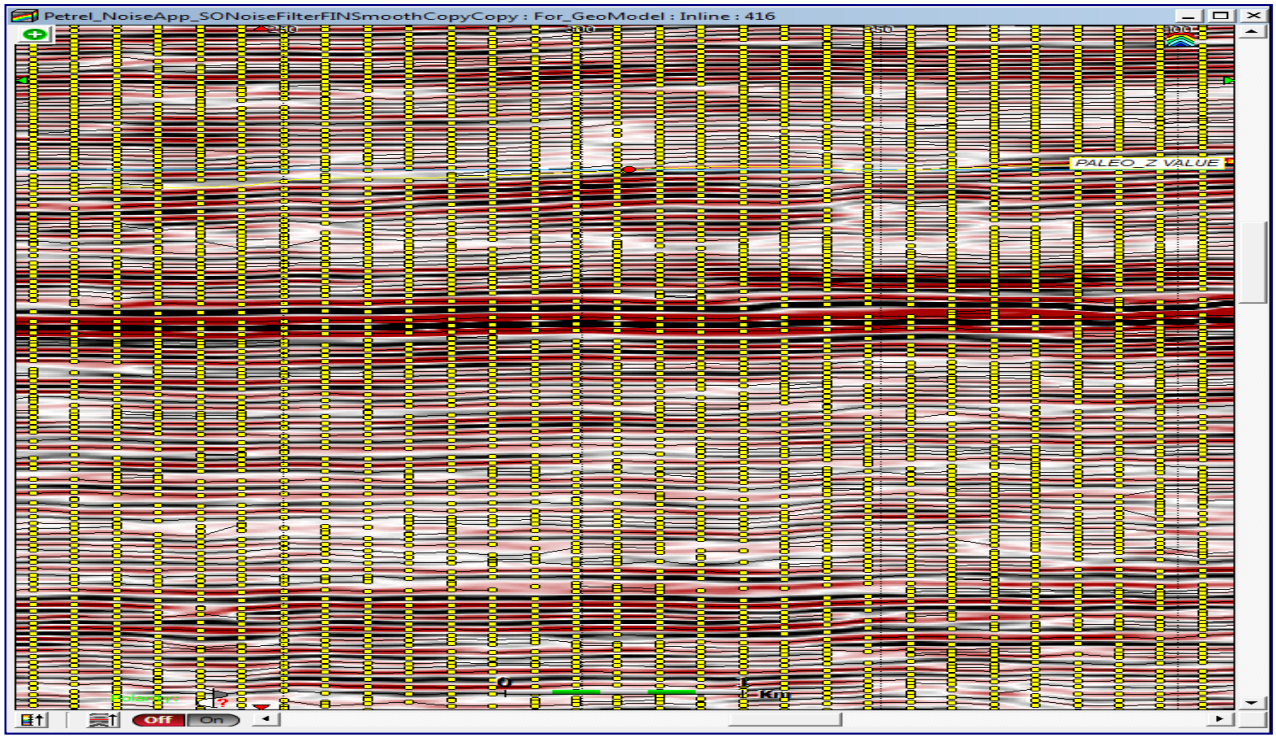


Рисунок 8 - Прослеживание сейсмических пиков и прогибов в кубе данных МОГТ 3D (BGP Geophysical Services, 2012)

Вместе с тем разрешающая способность сейсмических материалов накладывает ограничения на детальность интерпретации. Не все тонкие пласты, выделяемые по ГИС, могут иметь самостоятельное выражение в волновом поле.

Поэтому прослеженные поверхности рассматриваются прежде всего как элементы структурно-стратиграфического каркаса, внутри которого выполняется дальнейший фациальный анализ.

2.9 Методические основы сейсмофациального анализа триасовых резервуаров

Сейсмофациальный анализ использовался для перехода от структурного расчленения продуктивного комплекса к оценке вероятных условий формирования и пространственного распределения коллекторов [68,69].

Для верхнетриасового T_3 в исходных материалах выделены фации флювиальных русел и межрусловых пространств. Наиболее предпочтительными с точки зрения развития коллектора являются фации дистрибутивных русел. Следующую позицию занимают устьевые бары и прибрежные образования, тогда как дистальные части дельтовой системы характеризуются как наименее перспективные.

Для T_2-А выделяются фации песчаного мелководья внутреннего рампа, включающие ооидные и пелоидные пески и грейнстоуны, а также лагунные и приливно-равнинные фации. Для T_2-Б в материалах выделена фация песчаного мелководья внутреннего рампа, представленная пелоидными и биокластовыми образованиями.

Указанные различия подтверждают необходимость раздельного подхода к прогнозированию T_3, T_2-А и T_2-Б.

В терригенном T_3 основное значение имеет положение песчаного тела внутри дельтово-флювиальной системы. Формирование качественного резервуара определяется концентрацией более грубого материала в русловых и связанных с ними фациях.

В среднетриасовых карбонатах первичная фациальная принадлежность также играет важную роль, однако конечные фильтрационно-емкостные свойства дополнительно изменяются под воздействием постседиментационных процессов.

В исходном материале специально отмечается влияние *доломитизации* на сейсмический облик продуктивного горизонта. Следовательно, наблюдаемый сейсмический отклик может отражать не только первичную седиментационную неоднородность, но и вторичное преобразование карбонатных пород.

Это является одной из причин, по которой однозначная схема «определенный сейсмический атрибут - коллектор» для всего исследуемого комплекса не работает.

Проверка сейсмофациального прогноза выполнялась по результатам бурения 16 скважин, отобранных из указанных 47 скважин. Их положение в ряде случаев выбиралось с учетом распространения сейсмических и литологических фаций.

Для T_2-А скважины вскрывали зоны, интерпретированные как области развития грейнстоунов и пакстоунов. Для T_2-Б часть скважин была ориентирована на грейнстоуны внутреннего рампа.

Следовательно, сейсмофациальный анализ используется не как самостоятельный метод прямого обнаружения коллектора, а как средство пространственной экстраполяции геологических закономерностей, установленных по скважинным данным.

2.10 Ограничения и неопределенности комплексной методики

Используемая методика имеет ряд объективных ограничений, которые необходимо учитывать при интерпретации результатов.

Первое ограничение связано с неодинаковым составом и качеством комплекса ГИС в различных скважинах. Отсутствие отдельных методов, прежде всего плотностного каротажа, не позволяет использовать совершенно одинаковый алгоритм расчета во всей выборке. Поэтому количественные параметры получены с применением различных комбинаций методов и контролировались керном.

Второе ограничение обусловлено состоянием ствола скважины. Кавернозность способна существенно искажать показания отдельных методов, особенно акустического каротажа. В сложнопостроенных среднетриасовых резервуарах влияние данного фактора увеличивается.

Третье ограничение связано с трещинной составляющей пустотного пространства. Стандартный комплекс ГИС не позволяет надежно определить ее количественную величину. В результате для отдельных объектов использовались условные параметры, основанные на керновых исследованиях и геологических аналогиях.

Четвертым источником неопределенности является ограниченность кернового материала. Керн характеризует только небольшой объем породы непосредственно около ствола скважины. Поэтому лабораторные параметры не могут автоматически распространяться на весь продуктивный пласт.

Пятое ограничение связано с оценкой нефтегазонасыщенности сложных карбонатных коллекторов. Для ряда объектов количество достоверно водонасыщенных интервалов недостаточно для статистически надежного определения граничного Кнг. Именно поэтому для трещинных резервуаров используются условные значения.

Шестое ограничение определяется разрешающей способностью сейсмических материалов. Несмотря на построение детального каркаса из 207 отражающих горизонтов, отдельные тонкие пласты, устанавливаемые по ГИС, не всегда могут быть непосредственно прослежены по сейсмическим данным.

Наконец, существенным ограничением является отсутствие универсального сейсмического атрибута, который однозначно соответствовал бы распространению коллектора на всех изучаемых структурах. Это непосредственно подтверждено результатами анализа различных атрибутов, сейсмофаций и инверсионных характеристик.

В совокупности указанные факторы определяют необходимость вероятностного, комплексного подхода. Надежность интерпретации возрастает при совпадении нескольких независимых критериев: благоприятной литологии,

соответствующих параметров ГИС, подтверждения керном, положительных результатов испытаний и благоприятной сейсмофациальной характеристики [70].

2.11 Общая последовательность комплексного исследования

На основании рассмотренных методических положений комплексное исследование триасовых резервуаров выполнялось в несколько взаимосвязанных этапов.

На первом этапе проводилась подготовка и унификация исходной скважинной информации. Выполнялись глубинная увязка, нормировка каротажных кривых и оцифровка геологических материалов.

На втором этапе осуществлялось литологическое расчленение разреза и выделение потенциальных коллекторов. При этом для верхнего триаса применялась терригенная, а для среднего триаса - карбонатная петрофизическая модель.

На третьем этапе рассчитывались количественные параметры: коэффициент эффективной пористости и коэффициент нефтегазонасыщенности [71].

На четвертом этапе выполнялось обоснование граничных значений ФЕС. Для этого использовались результаты лабораторных исследований керна, зависимости пористость-проницаемость и материалы подсчета запасов.

На пятом этапе расчетные параметры сопоставлялись с результатами испытаний скважин. Данный этап позволял оценить фактическую продуктивность выделенных по ГИС интервалов.

На шестом этапе осуществлялась структурная интерпретация 3D-сейсмических данных и создавался детализированный каркас продуктивной толщи.

На седьмом этапе выполнялся сейсмофациальный анализ и оценивалась возможность распространения установленных по скважинам характеристик в межскважинное пространство.

В результате, схема имеет последовательный характер:

ГИС → петрофизика → керн → испытания → структурная интерпретация → сейсмофациальный анализ → пространственная модель резервуаров.

Использование подобной последовательности позволяет избежать прямого переноса результатов какого-либо одного метода на всю исследуемую территорию. Каждый последующий этап выполняет функцию дополнительного контроля и пространственного уточнения результатов предыдущего.

Полученная в результате комплексная геолого-геофизическая база используется в следующем разделе для анализа особенностей строения и закономерностей размещения коллекторов T_3, T_2-А и T_2-Б на отдельных месторождениях.

Выводы по разделу 2

На основе комплексного анализа геолого-геофизических материалов установлено, что исследование триасового комплекса Карагиинской седловины и прилегающих территорий требует совместного использования данных геофизических исследований скважин, кернового материала, петрофизических определений, результатов испытаний и материалов сейсморазведки. Это обусловлено сложным строением продуктивного разреза и существенными различиями между терригенными коллекторами верхнего триаса и карбонатными резервуарами среднего триаса.

Фактическую основу количественной интерпретации составили материалы 47 скважин четырех месторождений - Атамбай-Сартобе, Алатобе, Ащиагар и Северное Карагие. Исследования охватывают основные продуктивные горизонты T_3, T_2-А и T_2-Б и позволяют сопоставить их петрофизические характеристики в различных структурных условиях.

Комплексная интерпретация ГИС позволяет выполнять литологическое расчленение разреза, выделять интервалы коллекторов и определять их эффективную пористость и нефтегазонасыщенность. При этом надежность количественной оценки определяется качеством исходных каротажных материалов и состоянием ствола скважины. Наиболее существенные ограничения возникают в кавернозных интервалах среднетриасовых пород, где стандартные методы ГИС не позволяют надежно определить вклад трещинной составляющей пустотного пространства.

Установлено, что использование единой петрофизической модели для всего триасового разреза методически необоснованно. Верхнетриасовый T_3 представлен преимущественно поровыми терригенными коллекторами. Среднетриасовые T_2-А и T_2-Б характеризуются более сложным порово-каверновым, кавернозно-поровым и трещинным типами пустотного пространства.

Для различных типов резервуаров обоснованы дифференцированные граничные значения фильтрационно-емкостных параметров. Для поровых коллекторов T_3 граничная пористость составляет около 9 % при минимальной проницаемости $0{,}5 \times 10^{-3}$ мкм². Для порово-каверновых коллекторов T_2-А граничная открытая пористость составляет около 4 %, тогда как для кавернозно-порового T_2-Б - около 9 % при минимальной проницаемости порядка $0{,}1 \times 10^{-3}$ мкм².

Результаты количественной интерпретации подтверждают существенную неоднородность среднетриасового комплекса. На Алатобе пористость T_2-А изменяется в диапазоне 4-27 %, T_2-Б - 9-35 %. Для Атамбай-Сартобе средневзвешенная пористость карбонатных коллекторов составляет около 17 %, для среднетриасовых коллекторов Ащиагара - около 7 %.

Оценка нефтегазонасыщенности также требует учета типа резервуара. Для верхнетриасовых поровых коллекторов используются параметры, обоснованные по данным ГИС и керна, тогда как для трещинных среднетриасовых резервуаров вследствие сложности их строения часть характеристик имеет условный

характер. Это определяет необходимость обязательного контроля результатов количественной интерпретации фактическими данными испытаний.

Установлено, что данные керна являются важнейшим элементом контроля интерпретации ГИС. Они позволяют уточнять литологию, тип пустотного пространства и взаимосвязь пористости и проницаемости. Построенные для T_2-А и T_2-Б Алатобе зависимости $К_{пр}=f(К_п)$ подтверждают различия между порово-каверновым и кавернозно-поровым типами среднетриасовых резервуаров.

Особое значение для исследования межскважинного пространства имеют материалы сейсморазведки 3D. Детальное прослеживание сейсмических пиков и прогибов позволило сформировать структурный каркас из 207 протяженных горизонтов. Непосредственно внутри продуктивной триасовой толщи прослежено девять горизонтов, соответствующих границам резервуаров и элементам их внутреннего строения.

Вместе с тем не выявлено единственного сейсмического атрибута или типа сейсмофаций, позволяющего однозначно прогнозировать коллекторы на всей территории. Поэтому сейсмические характеристики должны использоваться только в комплексе со скважинными, петрофизическими и геологическими данными.

Сейсмофациальный анализ показывает различие условий формирования основных продуктивных горизонтов. Для T_3 наиболее благоприятными являются фации дистрибутивных русел, за которыми следуют устьевые бары и прибрежные отложения. Для T_2-А перспективные интервалы связаны прежде всего с грейнстоунами и пакстоунами внутреннего карбонатного рампа, а для T_2-Б - с зернистыми пелоидными и биокластовыми карбонатными образованиями.

Таким образом, разработанная методическая схема основана на последовательном комплексировании материалов ГИС, петрофизических исследований керна, результатов испытаний и данных 3D-сейсморазведки. Применение данного подхода позволяет учитывать различия в строении терригенных и карбонатных резервуаров и снижает неоднозначность прогноза сложнопостроенных триасовых коллекторов.

Полученная фактическая и методическая база служит основой для последующего анализа геолого-геофизических особенностей горизонтов T_3, T_2-А и T_2-Б, уточнения их пространственного распространения и выявления закономерностей размещения наиболее перспективных коллекторов в пределах Карагиинской седловины и прилегающих территорий.

3 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ И ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТРИАСОВОГО КОМПЛЕКСА КАРАГИИНСКОЙ СЕДЛОВИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

3.1 Общая характеристика нефтегазоносности триасового комплекса

Триасовый комплекс Карагиинской седловины и прилегающих структур представляет собой неоднородную по составу и строению систему отложений, нефтегазоносность которой определяется сочетанием литологических, структурно-тектонических, петрофизических и геохимических факторов. Продуктивность отдельных стратиграфических уровней существенно различается, что связано не только с условиями их первоначального накопления, но и с последующим преобразованием пород в процессе погружения, диагенеза, тектонической активизации и миграции углеводородов.

В пределах изучаемой территории промышленное значение имеют прежде всего три продуктивных уровня - T_3, T_2-А и T_2-Б. Верхнетриасовый горизонт T_3 связан главным образом с терригенными образованиями базальной части верхнего триаса. Среднетриасовые горизонты T_2-А и T_2-Б представлены преимущественно карбонатными породами, сформированными в составе вулканогенно-карбонатного комплекса. Между продуктивными уровнями развиты вулканогенно-аргиллитовые отложения, способные выполнять роль флюидоупора и гидродинамически разделять отдельные залежи [72-79].

Это показывает, что уже на уровне общего строения продуктивного разреза выделяются два различных типа резервуаров. Первый представлен верхнетриасовыми песчаными и песчано-гравелитовыми породами, в которых основная емкость связана с межзерновым поровым пространством. Второй объединяет среднетриасовые карбонатные резервуары, где современная емкость и фильтрационная способность в значительной степени обусловлены вторичными процессами - перекристаллизацией, доломитизацией, растворением, кавернообразованием и трещинообразованием.

Подобное различие принципиально для последующего прогноза. Если для T_3 важнейшими характеристиками являются гранулометрический состав, степень сортировки, содержание глинистого компонента и сохранность первичной пористости, то для T_2-А и T_2-Б необходимо дополнительно учитывать интенсивность вторичных преобразований пород и характер трещинно-кавернозной системы.

В настоящее время к основным месторождениям с доказанной промышленной нефтеносностью триасовых образований в пределах рассматриваемой территории относятся Алатобе, Ащиагар, Северное Карагие, Атамбай-Сартобе и Кариман. Продуктивные залежи характеризуются преимущественно пластово-сводовым строением; отдельные их части литологически ограничены либо экранированы тектоническими нарушениями. Среди коллекторов представлены как обычные поровые разновидности, так и сложные порово-кавернозно-трещинные системы.

Нефтеносность верхнего триаса связана прежде всего с его базальными грубозернистыми образованиями. Наличие песчаников выше по разрезу еще не означает их промышленной продуктивности. Наибольший интерес представляют те участки, где первоначально благоприятные седиментационные условия обеспечили накопление относительно мощных песчано-гравелитовых тел, а последующие процессы не привели к их полному уплотнению и цементации.

В среднем триасе закономерность иная. Распространение карбонатной пачки не совпадает непосредственно с распространением эффективного коллектора. Даже при значительной общей мощности известняков и доломитов промышленная продуктивность может быть связана лишь с отдельными интервалами вторичного разуплотнения.

Особенно отчетливо это проявляется в T_2-Б. В наиболее благоприятных кавернозно-поровых разновидностях открытая пористость достигает 25 %, а проницаемость - до 600 мД. Такие параметры объясняют высокие дебиты, полученные на отдельных среднетриасовых объектах.

При этом крайне важно учитывать пространственную невыдержанность этих свойств. На небольшом расстоянии высокопроницаемый кавернозный интервал может замещаться плотным карбонатом, что существенно осложняет как корреляцию, так и прогноз продуктивности в межскважинном пространстве.

Еще одной характерной особенностью триасового комплекса является его выраженный структурный контроль. Многие залежи связаны с поднятыми блоками, ограниченными разломами. Это позволяет рассматривать тектонические нарушения не только как элемент строения ловушки, но и как фактор, участвовавший в формировании современной резервуарной системы.

Роль разломов неоднозначна. В одних случаях они создают боковой экран и способствуют сохранности залежи. В других - служат каналами вертикальной и латеральной миграции. В карбонатных породах тектоническая активность может дополнительно стимулировать трещинообразование и тем самым повышать фильтрационную связанность ранее малопроницаемой матрицы.

Поэтому современное положение залежей является результатом последовательного взаимодействия нескольких процессов. Первоначально формировались различные по литологическому составу и фациальным характеристикам осадки. В дальнейшем происходили их уплотнение, цементация и вторичное преобразование. Поздняя тектоническая активизация нарушала первоначальную непрерывность пластов и одновременно создавала пути миграции. После заполнения ловушек углеводородами дальнейшая сохранность залежи зависела от герметичности покрышки и свойств разломных зон.

В этом отношении нефтегазоносность триаса Карагиинской седловины целесообразно рассматривать как сложную нефтегазовую систему, включающую нефтематеринские образования, пути миграции, несколько типов резервуаров, локальные и региональные флюидоупоры и тектонически осложненные ловушки.

Такой подход позволяет перейти от простого описания продуктивных горизонтов к анализу причин их различной нефтеносности на отдельных структурах.

3.2 Литолого-петрофизическая характеристика продуктивных горизонтов T_3, T_2-А и T_2-Б

В строении продуктивного триасового комплекса выделяются три основные резервуарные системы, каждая из которых обладает самостоятельным набором литологических и петрофизических признаков [80-82].

Верхнетриасовый горизонт T_3

Горизонт T_3 представляет преимущественно терригенный резервуар, связанный с нижней частью верхнетриасовой толщи.

Наиболее характерными породами являются полимиктовые песчаники, пески и гравелиты различного гранулометрического состава. На Северном Карагие в продуктивной части T_3 описаны разнозернистые туфогенные песчаники и пески, переходящие в мелко-, средне- и крупнозернистые гравелиты. Пористость таких пород достигает 17 %.

Основной объем емкости связан с межзерновыми порами. В этом заключается принципиальное отличие верхнетриасового резервуара от сложнопостроенных карбонатных коллекторов среднего триаса.

Первичные фильтрационно-емкостные характеристики T_3 определялись условиями осадконакопления. При накоплении более крупного и хорошо сортированного материала формировалось развитое первичное поровое пространство. В более мелкозернистых и глинистых разновидностях пористость и проницаемость первоначально были ниже.

В процессе дальнейшего погружения породы подвергались механическому уплотнению и цементации. Особенно важным фактором являлось присутствие нестабильного туфогенного материала, способного преобразовываться с образованием вторичных минералов и дополнительно сокращать объем пор.

Поэтому современный T_3 представляет уже не первоначальный осадочный резервуар, а результат совокупного воздействия седиментационных и диагенетических процессов.

Промысловые данные подтверждают его значительную неоднородность. На Северном Карагие промышленные притоки из базальной части верхнего триаса получены в скважинах № 3, 5, 6, 8, 14 и 16. Дебиты изменялись от 108 м³/сут в скважине № 5 до 0,8 м³/сут в скважине № 16.

Столь широкий диапазон показывает, что даже при сохранении одного и того же стратиграфического уровня качество коллектора резко изменяется по площади.

Отсюда следует важное положение: при прогнозировании T_3 нельзя ограничиваться построением поверхности его кровли или общей карты мощности. Необходимо дополнительно учитывать распределение эффективных песчаных тел и изменение их петрофизических свойств.

Среднетриасовый горизонт T_2-А

T_2-А связан преимущественно с вулканогенно-известковой частью среднего триаса.

Его коллекторские свойства значительно сложнее. Первичная пористость карбонатных осадков в процессе диагенеза и погружения существенно преобразовывалась, поэтому современное пустотное пространство включает матричные поры, каверны и трещины.

Наличие значительной вторичной емкости подтверждается высокими дебитами. На Алатобе при испытании T_2-A_1 в скважине № 1 получен фонтанирующий приток нефти 1400 м³/сут и газа 215 тыс. м³/сут.

При обычной поровой модели карбонатного коллектора столь высокая продуктивность при существующих значениях матричной пористости объяснялась бы затруднительно. Очевидно, что ключевое значение имеет высокая фильтрационная связанность вторичных пустот.

В T_2-А основными процессами улучшения коллекторских свойств являются растворение и трещинообразование.

Трещины увеличивают проницаемость, а циркуляция по ним флюидов может способствовать растворению карбонатного материала и развитию каверн.

Однако вторичная трансформация распределена крайне неравномерно. Поэтому рядом с высокопродуктивными зонами встречаются плотные или слабопроницаемые интервалы.

Отрицательное влияние оказывают аргиллитовые прослои. На Ащиагаре они установлены по керну нескольких скважин и ограничивают распространение открытой трещинной системы.

В результате T_2-А следует рассматривать не как единый однородный пласт, а как карбонатную пачку, внутри которой промышленная емкость локализована в отдельных вторично преобразованных объемах.

Среднетриасовый горизонт T_2-Б

T_2-Б преимущественно связан с вулканогенно-доломитовыми породами.

В его составе встречаются оолитовые, сферолитовые, детритовые и брекчированные доломиты, а также доломитизированные известняки.

Подобное структурное разнообразие пород указывает на неоднородность как первичных условий накопления, так и дальнейшей стадии преобразования.

Доломитизация способна изменять объем и геометрию пустотного пространства. При благоприятных условиях перекристаллизация карбонатов сопровождается появлением дополнительной межкристаллической пористости. При последующем растворении часть пор расширяется до каверн.

С другой стороны, интенсивная цементация способна полностью нивелировать положительный эффект.

Поэтому сам факт присутствия доломита не является достаточным признаком высококачественного коллектора.

Наиболее благоприятны те участки T_2-Б, где доломитизация сочетается с кавернообразованием и открытой трещиноватостью.

В результате T_2-Б является одним из самых перспективных, но одновременно наиболее трудно прогнозируемых резервуаров триасового комплекса.

Таблица 1 - Сравнительная характеристика основных продуктивных горизонтов триаса

Характеристика	T_3	T_2-А	T_2-Б
Стратиграфический уровень	верхний триас	средний триас	средний триас
Преобладающие породы	песчаники, пески, гравелиты	известняки, вулканогенно-известковые породы	доломиты и доломитизированные известняки
Тип пустотного пространства	преимущественно поровый	поровый, порово-кавернозный, трещинный	кавернозно-поровый, трещинный
Основной фактор формирования емкости	первичная пористость	вторичное растворение и трещинообразование	доломитизация, растворение и трещиноватость
Основной негативный фактор	глинистость, цементация	аргиллитовые прослои, цементация	уплотнение и вторичная цементация
Характер неоднородности	преимущественно латеральный	латеральный и вертикальный	резко выраженный латеральный и вертикальный

Сопоставление показывает, что T_3, T_2-А и T_2-Б представляют не просто разные стратиграфические уровни, а три различных типа резервуаров.

3.3 Геолого-геофизические особенности триасовых залежей месторождения Северное Карагие

Северное Карагие представляет особый интерес для анализа триасовой нефтегазоносности, поскольку в пределах одной структуры установлены промышленные залежи как верхнего, так и среднего триаса.

Поисково-разведочные работы на структуре начаты в 1982 году. Первые результаты испытания среднетриасовых пород в скважине № 1 показали наличие обводненной нефти. Значительно более существенный результат был получен при испытании базальной части верхнего триаса в интервале 3656-3676 м, где зафиксирован приток нефти и газа дебитом 52 м³/сут. Именно этот результат позволил установить промышленную нефтеносность структуры.

Структура Северного Карагие имеет выраженное блоковое строение. Выделяются Центральный, Западный, Северный и Юго-Восточный блоки.

Такое расчленение является принципиально важным для понимания распределения залежей, поскольку отдельные участки продуктивных пластов могут быть гидродинамически изолированы друг от друга [83,84].

Всего установлено четыре нефтяные залежи. Две приурочены к основанию верхнего триаса, еще две - к вулканогенно-доломитовым породам среднего триаса. Продуктивный T_3 представлен преимущественно поровым терригенным коллектором.

Наиболее высокие дебиты получены именно из этого уровня. Максимальный указанный дебит составил 108 м³/сут в скважине № 5.

Среднетриасовый резервуар характеризуется более сложным пустотным пространством и меньшей выдержанностью эффективной емкости.

Наиболее высокий указанный приток из карбонатной части среднего триаса также получен в скважине № 5 и составил 12,3 м³/сут.

Для кавернозно-поровых коллекторов среднетриасового комплекса минимальная эффективная пористость принимается около 9 %, а нижняя граница проницаемости - порядка $0{,}1 \times 10^{-3}$ мкм².

Общая мощность продуктивного интервала составляет 11,6 м, однако эффективная нефтенасыщенная часть достигает лишь 2,9 м. Начальное пластовое давление составляет 42,5 МПа, температура - около 137 °С.

Соотношение общей и эффективной мощности показывает, что промышленный резервуар занимает лишь часть всей стратиграфической пачки.

Важным фактором является тектоническое экранирование. Положение залежей относительно системы нарушений отражено на геологическом профиле месторождения.

Как видно из рисунка 9, продуктивная часть разреза осложнена тектоническими нарушениями, которые формируют самостоятельные блоки.

Именно поэтому структурная карта должна рассматриваться совместно с результатами испытаний и положением флюидных контактов.

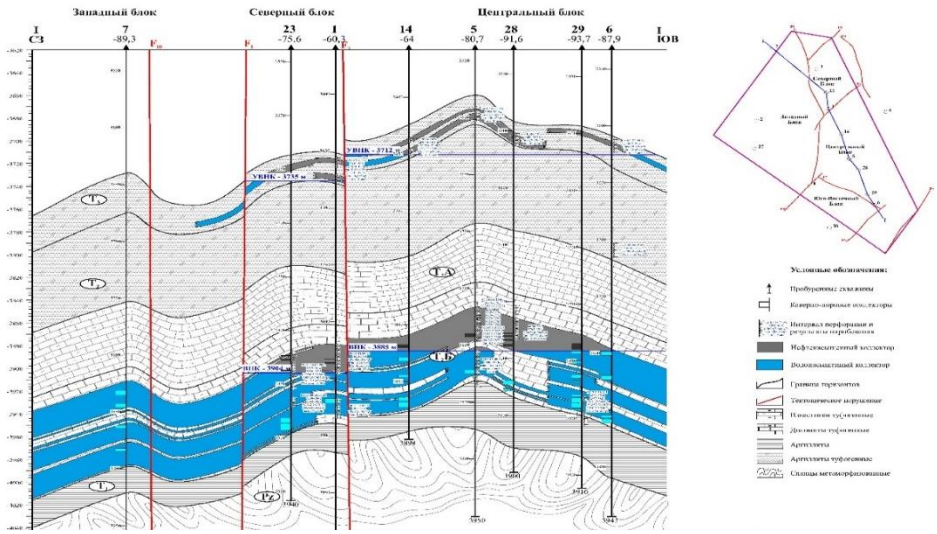


Рисунок 9 - Профильный геологический разрез месторождения Северное Карагие (ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»)

На Северном Карагие хорошо проявляется принципиальное различие двух типов триасовых резервуаров.

Верхнетриасовый T_3 характеризуется более высокими дебитами и преимущественно поровой моделью.

Среднетриасовый T_2-Б представлен более сложной системой, продуктивность которой определяется не столько матричной пористостью, сколько локальной кавернозностью и трещинной проницаемостью.

Этот пример показывает, что регионально перспективный T_2-Б не обязательно является главным продуктивным объектом каждой конкретной структуры.

3.4 Геолого-геофизические особенности триасовых залежей месторождения Алатобе

Алатобе имеет особое значение при изучении нефтеносности триаса, поскольку здесь наиболее полно проявлена вертикальная последовательность T_3, T_2-А и T_2-Б.

Месторождение было открыто при испытании среднетриасового T_2-$А_1$ в скважине № 1. Полученный фонтанирующий приток нефти составил 1400 м³/сут, а газа - 215 тыс. м³/сут.

По своим значениям этот результат значительно превышает показатели большинства других рассмотренных триасовых объектов.

Следовательно, в пределах T_2-А существуют локальные участки исключительно высокой фильтрационной связанности.

Значительная продуктивность установлена также по T_2-Б. В скважине № 4 при испытании интервалов 3858-3864 и 3868-3874 м получен дебит нефти 480 м³/сут.

Структура Алатобе разделена крупным тектоническим нарушением на Западный и Восточный блоки.

Всего установлено шесть промышленных залежей. Две приурочены к основанию верхнего триаса, четыре - к среднетриасовому комплексу.

В Западном блоке нефтеносность установлена в T_2-$А_1$ и T_2-$Б_1$.

Для T_2-$А_1$ принят ВНК -3955 м, для T_2-$Б_1$ - -4022 м.

В Восточном блоке присутствуют T_3-$А_2$, T_2-$А_2$ и T_2-$Б_2$. Соответствующие ВНК составляют -3860, -3955 и -3992 м.

Особенно показательным является различие ВНК T_2-Б между Западным и Восточным блоками.

Разница составляет около 30 м, что свидетельствует о гидродинамической разобщенности.

На этом основании можно сказать, что тектоническое нарушение на Алатобе выполняет выраженную экранирующую функцию.

Строение залежей и их положение относительно нарушения показаны на рисунке 10.

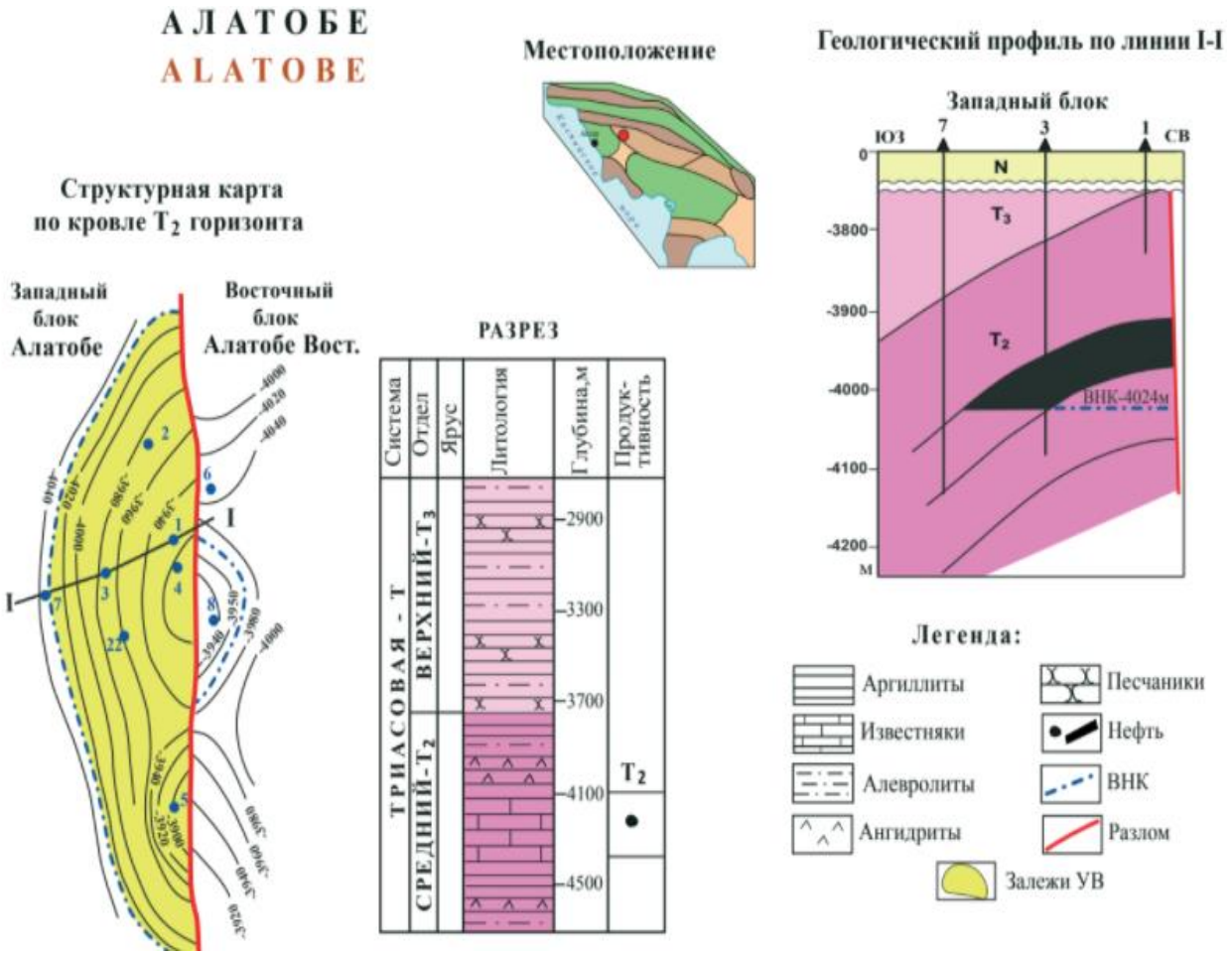


Рисунок 10 - Структурная карта и геологический профиль по кровле среднего триаса (T_2) месторождения Алатобе (ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»)

Среднетриасовые карбонатные коллекторы имеют сложное поровое строение.

В их составе выделяются поровые, порово-кавернозные, кавернозно-поровые и трещинные разновидности.

Открытая пористость доломитизированных известняков достигает 17 %. Эффективная мощность продуктивной части составляет 17,8 м, нефтенасыщенная толщина - около 9,6 м. Коэффициент нефтенасыщенности оценивается в 0,74.

Начальное пластовое давление достигает 52,5 МПа при температуре около 145 °С.

Сопоставление дебитов и пористости показывает, что высокая продуктивность Алатобе не может объясняться исключительно величиной матричной емкости.

Очевидно существенное участие связанной системы вторичных пустот.

Для T_2-А наибольшее значение имеют растворение известняков и развитие порово-кавернозной системы.

Для T_2-Б важную роль играет сочетание доломитизации и трещиноватости.

Верхнетриасовый T_3 представлен самостоятельным песчано-гравелитовым резервуаром.

Иными словами, Алатобе можно рассматривать как модельный объект для триасового комплекса Карагиинской зоны.

Он демонстрирует, что в одном структурном объекте могут одновременно существовать несколько независимых этажей нефтеносности, различающихся литологией, типом пустотности и флюидными контактами [85].

3.5 Геолого-геофизические особенности триасовых залежей месторождения Ащиагар

На Ащиагар установлено сочетание верхне- и среднетриасовой нефтеносности.

Всего выделено три залежи: две приурочены к верхнему триасу, одна - к среднему.

Среднетриасовая продуктивность связана преимущественно с вулканогенно-известковой пачкой T_2-А.

Верхнетриасовые залежи приурочены к базальному туфо-песчаниковому горизонту T_3.

В скважине № 1 при испытании верхней части вулканогенно-известковой пачки получено 176 м³/сут нефти и 17,9 тыс. м³/сут газа.

В скважине № 4 из интервала 3887-3894 м получен приток 59 м³/сут нефти без пластовой воды.

Эти результаты подтверждают промышленную продуктивность T_2-А.

Внутреннее строение среднетриасовой пачки неоднородно.

Верхняя часть мощностью приблизительно 30 м представлена преимущественно черными известняками.

Нижняя часть мощностью около 45 м характеризуется чередованием известняков и туфов.

Особое значение имеют аргиллитовые прослои.

Они установлены по керновому материалу скважин № 2, 3, 4 и 9.

Аргиллитовые прослои ухудшают фильтрационную связанность и препятствуют развитию единой протяженной трещинной системы.

Это приводит к разделению резервуара на отдельные участки.

Наиболее продуктивными являются зоны вторичного порово-кавернозного разуплотнения.

Следовательно, первоначальный литологический состав T_2-А на Ащиагар имеет важное значение для последующего формирования коллектора. Чистые карбонатные интервалы при прочих равных условиях более благоприятны для развития вторичной емкости, тогда как глинистые прослои создают внутрипластовые барьеры [86].

Структурная конфигурация среднетриасовой залежи представлена на рисунке 11.

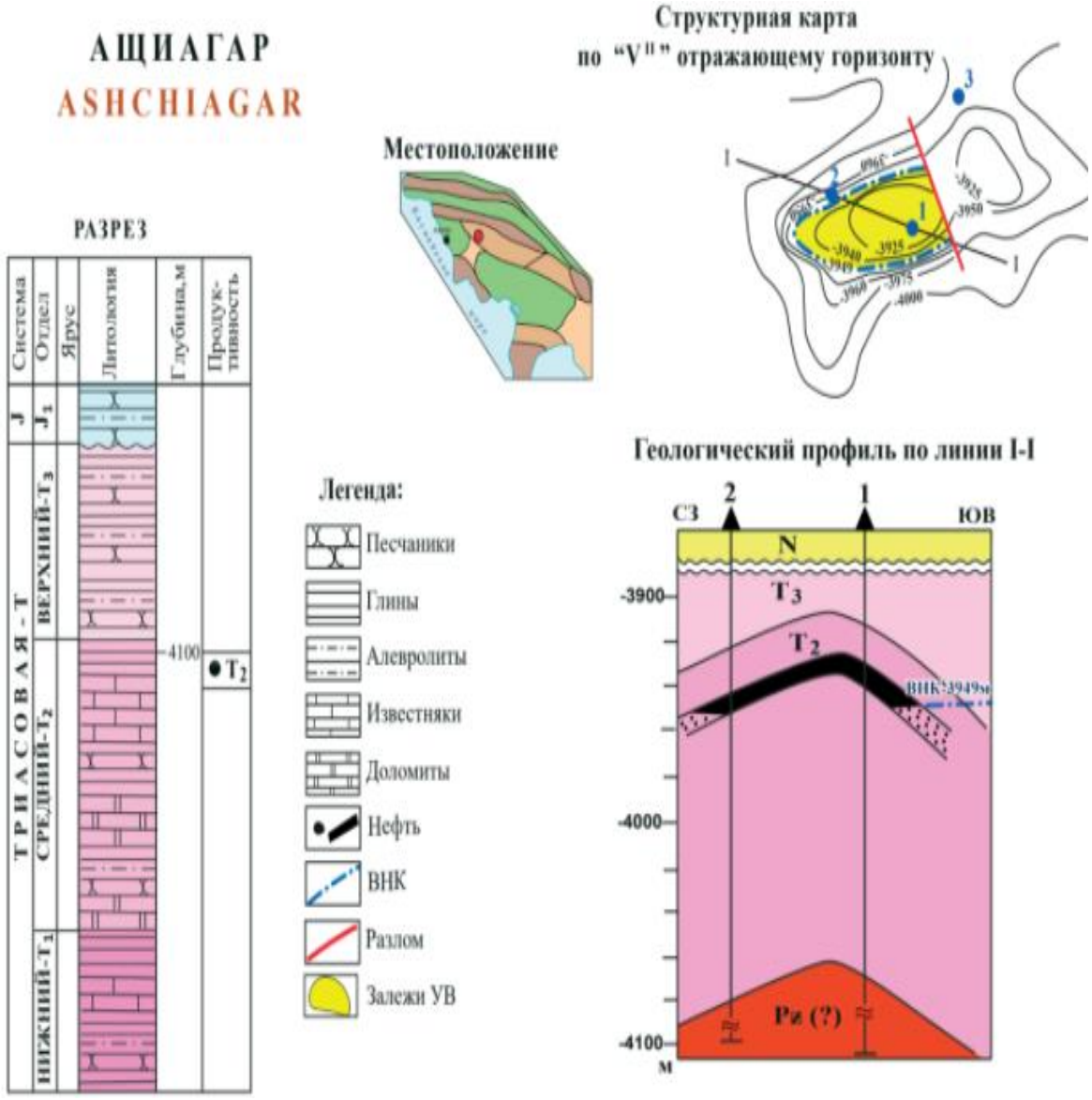


Рисунок 11 - Структурная карта и геологический профиль по кровле среднего триаса месторождения Ащиагар(ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»)

Общая толщина среднетриасовых коллекторов составляет 26,2-29,6 м. Эффективная - 15,4-26,2 м. Однако наиболее качественная порово-кавернозная часть имеет мощность всего 3,2-4,6 м.

Он показывает, что небольшая по мощности зона высококачественного коллектора способна определять продуктивность значительно более мощной карбонатной пачки.

Открытая пористость составляет до 9 %, коэффициент нефтенасыщенности - 0,85. Начальное пластовое давление достигает 55,6 МПа, пластовая температура - около 145 °С.

При отдельных испытаниях начальный дебит нефти достигал 219 м³/сут.

Полученные характеристики подтверждают сложное строение T_2-А и необходимость учитывать не только пористость, но и тип пустотного пространства.

3.6 Геолого-геофизические особенности триасовых залежей месторождения Атамбай-Сартобе

Нефтеносность Атамбай-Сартобе связана главным образом со среднетриасовым T_2-Б [87,88].

Поэтому месторождение представляет важный объект для понимания строения вулканогенно-доломитовых резервуаров.

При испытании скважины № 1 в интервале 4092-4104 м получено около 85 м³/сут нефти и 10 тыс. м³/сут газа.

В скважине № 3 из интервала 4140-4160 м получено около 74 м³/сут нефти и 10 тыс. м³/сут газа.

Внутри продуктивной карбонатной пачки установлено чередование кавернозно-поровых и преимущественно трещиноватых интервалов.

Количество отдельных прослоев изменяется от трех до шести.

Общая мощность продуктивной части T_2 достигает 46,2-52,6 м.

Мощность трещиноватого коллектора изменяется от 18,8 до 31,4 м.

Наибольший интерес представляет пространственное изменение кавернозно-поровой составляющей.

В скважине № 3 ее мощность достигает 11,2 м, тогда как в скважине № 6 такие породы отсутствуют.

Подобная изменчивость показывает, насколько опасно экстраполировать параметры T_2-Б от одной скважины к другой.

Даже при сохранении общей стратиграфической пачки тип пустотного пространства может полностью изменяться. ВНК принят на абсолютной отметке -4192 м. Начальное пластовое давление составляет около 51,45 МПа, температура - 148 °С.

По геометрии залежь относится к пластово-сводовым, куполообразным и тектонически экранированным. Положение залежи показано на рисунке 12. Атамбай-Сартобе подтверждает, что качественный среднетриасовый коллектор имеет преимущественно локальный характер.

Для его прогноза необходимо устанавливать не просто границы доломитовой пачки, а пространственное положение зон вторичного разуплотнения.

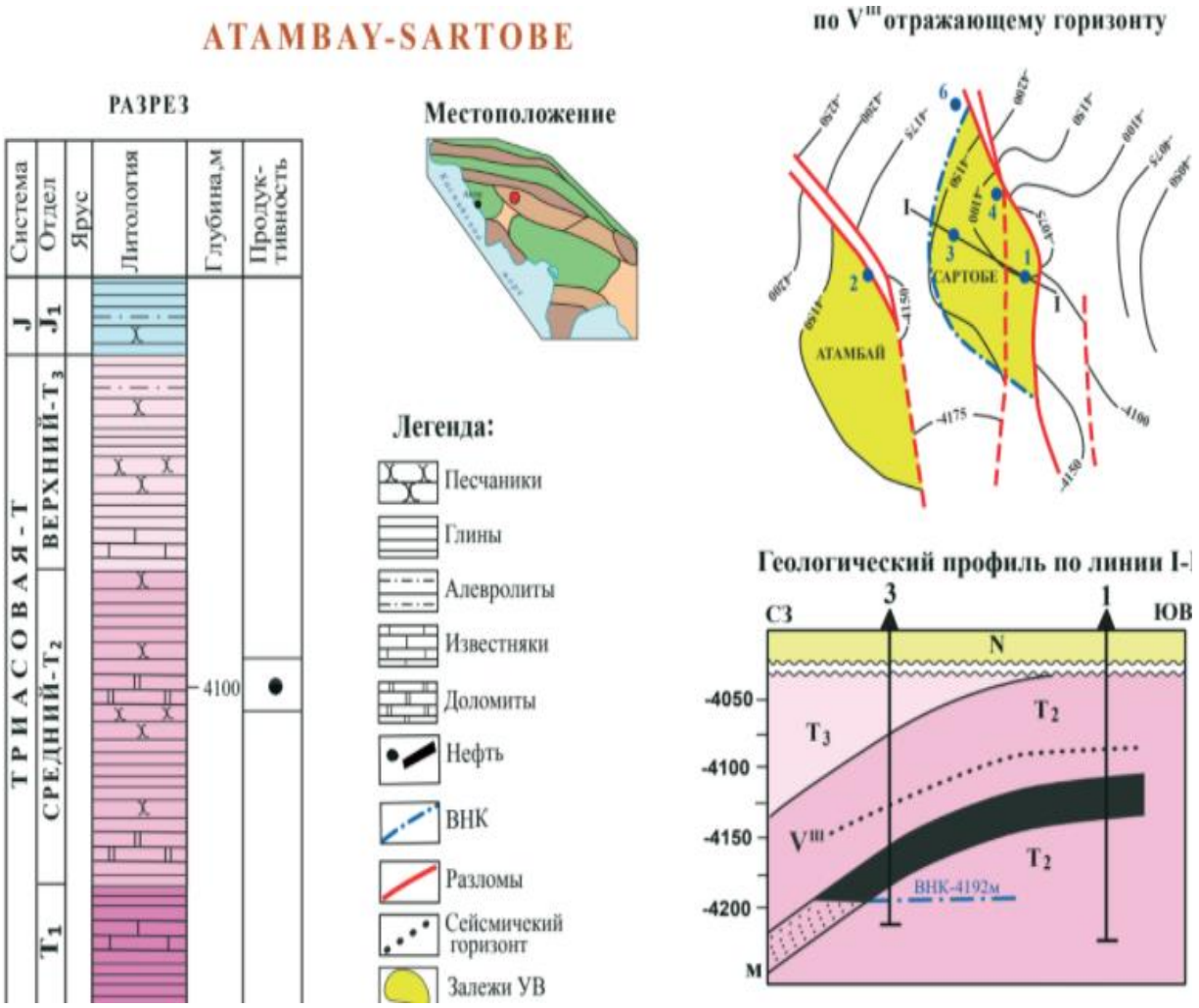


Рисунок 12 - Структурная карта и геологический профиль по кровле среднего триаса месторождения Атамбай-Сартобе (ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмунайгаз»)

3.7 Геохимическая характеристика триасовых нефтей и их генетические особенности

Геохимическая характеристика углеводородов дополняет геолого-геофизическую модель и позволяет оценить происхождение нефтей, степень их преобразованности и возможную связь с определенными нефтематеринскими комплексами [89-92].

Для регионального анализа использованы данные по нефтям 23 месторождений Мангышлакского бассейна.

Их пространственное распределение показано на рисунке 13.

Триасовые нефти Карагиинского района преимущественно относятся к легким.

Для них характерно повышенное содержание парафина, которое в отдельных случаях превышает 15 %.

Температура застывания находится в интервале 18-34 °С.

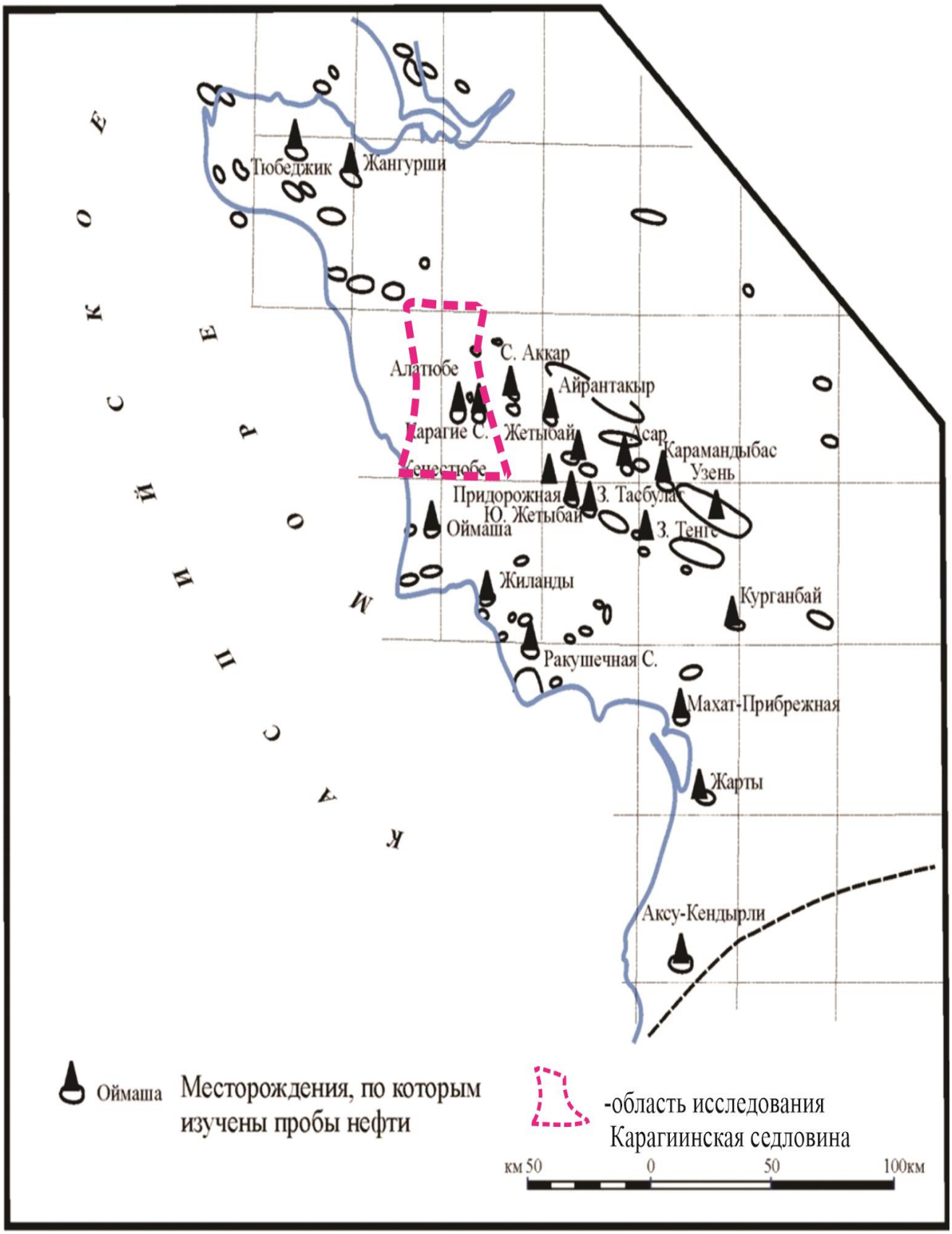


Рисунок 13 - Схема расположения месторождений Южного Мангышлака, по которым изучены пробы нефти (по Е. Ш. Сейтхазиеву, «КМГ Инжиниринг»)

Таблица 2 - Общая характеристика изученных образцов нефтей Мангышлака

Месторождение	Возраст	Генет. тип	Плотность, г/см^3	Содержание серы, %
Тюбеджик	K_1al	М6	0,921	0,16
Тюбеджик	K_1	М6	0,917	0,13
Жангурши	K_1	М6	0,941	0,20
Асар	J_2bt	М2	0,880	0,10
Асар	J_2bj	М2	0,877	0,25
Узень	J_2cl	М2	0,891	0,11
Узень	J_2bt	М2	0,932	0,11
Узень	J_2bj	М1	0,862	0,09
Узень	J_2a	М1	0,872	0,12
Карамандыбас	J_2bj	М1	0,886	0,22
Тенге Зап.	T_1o	М1	0,859	0,02
Жетыбай	J_2bt	М2	0,866	0,02
Жетыбай	J_2bj	М2	0,854	0,10
Жетыбай	J_2a	М3	0,878	0,08
Жетыбай	J_1	М3	0,871	0,02
Жетыбай Юж.	T_1ol	М3	0,829	0,03
Тасбулат Зап.	T_1ol	М3	0,803	0,03
Аккар Сев.	T_1	М3	0,847	0,03
Придорожное	T_2	М3	0,844	0,02
Айрантакыр	J_2	М3	0,849	0,07
Каменистая	T_3	М2	0,841	0,22
Кенестюбе	T_2	М4	0,808	0,09
Алатобе	T_2	М3	0,863	0,08
Карагие Сев.	T_2	М3	0,866	0,04
Карагие Сев.	T_1	М3	0,880	0,05
Курганбай	J_2bt	М5	0,898	0,03
Оймаша	J_1	М3	0,868	0,03
Оймаша	T_1o	М3	0,853	0,05
Оймаша	Pz	М3	0,831	0,03
Оймаша	Pz	М3	0,839	0,03
Жиланды	J_1	М3	0,833	0,03
Жиланды	T_2	М4	0,808	0,03
С.Ракушечное	T_1o	М4	0,805	0,02
С.Ракушечное	T_1o	М4	0,773	0,04
Махат-Прибрежная	T_3	М2	0,848	0,16
Жарты	T_2	М4	0,829	0,02
Аксу-Кендырли	K_1a	М4	0,821	0,20

Эта зависимость отражает влияние термического режима бассейна и различную степень вторичного преобразования нефтей. На графике она представлена достаточно наглядно на рисунке 14.

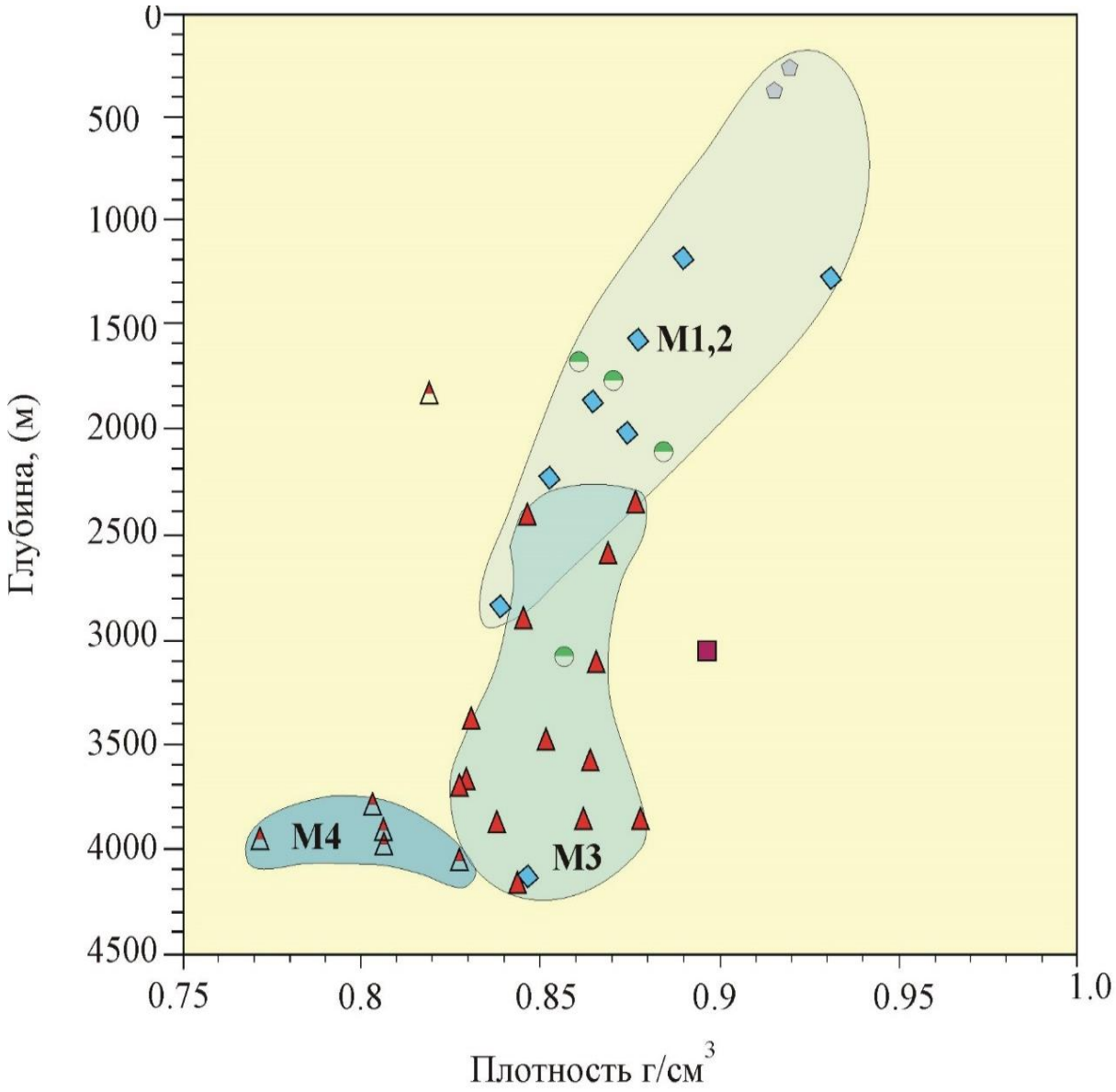


Рисунок 14 - Изменение плотности нефтей месторождений Мангышлака в зависимости от глубины залегания залежей

Для большинства нефтей Южного Мангышлака характерна сравнительно хорошая сохранность. В исходном материале это связывается с наличием надежных покрышек, ограничивавших воздействие гипергенных процессов.

Одной из характерных особенностей исследованных нефтей является низкая сернистость. Для большинства мезозойских нефтей бассейна содержание серы не превышает 0,1 %. Строгой зависимости между плотностью и сернистостью не установлено.

Однако при увеличении плотности примерно до 0,90-0,93 г/см³ отмечается тенденция к повышению содержания серы до 0,15-0,25 %. Эта зависимость отражена на рисунке 15.

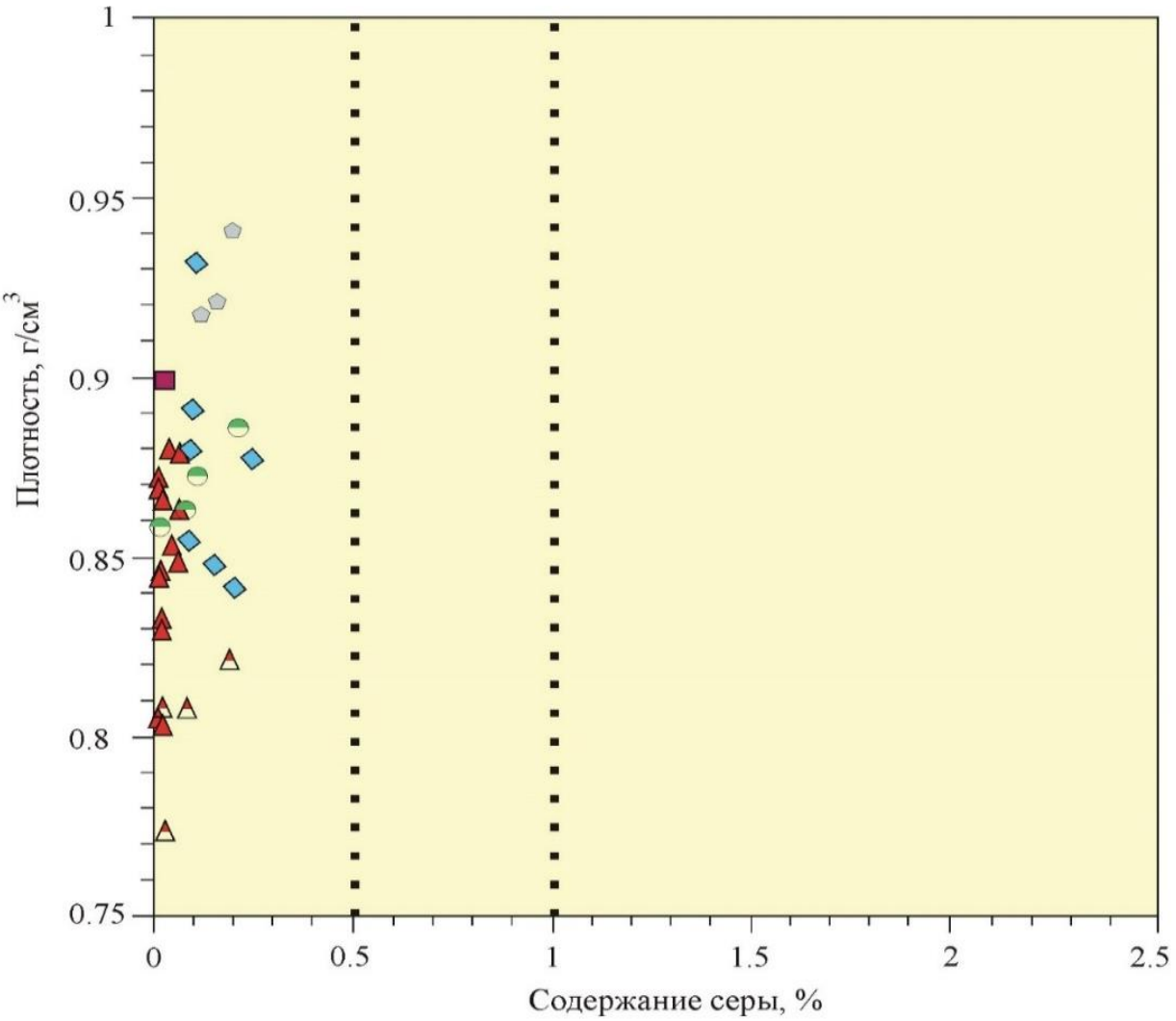


Рисунок 15 - Соотношение плотности и содержания серы в нефтях Мангышлака

Групповой состав характеризуется преобладанием насыщенных углеводородов, доля которых превышает 75 %. Ароматические соединения обычно составляют менее 20 %. Количество смолисто-асфальтеновых компонентов значительно меняется - приблизительно от 4-5 до 20-25 %.

При этом именно триасовые нефти характеризуются сравнительно низким содержанием смол и асфальтенов. Это согласуется с их высокой степенью термического преобразования.

Следовательно, геохимические характеристики указывают на глубинные условия формирования и существенную катагенетическую преобразованность нефтей триасового комплекса.

3.8 Нефтематеринские образования, генерационный потенциал и миграция углеводородов

Наличие качественного резервуара является лишь одним из условий формирования залежи. Не менее важны нефтематеринские породы, достигшие необходимой степени термической зрелости, а также пути, обеспечивающие перемещение генерируемых углеводородов в ловушки [93-99].

При геохимическом исследовании исходного органического вещества используются характеристики растворимых битуминозных компонентов, нерастворимого органического вещества и керогена.

В комплексе с термовакуумной дегазацией и исследованием углеводородного состава эти данные позволяют устанавливать генетический тип исходного органического вещества, стадию катагенеза и вероятные зоны генерации и миграции. По биомаркерным характеристикам один из основных нефтематеринских комплексов Мангышлакского бассейна включает средне- и позднетриасовые глинистые образования морского и прибрежно-морского генезиса. Для настоящего исследования особенно важны данные по распределению органического углерода в районе Карагиинской седловины. Они показывают, что верхнетриасовые образования здесь могут характеризоваться сравнительно повышенным содержанием органического вещества. Распределение $C_{орг}$ по разновозрастным породам непосредственно Карагиинской седловины представлено на рисунке 16.

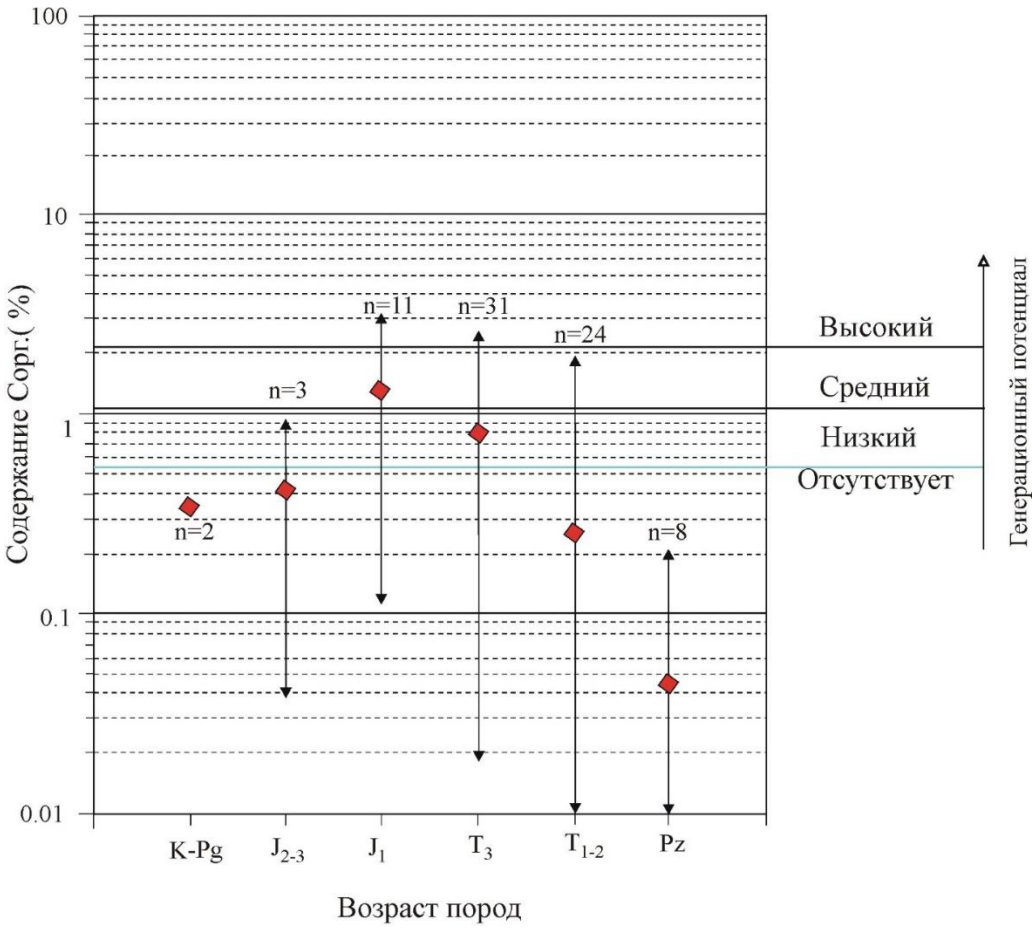


Рисунок 16 - Содержание органического углерода в породах мезозойского и палеозойского возраста Карагиинской седловины

Верхнетриасовые породы в среднем характеризуются меньшим, но также заметным генерационным потенциалом.

При пиролизе верхнетриасовых образцов количество выделяющихся углеводородов изменяется примерно от 0,34 до 7,34 мг УВ/г при среднем значении около 1,9 мг УВ/г.

Таким образом, среднетриасовые образования в среднем характеризуются более высоким генерационным потенциалом.

Важное значение имеет и тип керогена.

По модифицированной диаграмме Ван-Кревелена (рисунок 17) органическое вещество среднего триаса преимущественно располагается в области керогена I-II типов.

Для верхнего триаса более характерен кероген III типа.

Данное различие отражает особенности исходного органического материала и среды его накопления.

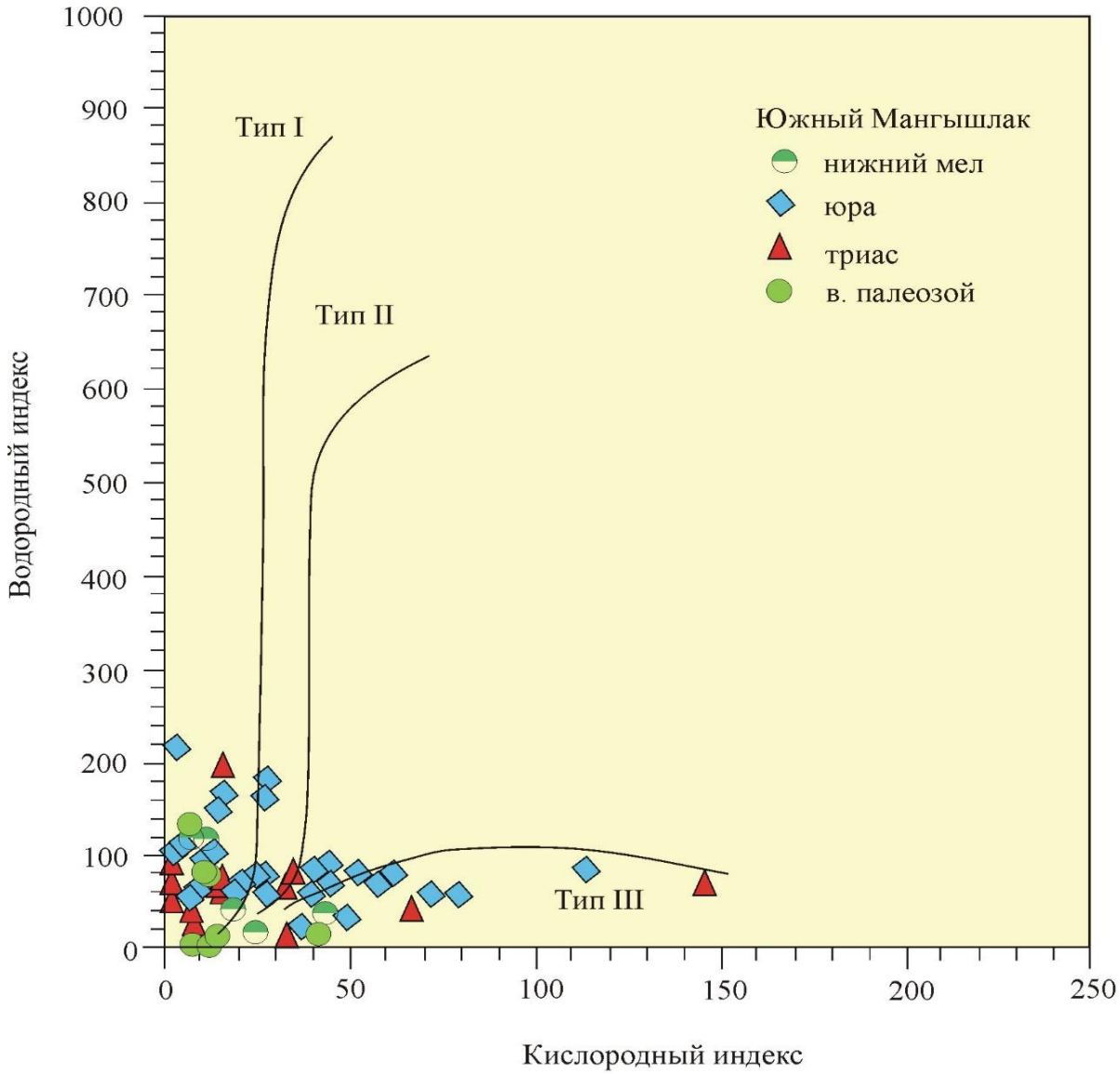


Рисунок 17 - Характеристика керогена разновозрастных отложений Мангышлака по соотношению водородного и кислородного индексов

Следующим необходимым параметром является зрелость органического вещества. Даже высокое содержание $C_{орг}$ не обеспечивает генерацию углеводородов, если породы не достигли необходимого уровня катагенеза.

Для триасовых отложений эквивалент отражательной способности витринита составляет приблизительно $R_o$eq. = 1,0-1,4.

Эти значения соответствуют поздней стадии термической зрелости и условиям генерации конденсатов и жирных газов. Изменение зрелости с глубиной показано на рисунке 18.

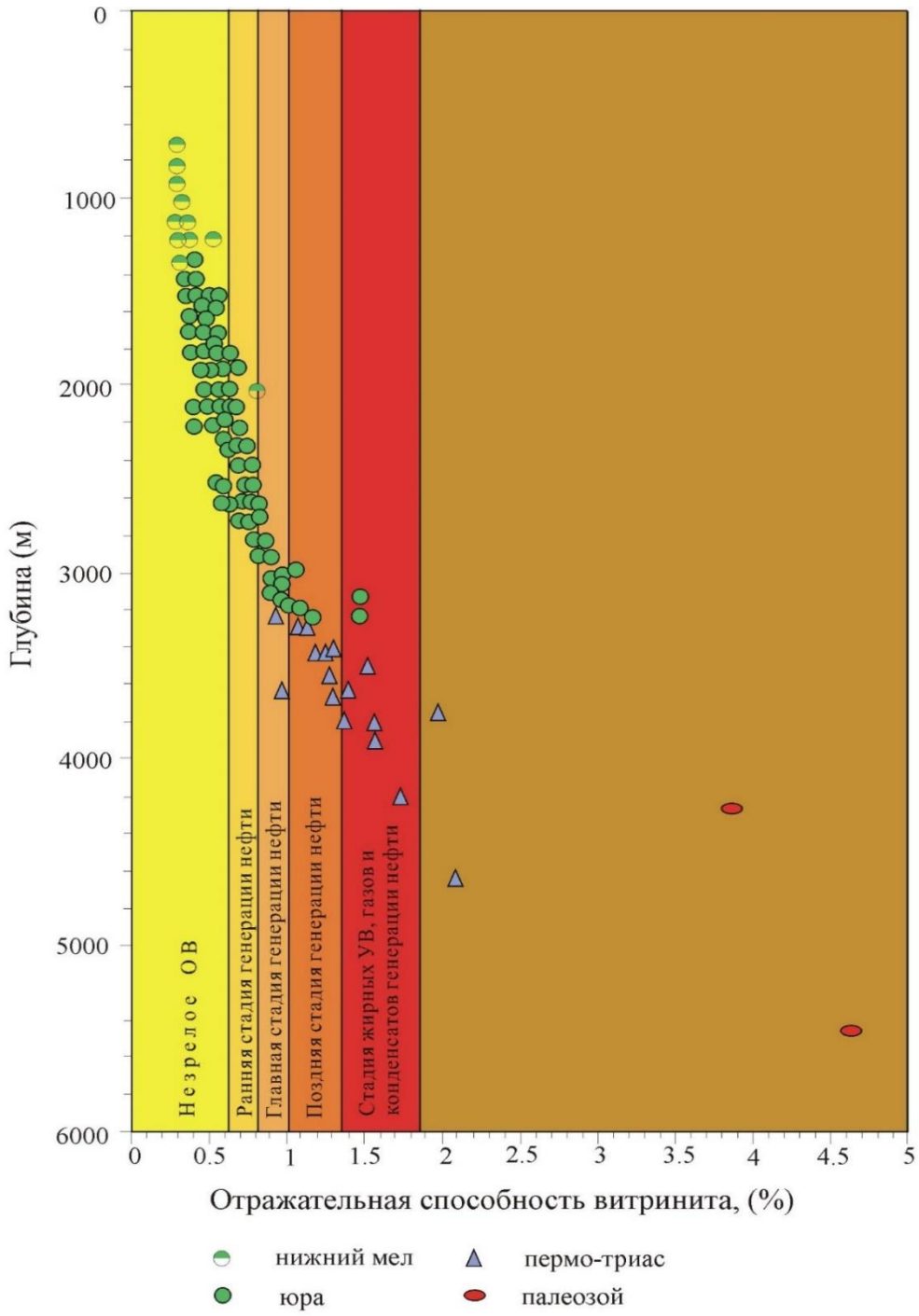


Рисунок 18 - Изменение уровня зрелости органического вещества в зависимости от глубины залегания разновозрастных пород Мангышлака

Это означает, что триасовый комплекс одновременно характеризуется наличием потенциально генерационных пород и достаточной степенью их термического преобразования.

Особенно существенные генерационные возможности связываются со средне-позднетриасовыми образованиями.

После генерации углеводородов важнейшим фактором становилась миграция.

Для Мангышлакского бассейна в исходном материале выделяются возможные области генерации и направления миграционных потоков.

Для нефтей групп М3, М4 и М5 предполагается связь с верхне- и среднетриасовыми генерационными комплексами мелководного эпиконтинентального бассейна.

Вероятные направления миграции показаны на рисунке 19.

Исходная схема отражает положение генерационных зон и возможное направление движения углеводородов.

Для Карагиинской седловины особенно важна связь миграционных путей с тектоническими нарушениями.

Разломы могли обеспечивать вертикальное перемещение углеводородов из погруженных зон в карбонатные резервуары среднего триаса и далее - в базальные песчаники верхнего триаса.

После заполнения резервуаров часть нарушений могла выполнять экранирующую функцию и способствовать сохранению сформировавшихся залежей.

Поэтому триасовая нефтегазовая система включает несколько последовательно связанных элементов:

нефтематеринские породы → термическое созревание → генерация → миграция → заполнение резервуаров T_2-Б, T_2-А и T_3 → экранирование и сохранение залежей.

3.9 Основные закономерности размещения продуктивных триасовых резервуаров

Сопоставление результатов по Северному Карагие, Алатобе, Ащиагару и Атамбай-Сартобе позволяет выявить ряд общих закономерностей.

Первая из них заключается в четком различии между терригенными и карбонатными резервуарами.

T_3 преимущественно контролируется первичной литолого-фациальной неоднородностью.

T_2-А и T_2-Б в значительно большей степени зависят от вторичной трансформации пород.

Вторая закономерность связана с тем, что общая мощность стратиграфической пачки не определяет напрямую ее промышленный потенциал.

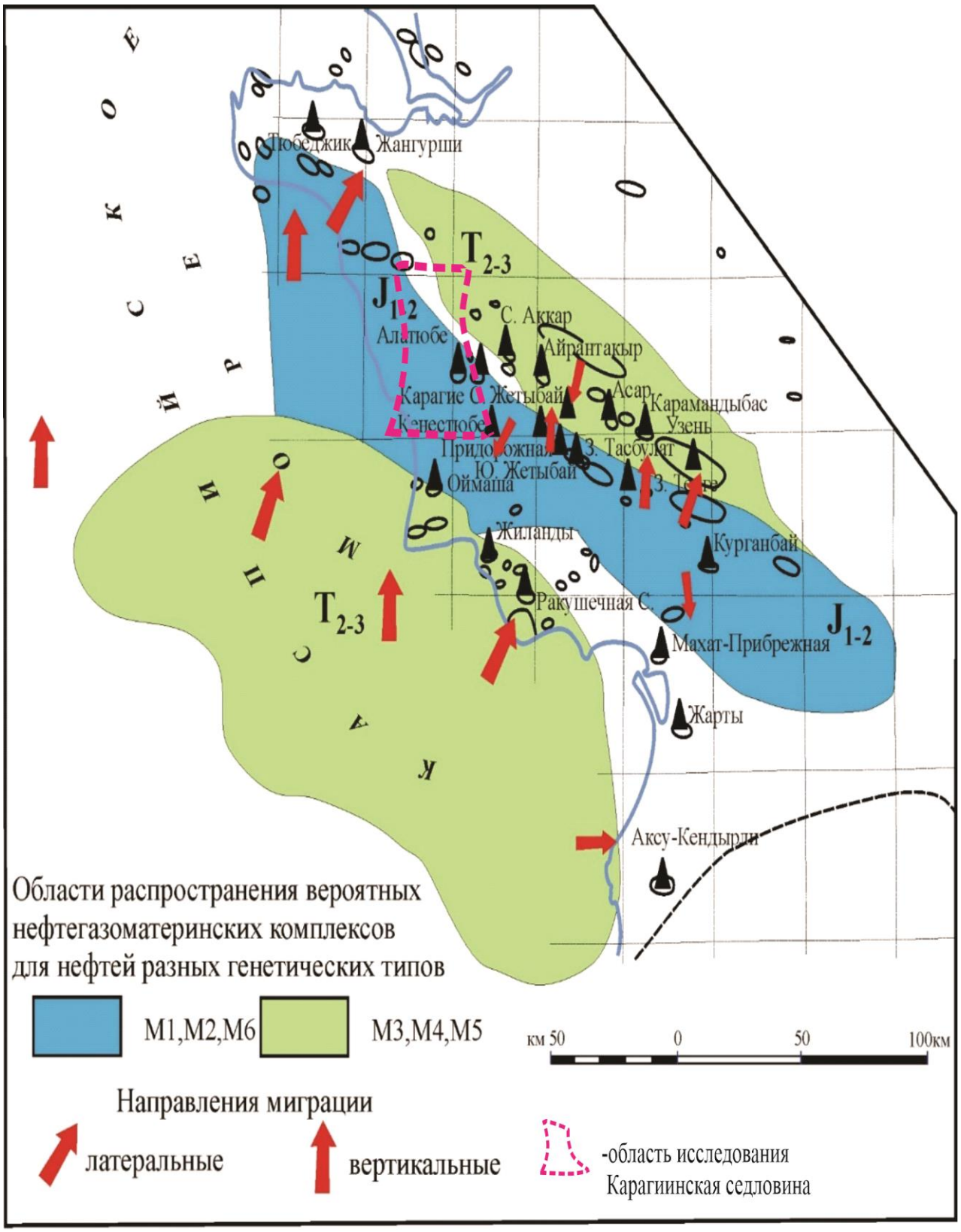


Рисунок 19 - Возможные области генерации и основные направления миграционных потоков для нефтей различных генетических типов

На Ащиагаре общая мощность среднетриасовых коллекторов достигает 26,2-29,6 м, тогда как наиболее качественная порово-кавернозная часть составляет лишь 3,2-4,6 м.

На Атамбай-Сартобе при общей мощности продуктивного интервала 46,2-52,6 м кавернозно-поровая часть изменяется от 11,2 м до полного отсутствия.

Следовательно, главным количественным параметром является эффективная мощность именно качественного коллектора. Третья закономерность заключается в выраженном структурном контроле.

Большинство залежей связано со сводовыми и приподнятыми блоками.

На Алатобе тектоническое разделение настолько существенно, что отметки ВНК T_2-Б в двух блоках различаются приблизительно на 30 м.

Это подтверждает наличие гидродинамически самостоятельных залежей внутри одного стратиграфического горизонта.

Четвертая закономерность - двойственная роль разломов.

Они могут обеспечивать экранирование залежей и одновременно являться зонами миграции и повышенной трещиноватости.

В исходных материалах высокая продуктивность скважины № 1 Алатобе связывается в том числе с возможным изменением физических свойств пород в зоне крупного разлома и повышенной трещиноватостью.

Пятая закономерность заключается в отсутствии одного универсального наиболее продуктивного горизонта.

На Алатобе наиболее высокие показатели связаны с T_2-А, на Атамбай-Сартобе - с T_2-Б, на Северном Карагие - преимущественно с T_3.

Это означает, что региональная характеристика перспективности не должна механически переноситься на отдельный локальный объект [100, 101].

Таблица 3 - Сравнение основных продуктивных объектов Карагиинской седловины

Месторождение	Основные продуктивные горизонты	Преобладающий тип коллектора	Характерные максимальные дебиты
1	2	3	4
Северное Карагие	T_3, T_2-Б	поровый; кавернозно-поровый	T_3 - до 108 м³/сут
Алатобе	T_3, T_2-А, T_2-Б	поровый; порово-кавернозный; кавернозно-поровый	T_2-А - до 1400 м³/сут
Ащиагар	T_3, T_2-А	поровый; порово-кавернозно-трещинный	до 219 м³/сут
Атамбай-Сартобе	T_2-Б	кавернозно-поровый, трещинный	около 85 м³/сут

В совокупности данные показывают, что промышленная нефтеносность определяется не отдельным параметром, а совпадением нескольких благоприятных условий.

Необходимо наличие качественного резервуара, его достаточной эффективной мощности, структурного или литологического экрана и нефтенасыщения.

Для среднего триаса к этому добавляется необходимость развития вторичной порово-кавернозно-трещинной системы.

3.10 Геолого-геофизические и геохимические критерии прогноза нефтегазоносности

Полученные результаты позволяют сформулировать комплекс геолого-геофизических и геохимических критериев прогноза нефтегазоносности триасовых отложений. При этом различия в литологическом составе, типе пустотного пространства и условиях формирования резервуаров обусловливают необходимость раздельной оценки верхнетриасового комплекса T_3 и среднетриасовых комплексов T_2-А и T_2-Б.

Для верхнетриасового комплекса T_3 одним из основных критериев перспективности является положение потенциального коллектора в базальной части верхнего триаса. Наиболее благоприятными являются крупно- и среднезернистые песчаники и гравелиты, характеризующиеся сохраненным межзерновым поровым пространством. При оценке таких объектов необходимо учитывать пористость, проницаемость и эффективную мощность продуктивного интервала, а также его структурное положение относительно сводовых частей поднятий и установленного положения водонефтяного контакта [102, 103].

В связи с этим, перспективность T_3 определяется сочетанием литолого-фациальных, петрофизических и структурных факторов. Наибольший интерес представляют базальные песчано-гравелитовые интервалы с благоприятными фильтрационно-емкостными свойствами, достаточной эффективной мощностью и положением в пределах структурного замыкания. Наличие признаков нефтенасыщения дополнительно повышает прогнозную оценку таких объектов.

Для среднетриасового комплекса T_2-А исходным критерием является развитие вулканогенно-известковой пачки. Однако наличие известняков само по себе не свидетельствует о формировании эффективного коллектора, поскольку их резервуарные свойства в значительной степени определяются интенсивностью вторичных преобразований.

Основными положительными признаками для T_2-А являются развитие вторичной пористости, кавернозности и открытой трещиноватости. Существенное значение имеет также степень глинистости пород: увеличение содержания глинистого материала и присутствие аргиллитовых прослоев приводят к ухудшению фильтрационно-емкостных характеристик. Поэтому наиболее перспективными являются участки развития относительно малоглинистых известковых пород, в которых вторичные преобразования способствовали формированию взаимосвязанной системы пор, каверн и

открытых трещин. Дополнительным условием перспективности является благоприятное структурное положение и наличие признаков нефтенасыщения.

Для комплекса T_2-Б определяющее значение имеет сочетание доломитизации и вторичного разуплотнения карбонатных пород. Процессы растворения и доломитизации могли сопровождаться формированием дополнительного пустотного пространства, тогда как развитие открытой трещинной сети обеспечивало гидродинамическую связь между отдельными порами и кавернами.

Поэтому наиболее перспективными для T_2-Б являются доломитизированные карбонатные интервалы с развитой вторичной пористостью, кавернозностью и открытой трещиноватостью. При прогнозной оценке дополнительно учитываются эффективная мощность резервуара, его структурное положение и признаки нефтенасыщения. Таким образом, для среднетриасовых комплексов качество коллектора определяется не только исходным литологическим составом, но и характером последующих постседиментационных преобразований.

Вместе с тем прогноз нефтегазоносности не может ограничиваться оценкой резервуарных свойств пород. Необходимо учитывать функционирование нефтегазовой системы в целом, включая наличие нефтематеринских толщ, степень зрелости органического вещества, условия генерации углеводородов, пути их миграции, качество резервуара, наличие покрышки и условия сохранения сформировавшейся залежи.

Важнейшими геохимическими критериями являются содержание органического углерода, тип керогена и степень термической зрелости органического вещества. Среднетриасовые отложения характеризуются значительным генерационным потенциалом: по результатам Rock-Eval среднее количество выделяемых углеводородов составляет около 3,7 мг УВ/г. Для среднего триаса преимущественно характерен кероген I-II типов, тогда как в верхнетриасовых отложениях чаще встречается кероген III типа. Эквивалент отражательной способности витринита ($R_o$eq.) для триасового органического вещества составляет порядка 1,0-1,4, что свидетельствует о достижении уровня термической зрелости, благоприятного для генерации углеводородов.

Следовательно, геохимические данные подтверждают возможность реализации генерационного потенциала триасовых отложений. Наиболее благоприятные условия для формирования залежей возникают при пространственной сопряженности зрелых нефтематеринских пород, путей миграции углеводородов и резервуаров с достаточными фильтрационно-емкостными свойствами.

Особое значение в формировании путей миграции имеют тектонические нарушения. Разломы могли обеспечивать вертикальную и латеральную миграцию углеводородных флюидов из более глубоких генерационных зон в расположенные выше карбонатные и терригенные резервуары. Вместе с тем для формирования и сохранения промышленной залежи необходимо наличие

надежного экранирования, обеспечиваемого региональными или локальными покрышками, а в отдельных случаях - экранирующими разломами.

В результате, прогноз нефтегазоносности триасового комплекса должен основываться на совместной оценке трех взаимосвязанных групп критериев: качества резервуара, условий генерации и миграции углеводородов, а также условий их аккумуляции и сохранения. Перспективный объект должен сочетать зрелую нефтематеринскую толщу и возможность генерации углеводородов, пути их миграции, эффективный резервуар, надежную покрышку и структурную или литологическую ловушку.

Именно совпадение этих факторов определяет вероятность формирования и сохранения промышленной залежи. При этом для разных стратиграфических уровней ведущие критерии различаются: для T_3 основное значение имеют положение песчано-гравелитовых тел, сохранность межзернового порового пространства и структурный контроль; для T_2-А - развитие вторичной пористости, кавернозности и трещиноватости в известковых породах; для T_2-Б - доломитизация, растворение и формирование порово-кавернозно-трещинного пространства.

Установленные критерии позволяют связать современное положение и свойства потенциально продуктивных горизонтов с особенностями формирования и последующего преобразования триасового осадочного комплекса. Они создают основу для последующего литостратиграфического и литофациального анализа, направленного на выявление пространственных закономерностей распространения наиболее перспективных резервуаров.

Выводы по разделу 3

В результате проведенного исследования триасовый комплекс Карагиинской седловины и прилегающих территорий рассматривается как многоуровневая нефтегазовая система, включающая различные по происхождению резервуары, потенциально нефтематеринские образования, флюидоупоры, миграционные каналы и тектонически осложненные ловушки. Основная промышленная нефтеносность связана с горизонтами T_3, T_2-А и T_2-Б.

Верхнетриасовый T_3 представляет преимущественно поровый терригенный резервуар. Наиболее перспективные интервалы связаны с базальными крупнозернистыми песчаниками и гравелитами. Качество T_3 определяется преимущественно первичной седиментационной неоднородностью и степенью сохранности межзернового порового пространства.

Среднетриасовый T_2-А связан с вулканогенно-известковыми породами. Современная емкость формировалась как за счет сохранившегося матричного пространства, так и вследствие вторичных процессов растворения, кавернообразования и трещинообразования.

Горизонт T_2-Б представлен преимущественно доломитами и доломитизированными известняками. Наиболее качественные резервуары

имеют кавернозно-порово-трещинное строение. Для отдельных участков характерны открытая пористость до 25 % и проницаемость до 600 мД.

Сравнительный анализ месторождений показал существенное изменение продуктивности одного и того же горизонта по площади.

На Алатобе наиболее высокие дебиты получены из T_2-А, где в скважине № 1 приток нефти достиг 1400 м³/сут.

На Атамбай-Сартобе основной продуктивный объект представлен T_2-Б, тогда как на Северном Карагие более высокую промышленную продуктивность демонстрирует верхнетриасовый T_3.

Соответственно, невозможно выделить один универсальный наиболее перспективный триасовый горизонт для всей Карагиинской зоны.

Одной из наиболее важных установленных закономерностей является существенное различие между общей мощностью стратиграфической пачки и реальной мощностью эффективного коллектора.

Особенно четко эта особенность проявляется в карбонатном среднем триасе.

На Ащиагаре при общей мощности коллекторов 26,2-29,6 м порово-кавернозная высококачественная часть составляет лишь 3,2-4,6 м.

На Атамбай-Сартобе при сохранении общей мощности T_2-Б кавернозно-поровые интервалы могут полностью исчезать от одной скважины к другой.

Это подтверждает необходимость картирования именно эффективного коллектора, а не общей мощности карбонатной пачки.

Установлен выраженный структурно-тектонический контроль нефтеносности.

Разломы разделяют резервуары на самостоятельные блоки, влияют на положение ВНК и способны формировать боковые экраны.

Одновременно они могут выступать в роли миграционных каналов и способствовать развитию трещинной проницаемости в карбонатных породах.

На Алатобе тектоническая разобщенность подтверждается различием абсолютных отметок ВНК T_2-Б Западного и Восточного блоков примерно на 30 м.

Геохимические данные дополняют установленную геологическую модель.

Нефти ряда триасовых месторождений характеризуются легким составом, высокой парафинистостью и низкой сернистостью.

Для T_2 Алатобе и Северное Карагие установлен сходный генетический тип М3.

Средне- и позднетриасовые отложения обладают существенным генерационным потенциалом.

По данным Rock-Eval более высокие средние показатели установлены для среднего триаса. Среднетриасовое органическое вещество преимущественно соответствует керогену I-II типов, тогда как верхнетриасовое чаще относится к III типу.

Триасовое органическое вещество достигло высокой степени термической зрелости. Значения $R_o$eq. порядка 1,0-1,4 соответствуют поздней стадии катагенеза.

Формирование залежей происходило при взаимодействии генерационного и резервуарного звеньев нефтегазовой системы.

Углеводороды, образованные в погруженных и достаточно зрелых нефтематеринских толщах, перемещались к ловушкам по латеральным направлениям и системам тектонических нарушений.

В результате наиболее перспективными следует считать участки, где пространственно совмещаются: *зрелый нефтематеринский комплекс, пути миграции, эффективный коллектор, структурное замыкание и надежный флюидоупор.*

Это показывает, что распределение триасовых залежей Карагиинской седловины определяется совокупным воздействием первичных условий осадконакопления, постседиментационного преобразования пород, тектонической эволюции и процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов.

Полученные результаты составляют необходимую основу для последующей детальной корреляции триасовых разрезов и литофациальной реконструкции, позволяющей установить причины пространственного размещения наиболее качественных коллекторов.

4 ЛИТОСТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ВЕРХНЕТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕГЕНДЫКСКОЙ ВПАДИНЫ И СЕВЕРО-КАРАГИИНСКОЙ ЗОНЫ

4.1 Геолого-тектоническое положение и стратиграфическая позиция верхнего триаса

Актуальность детального рассмотрения верхнетриасового комплекса определяется тем, что в пределах Южного Мангышлака он одновременно отражает поздний этап триасового осадконакопления и содержит несколько уровней с потенциально благоприятными коллекторскими свойствами. В опубликованном исследовании основное внимание уделено не только формальному расчленению разреза, но и увязке литологического состава с промыслово-геофизическими признаками. Такой подход особенно важен для Карагиинской седловины, где непосредственная скважинная изученность неоднородна, а региональная корреляция с Сегендыкской впадиной и Северным Карагие позволяет расширить фактическую основу прогноза.

В региональном разрезе триас рассматривается как система самостоятельных седиментационных циклов второго порядка. Верхнетриасовый комплекс залегает с несогласием на среднетриасовых образованиях и перекрывается нижнеюрскими отложениями. Его нижняя граница связана с началом нового этапа терригенного осадконакопления, выраженного появлением грубообломочных песчано-гравелитовых пород. Вверх по разрезу наблюдается закономерное увеличение роли алевритового и глинистого материала, а в отдельных интервалах появляются карбонатные прослои.

Сейсмогеологическое районирование Южного Мангышлака показывает существенные различия в полноте и мощности триасового разреза между Жетыбай-Узень-Кокумбайской зоной, Сегендык-Жазгурлинской зоной, Песчаномысско-Ракушечным сводом и Аксу-Кендерлинской зоной. В Сегендыкской впадине верхний триас отличается особенно большой мощностью, что позволяет рассматривать эту территорию как один из ключевых эталонных участков для восстановления позднетриасовой седиментационной истории региона.

Южный Мангышлак характеризуется сложным и неоднородным геологическим строением. Мощность нижнемезозойских отложений в отдельных частях региона превышает 3 км. В составе триасовой системы выделяются нижний, средний и верхний отделы. Нижний и верхний триас представлены преимущественно терригенными образованиями, тогда как среднетриасовый комплекс имеет смешанный терригенно-карбонатный состав [104].

В тектоническом отношении юго-западная часть Мангышлака включает ряд крупных структурных зон. Южнее центральной приподнятой области располагается Южно-Мангышлакская впадина, в пределах которой выделяются Сегендыкская и Жазгурлинская впадины. Они разделены Карагиинской

седловиной и Песчаномысско-Ракушечным сводом. Сегендыкская впадина является одной из наиболее погруженных структур региона; большая ее часть находится в акватории Каспийского моря, а восточная окраина выходит на сушу приблизительно по изогипсе -3400 м. Положение основных структурно-тектонических элементов показано на рисунке 20.

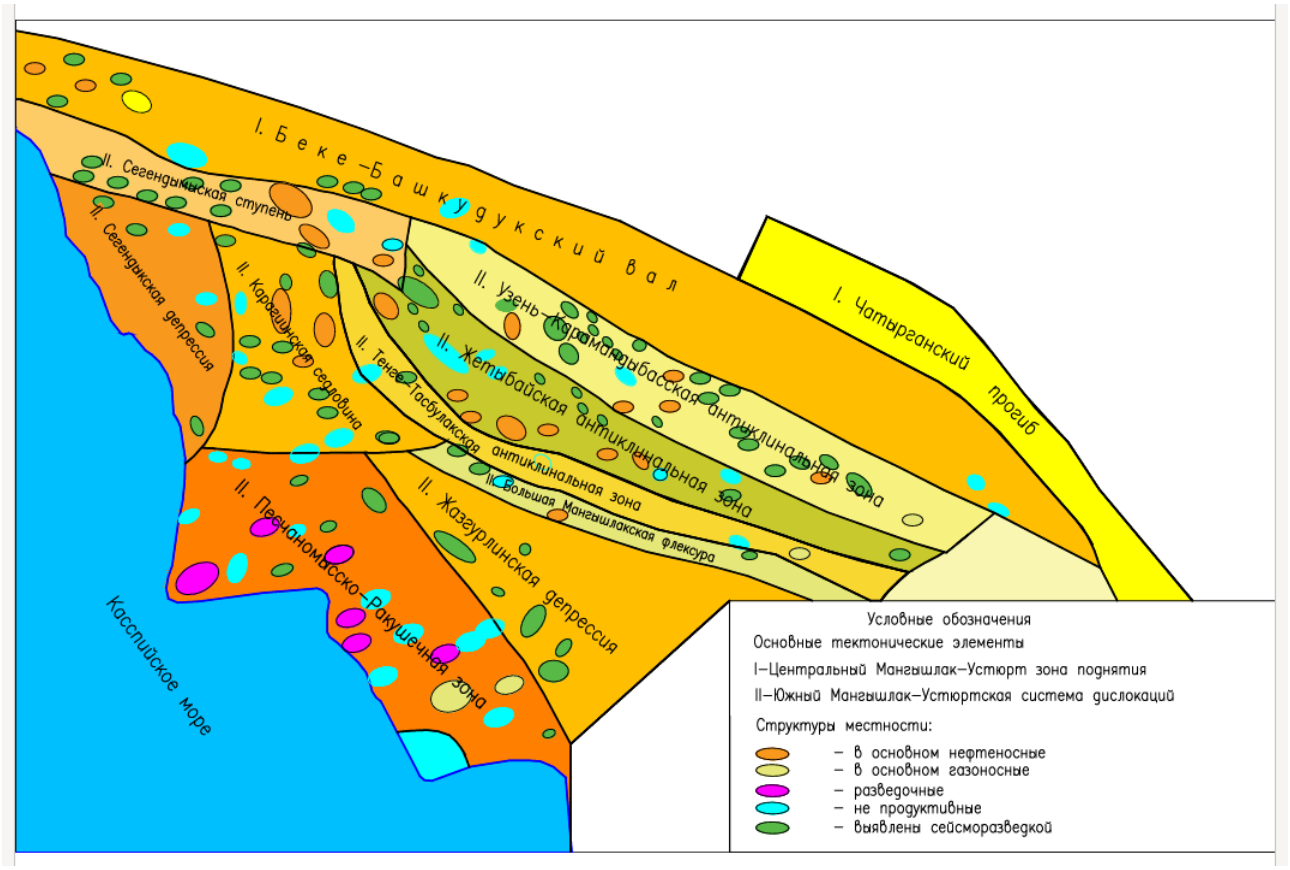


Рисунок 20 - Тектоническая схема Южного Мангышлака

Восточно-Сегендыкский бассейн занимает центральную погруженную часть триасового комплекса и имеет размеры порядка 40х40 км. По данным сейсморазведки отражающий горизонт V21, приуроченный к кровле среднетриасового карбонатного комплекса, залегает на отметках около -5100 м в центральной части бассейна, -4100 м в южной и -2700 м в северной части. Это отражает существенную дифференциацию тектонического погружения и условий сохранности верхнетриасовых толщ. Характер погружения триасового комплекса в направлении акватории иллюстрируется геологическим разрезом на рисунке 21.

Триасовые отложения залегают на палеозойском основании с выраженным стратиграфическим несогласием. Верхний триас, в свою очередь, несогласно перекрывает среднетриасовые отложения и сверху перекрывается нижней юрой. В литологическом отношении верхнетриасовый комплекс сложен преимущественно сероцветными терригенными породами с подчиненным развитием красноцветных разностей и редких карбонатных прослоев.

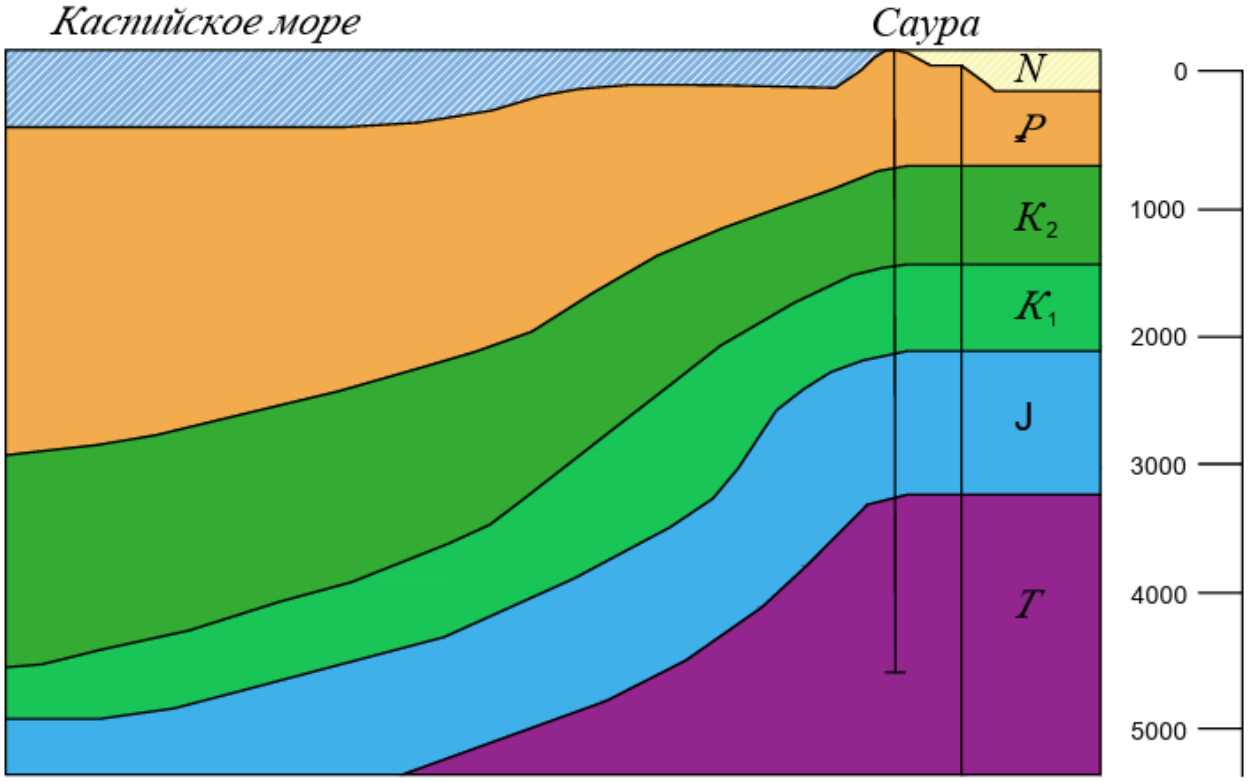


Рисунок 21 - Геологический разрез по линии Саура-Каспийское море

Верхнетриасовые отложения широко распространены на Южном Мангышлаке и вскрыты на Северо-Западном Жетыбае, Южном Жетыбае, Западном Тасбулате, Тенге, Оймаше, Северной Ракушечной и других площадях. Разрезы характеризуются чередованием разнозернистых песчаников, гравелитов, алевролитов и аргиллитов, местами с туфогенными породами. В нижней части разреза возрастает роль грубообломочного материала, тогда как вверх по разрезу увеличивается доля мелкозернистых и глинистых пород.

Мощность верхнего триаса резко изменяется по площади: от порядка 100-300 м в Северо-Ракушечной зоне до 912-1129 м в Саура-Сегендыкской и Бокандской зонах. Эта контрастность является важным показателем пространственной дифференциации позднетриасового осадконакопления.

4.2 Материалы и принципы литолого-стратиграфической корреляции

Методическая схема исследования включала последовательное сопоставление каротажных кривых, описание керна, литолого-петрографическую характеристику пород и оценку петрофизических параметров. Использовались гамма-каротаж (ГК), самопроизвольная поляризация (СП), нейтронный гамма-каротаж (НГК), электрический каротаж и данные потенциал-зондирования. Каротажные кривые приводились к сопоставимому масштабу и увязывались по глубине, после чего устойчивые сочетания геофизических признаков сопоставлялись с литологией керна.

При интерпретации коллекторских интервалов особое значение имело совместное рассмотрение естественной радиоактивности, электрического сопротивления, нейтронно-гамма характеристики и диаметра скважины. Песчаные и гравелитовые интервалы в большинстве случаев характеризуются снижением ГК, отрицательными отклонениями СП и повышением электрического сопротивления. Глинистые пачки, напротив, выделяются повышенной естественной радиоактивностью, положительными отклонениями СП и увеличением диаметра скважины. Для карбонатизированных интервалов дополнительным диагностическим признаком служит изменение НГК [105].

Керновый материал использовался для проверки литологической интерпретации ГИС. Учитывались гранулометрический состав, сортировка обломочного материала, минеральный состав, тип цемента, содержание углефицированного органического вещества, карбонатность и трещиноватость. В результате геофизические реперы получили литологическое содержание, а корреляция между скважинами была переведена из формального сопоставления кривых в литолого-стратиграфическую модель.

Для уточнения внутреннего строения верхнетриасового комплекса использованы материалы разведочных и параметрических скважин площадей Саура-Сегендык, Жангельды и Северное Карагие. Корреляция выполнена по данным гамма-каротажа, нейтронного гамма-каротажа, электрического каротажа, потенциал-зондирования и метода самопроизвольной поляризации, дополненным описанием керна и петрофизическими данными.

Каротажные диаграммы были приведены к сопоставимому масштабу и увязаны по глубине. Комплексная интерпретация позволила выделить устойчивые литолого-геофизические реперы и проследить их между скважинами. Интервалы с пониженной естественной радиоактивностью и повышенным электрическим сопротивлением рассматривались как потенциально коллекторские песчано-гравелитовые уровни. Сопоставление керна с ГИС позволило уточнить гранулометрический состав, текстуру, степень цементации и характер литофациальных переходов.

В результате в скважинах №3 Саура-Сегендык, №1 и №2 Жангельды и №1 Северного Карагие выделено шесть литостратиграфических пачек. Они объединены в две основные свиты: Северо-Ракушечную, включающую четыре пачки, и Бокандскую, включающую две пачки. Это расчленение позволяет перейти от обобщенной характеристики верхнего триаса к анализу отдельных седиментационных циклов и связанных с ними коллекторских интервалов. Их пространственно-глубинное соотношение в опорных скважинах показано на рисунке 22.

Отметим, что скважины Саура-Сегендык № 3 и Жангельды № 1, № 2 относятся к площадям за пределами 4 основных месторождений раздела 2.1 и привлечены дополнительно именно для целей литостратиграфической корреляции верхнего триаса. Скважина № 1 Северного Карагие, использованная здесь, соответствует скважине № 1 того же месторождения, отдельно охарактеризованной в разделе 3.3 по результатам испытаний.

Таблица 4 - Литолого-геофизическая характеристика выделенных пачек верхнего триаса

Свита	Пачка	Преобладающая литология	Основные диагностические признаки
Северо-Ракушечная	I, аргиллит-гравелитовая	Гравелиты, песчаники, алевролиты, аргиллиты	Высокое сопротивление грубообломочных прослоев; минимумы ГК в чистых песках
Северо-Ракушечная	II, аргиллит-песчаниковая	Песчаники с аргиллитами и алевролитами	Частое переслаивание; коллекторские интервалы по ГИС
Северо-Ракушечная	III, аргиллитовая	Аргиллиты, редкие песчаники и алевролиты	Максимумы ГК, положительная СП; вероятный флюидоупор
Северо-Ракушечная	IV, карбонатно-терригенная	Известковистые песчаники, алевролиты, аргиллиты, известняки	Контраст НГК и ГК; рост карбонатности
Бокандская	V, аргиллит-песчаниковая	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Минимумы ГК, отрицательная СП, повышенное сопротивление
Бокандская	VI, песчаниково-аргиллитовая	Аргиллиты и алевритистые глины с песчаниками	Четкая граница с юрой по комплексу ГИС; пористые слои преимущественно внизу

4.3 Северо-Ракушечная свита: строение и цикличность

Северо-Ракушечная свита представлена четырьмя последовательно сменяющимися пачками: аргиллит-гравелитовой, аргиллит-песчаниковой, аргиллитовой и карбонатно-терригенной. Их последовательность отражает неполный трансгрессивный цикл третьего порядка.

Нижняя аргиллит-гравелитовая пачка образует базальную часть верхнетриасового цикла. Она сложена чередованием гравелитов, песчаников, алевролитов и аргиллитов. Грубообломочные разности полимиктовые, плохо отсортированные, с заметной долей обломков пород. Именно эта пачка демонстрирует наиболее существенное увеличение мощности в пределах Сегендыкской впадины [106, 107].

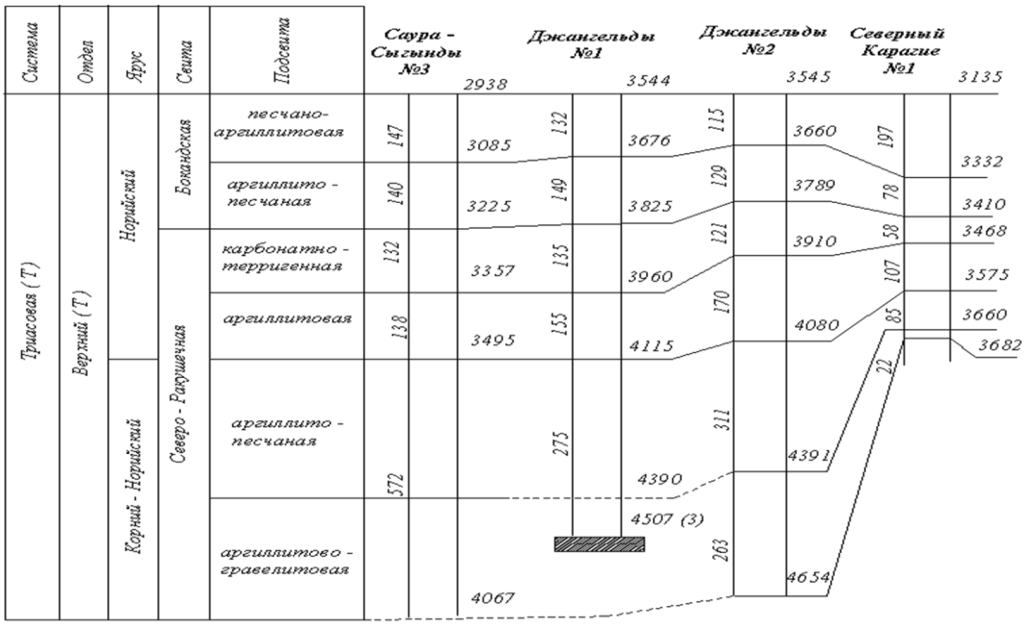


Рисунок 22 - Схема распределения верхнетриасовых отложений по глубине на площадях Саура-Сегендык, Жангельды и Северное Карагие (составлено автором)

В скважине №2 площади Жангельды мощность базальной аргиллит-гравелитовой пачки достигает 263 м, тогда как в соседних тектонических зонах обычно составляет 30-90 м. Ее утолщение является главным фактором повышенной мощности Северо-Ракушечной свиты в Сегендыкской впадине и может отражать усиленное поступление терригенного материала в наиболее погруженную часть бассейна.

Аргиллит-песчаниковая пачка характеризуется чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники преимущественно полимиктовые, разнозернистые и плотные; цемент глинистый, кремнистый, карбонатно-глинистый и глинисто-карбонатный. Изменение соотношения кварца, полевых шпатов и обломков пород по разрезу указывает на изменение состава источников сноса.

Аргиллитовая пачка представлена главным образом темно-серыми и черными глинистыми породами с алевритовой примесью и углефицированным органическим веществом. Ее повышенная глинистость и положение над более грубообломочными интервалами позволяют рассматривать эту пачку как вероятный внутриформационный флюидоупор.

Верхняя карбонатно-терригенная пачка сложена аргиллитами, алевролитами, песчаниками и отдельными известняковыми прослоями. Последовательное уменьшение зернистости и появление карбонатного материала отражают усиление морского влияния. В целом Северо-Ракушечный цикл фиксирует переход от относительно континентальных условий к прибрежно-морским и преимущественно морским.

Аргиллит-гравелитовая пачка (I)

Аргиллит-гравелитовая пачка является наиболее грубообломочной частью Северо-Ракушечного цикла. В скважине №2 Жангельды ее мощность составляет около 263 м. Разрез сложен темно-серыми плотными гравелитами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. В грубообломочных породах отмечаются кремнистые и глинистые обломки; песчаники полимиктовые, прочно сцементированные, местами пересечены вертикальными кальцитовыми трещинами. Обломочная часть включает кварц 21-24 %, полевые шпаты 17-34 %, обломки пород 16-25 % и кварциты до 2 %.

Геофизическая характеристика пачки отражает ее неоднородное трехчленное строение. Плотные гравелиты и крупнозернистые песчаники характеризуются кажущимся сопротивлением порядка 20-100 Ом·м и повышенными значениями вторичного гамма-излучения. В интервалах чистых песков естественная радиоактивность минимальна. В верхней части пачки скважины №2 Жангельды в интервале 4410-4475 м при бурении фиксировались газопоказания до 13 %, а состав отобранного газа был представлен углеводородами метанового ряда.

Пористость по керну изменяется от 3,7 до 8,1 %, причем более пористые интервалы приурочены главным образом к гравелитовым частям пачки. В скважине №1 Жангельды по данным ГК в интервале 4390-4490 м выделено пять коллекторских пластов с сопротивлением 6-26 Ом·м и естественной радиоактивностью 7-8 мкР/ч; средняя пористость по интерпретации ГИС составляет около 12 %. Эти показатели позволяют рассматривать пачку I как один из наиболее аргументированных объектов прогноза верхнетриасовых резервуаров.

Аргиллит-песчаниковая пачка (II)

Пачка II характеризуется частым переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов при преобладании песчаников. В скважине №2 Жангельды ее мощность составляет около 311 м. В нижней части распространены крупно- и очень крупнозернистые разности, выше они сменяются средне- и мелкозернистыми песчаниками, и далее темно-серыми аргиллитами. Такое уменьшение зернистости вверх по разрезу соответствует снижению энергии осадконакопления в ходе трансгрессивного цикла.

Обломочная часть представлена кварцем, полевыми шпатами, обломками пород и кварцитами. Зерна угловатые или слабо окатанные, сортировка преимущественно плохая. Цемент глинистый и кальцитовый, пленочного и базально-пленочного типов. Содержание углефицированного органического вещества достигает 5-15 % в песчаниках и локально значительно выше в аргиллитах. Наличие плотного цемента объясняет неоднородность фильтрационно-емкостных свойств даже в сравнительно грубозернистых интервалах.

По данным керна для отдельных интервалов пачки установлены значения пористости 3,0-3,4 и 5,2-8,2 %, тогда как по данным ГИС пористость отдельных пластов достигает 4,5-12 %. В скважине №1 Жангельды отмечалось повышение

газопоказаний до 31 %, а при испытании интервала 4117-4155 м фиксировался приток газа в объеме 7-30 л. Эти факты подтверждают, что песчаные прослои пачки II требуют дифференцированной оценки, поскольку их перспективность определяется не только зернистостью, но и степенью цементации и локальной насыщенностью.

Аргиллитовая пачка (III)

Пачка III сложена преимущественно плотными темно-серыми и почти черными аргиллитами с редкими тонкими прослоями песчаников и алевролитов. Ее мощность изменяется от 138 м в скважине №3 Саура-Сегендык до 170 м в скважине №2 Жангельды. На каротажных диаграммах она выделяется увеличением диаметра скважины, максимальными значениями ГК и положительным приращением СП. Средняя естественная радиоактивность составляет около 14 мкР/ч.

Пелитовая масса представлена главным образом гидрослюдой с примесью серицита и каолинита. Содержание углефицированного органического вещества достигает 10-20 %. В песчаном прослое интервала 4000-4010 м скважины №1 Жангельды сопротивление составляет около 35 Ом·м, пористость по керну 8,9 %, а по ГИС - около 12 %. Однако такие прослои единичны и не меняют общего глинистого характера пачки.

Положение пачки III над более песчано-гравелитовыми интервалами, ее повышенная глинистость и сравнительно малая доля песчаных прослоев позволяют интерпретировать ее как вероятный внутриформационный флюидоупор. Для нефтегазогеологической модели это важно: потенциальные резервуары нижней части Северо-Ракушечной свиты получают не только литологическое, но и возможное экранирующее ограничение сверху.

Карбонатно-терригенная пачка (IV)

Пачка IV представлена известковистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями известняков мощностью до 5 м. Карбонатность возрастает от Саура-Сегендыкской площади в направлении Жангельды. Мощность пачки составляет 121-135 м. На диаграммах ГИС она уверенно отделяется от нижележащих отложений по резкому контрасту НГК и ГК и изменению положения кривой СП.

Известняки плотные, темно-серые, песчано-алевритовые; карбонатная часть представлена преимущественно пелитоморфным кальцитом и составляет 70-85 %. Обломочный материал включает кварц и измененные полевые шпаты, его доля составляет 7-25 %. Пористость по керну находится в пределах 5,9-7,9 %. Для наиболее чистых карбонатных пород верхней части характерны сопротивления около 35 Ом·м.

В целом для Северо-Ракушечной свиты установлена тенденция увеличения зернистости вниз по разрезу и соответствующего улучшения емкостных свойств. Поэтому пачка IV рассматривается скорее как завершение трансгрессивного цикла, тогда как основной резервуарный потенциал сосредоточен в нижних грубообломочных и песчаных интервалах.

4.4 Бокандская свита

Бокандская свита образует второй неполный цикл осадконакопления и включает нижнюю аргиллит-песчаниковую и верхнюю песчаниково-аргиллитовую пачки. Вверх по разрезу возрастает доля глинисто-алевритового материала [108].

Нижняя аргиллит-песчаниковая пачка сложена преимущественно серыми и темно-серыми песчаниками с подчиненными алевролитами и прослоями аргиллитов; в керне встречаются тонкие гравелитовые прослои. На каротажных диаграммах песчаные пласты выделяются минимумами гамма-каротажа, отрицательными аномалиями самопроизвольной поляризации и уменьшением диаметра скважины.

Мощность этой пачки изменяется от 78 м в скважине №1 Северного Карагие до 149 м в скважине №1 Жангельды. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 14 м. Песчаники плохо отсортированные, полимиктовые; обломочная часть составляет 60-90 % и представлена кварцем, полевыми шпатами и обломками пород. Цемент кремнистый, карбонатно-глинистый и глинисто-карбонатный.

Верхняя песчаниково-аргиллитовая пачка представлена чередованием алевритистых глин и аргиллитов с песчаниками различной зернистости. Ее мощность изменяется от 115 м в скважине №2 Жангельды до 197 м в скважине №1 Карагие. Граница с нижней юрой четко прослеживается по комплексу каротажных признаков.

По керну пористость отдельных пород верхней пачки в скважине №1 Жангельды составляет 5,9-7,4 %, причем более пористые прослои приурочены преимущественно к нижней части пачки. Следовательно, и в Бокандском цикле более благоприятные коллекторские интервалы тяготеют к его нижней части.

Аргиллит-песчаниковая пачка Бокандской свиты (V)

Нижняя пачка Бокандской свиты имеет выраженный песчаный характер. Ее мощность изменяется от 78 м в скважине №1 Северного Карагие до 149 м в скважине №1 Жангельды. Песчаные пласты достигают мощности 14 м и на каротажных диаграммах выделяются минимумами ГК, отрицательными аномалиями СП до -40 мВ и повышенным кажущимся сопротивлением. Такая устойчивость геофизических признаков делает пачку удобным региональным корреляционным уровнем.

Песчаники плохо отсортированные, полимиктовые, прочно сцементированные. Обломочная часть составляет 60-90 % и включает кварц, полевые шпаты и обломки пород. По разрезу отмечается изменение соотношения кварца и полевых шпатов, что может отражать смену источников сноса. Цемент кремнистый, карбонатно-глинистый и глинисто-карбонатный; типы цемента порово-пленочный, базальный и базально-пленочный.

В скважине №1 Жангельды пористость по керну составляет 4,8-5,5 %. По данным ГИС и испытаний выделенные пласты преимущественно водонасыщены: при испытании получены либо сухие результаты, либо возврат бурового раствора. Поэтому высокий песчаный коэффициент сам по себе не

является достаточным критерием нефтегазоносности. Для прогноза требуется совместный учет мощности, цементации, пористости и характера насыщения.

Песчаниково-аргиллитовая пачка (VI)

Верхняя пачка Бокандской свиты представлена переслаиванием алевритистых глин и аргиллитов с песчаниками различной зернистости. Ее мощность изменяется от 115 м в скважине №2 Жангельды до 197 м в скважине №1 Карагие. Граница с нижней юрой хорошо выражена на ГИС: фиксируются резкое увеличение диаметра скважины, положительные отклонения СП, максимумы ГК и минимумы вторичного гамма-излучения.

Песчаники среднезернистые, плотные, полимиктовые; кварц составляет 47-59 %, плагиоклаз до 20 %, обломки пород 13-30 %. В интервале 3609-3615 м скважины № 1 Жангельды установлен туфогенный песчаник с зернами порфирового андезита и цементом из ожелезненного вулканического стекла. Этот факт показывает сохранение вулканогенной составляющей в верхнетриасовом осадочном комплексе.

Пористость пород скважины №1 Жангельды составляет 5,9-7,4 %. По данным ГИС пористые прослои сосредоточены преимущественно в нижней части пачки и характеризуются сопротивлением 10-12 Ом·м. Таким образом, второй неполный цикл Бокандской свиты также демонстрирует вертикальную закономерность: более благоприятные резервуарные интервалы тяготеют к нижней части, а вверх возрастает роль глинисто-алевритового материала.

4.5 Закономерности изменения мощности и фациальной зональности

Сопоставление опорных разрезов показывает, что пространственная изменчивость верхнего триаса выражена как в общей мощности, так и в мощности отдельных пачек. Для диссертационного анализа важнее не абсолютное утолщение само по себе, а его связь с положением структурных зон и с характером осадочного материала. Наиболее наглядные различия сведены в таблице 5.

Резкое увеличение мощности Северо-Ракушечной свиты в Сегендыкской впадине обусловлено прежде всего развитием базальной грубообломочной пачки. Это указывает на наличие локального пространства аккомодации и интенсивного поступления обломочного материала на ранней стадии позднетриасового цикла. В направлении более приподнятых зон мощность грубообломочного основания уменьшается, а разрез становится сокращенным.

Одновременно меняется характер верхней части разреза. В ходе трансгрессии грубообломочные и песчаные осадки сменяются более тонкозернистыми и глинистыми, а затем карбонатно-терригенными. Поэтому латеральная зональность должна рассматриваться совместно с вертикальной цикличностью: один и тот же стратиграфический уровень может обладать различной эффективной мощностью коллекторов в зависимости от положения в бассейне.

Северо-Ракушечная свита в пределах Сегендыкской впадины имеет мощность 741-865 м, Бокандская - 244-287 м. Повышенная мощность первой

обусловлена прежде всего утолщением базальной аргиллит-гравелитовой пачки. В Песчаномысско-Ракушечной зоне сохранившиеся верхнетриасовые отложения представлены главным образом Северо-Ракушечной свитой мощностью около 100-280 м [109].

Таблица 5 - Сопоставление ключевых параметров верхнего триаса по опорным площадям

Показатель	Саура-Сегендык	Жангельды	Северное Карагие	Интерпретационное значение
1	2	3	4	5
Северо-Ракушечная свита	частично прослежена; неполнота ГИС по нижним пачкам	741-865 м в Сегендыкской впадине; детальное расчленение	региональная корреляция	Максимальное погружение и накопление в Сегендыкской впадине
Базальная пачка I	-	до 263 м в скв. №2	в соседних зонах обычно 30-90 м	Индикатор зоны усиленного грубообломочного осадконакопления
Пачка V	развита	до 149 м в скв. №1	78 м в скв. №1	Фактическая связь Бокандской свиты с Северным Карагие
Пачка VI	развита	115 м в скв. №2	до 197 м в скв. №1	Изменение мощности верхней части Бокандского цикла
Коллекторские признаки	песчаные интервалы по ГИС	газопоказания, пористые пласты, результаты испытаний	корреляционный контроль	Основа для прогноза в направлении Карагиинской седловины

В Жетыбай-Узеньской фациальной зоне верхнетриасовый разрез отличается чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов; присутствие морских отложений с фораминиферами свидетельствует о влиянии трансгрессии. Для Северного Карагие установлена аргиллит-песчаниковая толща мощностью около 104 м, отнесенная к Бокандской свите.

Наличие верхнетриасовой Бокандской толщи в Северном Карагие имеет принципиальное значение для диссертационной темы, поскольку дает фактический пункт контроля корреляции в направлении Карагиинской седловины. Различия в мощности и составе верхнего триаса отражают неодинаковую интенсивность погружения структурных зон и пространственную изменчивость источников терригенного материала. Региональное положение выделенных подразделений в разрезе Южного Мангышлака сопоставлено на корреляционной схеме, что показано на рисунке 23.

Для авторской прогнозной модели эти особенности позволяют обоснованно выделять зоны относительного утолщения базальных грубообломочных пачек, направления фациальных переходов и области вероятного ухудшения коллекторских свойств вследствие увеличения глинистости. При недостаточном скважинном контроле границы таких зон должны рассматриваться как прогнозные и отображаться пунктиром.

4.6 Коллекторские свойства и нефтегазогеологическое значение

Для сравнительной оценки перспективности недостаточно выделить только песчаные или гравелитовые пласты. В опубликованном материале наблюдается существенная неоднородность пористости и насыщения даже внутри одной литологической пачки. Поэтому критерии ранжирования целесообразно разделять на литологические, петрофизические и промыслово-геофизические. Сводные показатели приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Фильтрационно-емкостные и промыслово-геофизические характеристики верхнетриасовых пачек

Интервал	Пористость	Геофизические/промысловые признаки	Оценка
Пачка I	3,7-8,1 % по керну; около 12 % по ГИС для отдельных пластов	ER 20-100 Ом·м в плотных грубообломочных интервалах; газопоказания до 13 %	Высокий относительный приоритет
Пачка II	3,0-3,4; 5,2-8,2 % по керну; 4,5-12 % по ГИС	Газопоказания до 31 %; при испытании 4117-4155 м приток газа 7-30 л	Локально перспективна
Пачка III	8,9 % по керну и 12 % по ГИС в единичном песчаном прослое	Преобладание высоких ГК и положительной СП	В основном флюидоупор
Пачка IV	5,9-7,9 %	Карбонатность, ER около 35 Ом·м в чистых карбонатных породах	Неоднородный резервуарный потенциал
Пачка V	4,8-5,5 %	Песчаные пласты по ГИС; испытания преимущественно водонасыщенные	Песчаная, но насыщение неблагоприятно в изученной скважине
Пачка VI	5,9-7,4 %	Пористые пласты преимущественно в нижней части; ER 10-12 Ом·м	Умеренный локальный потенциал

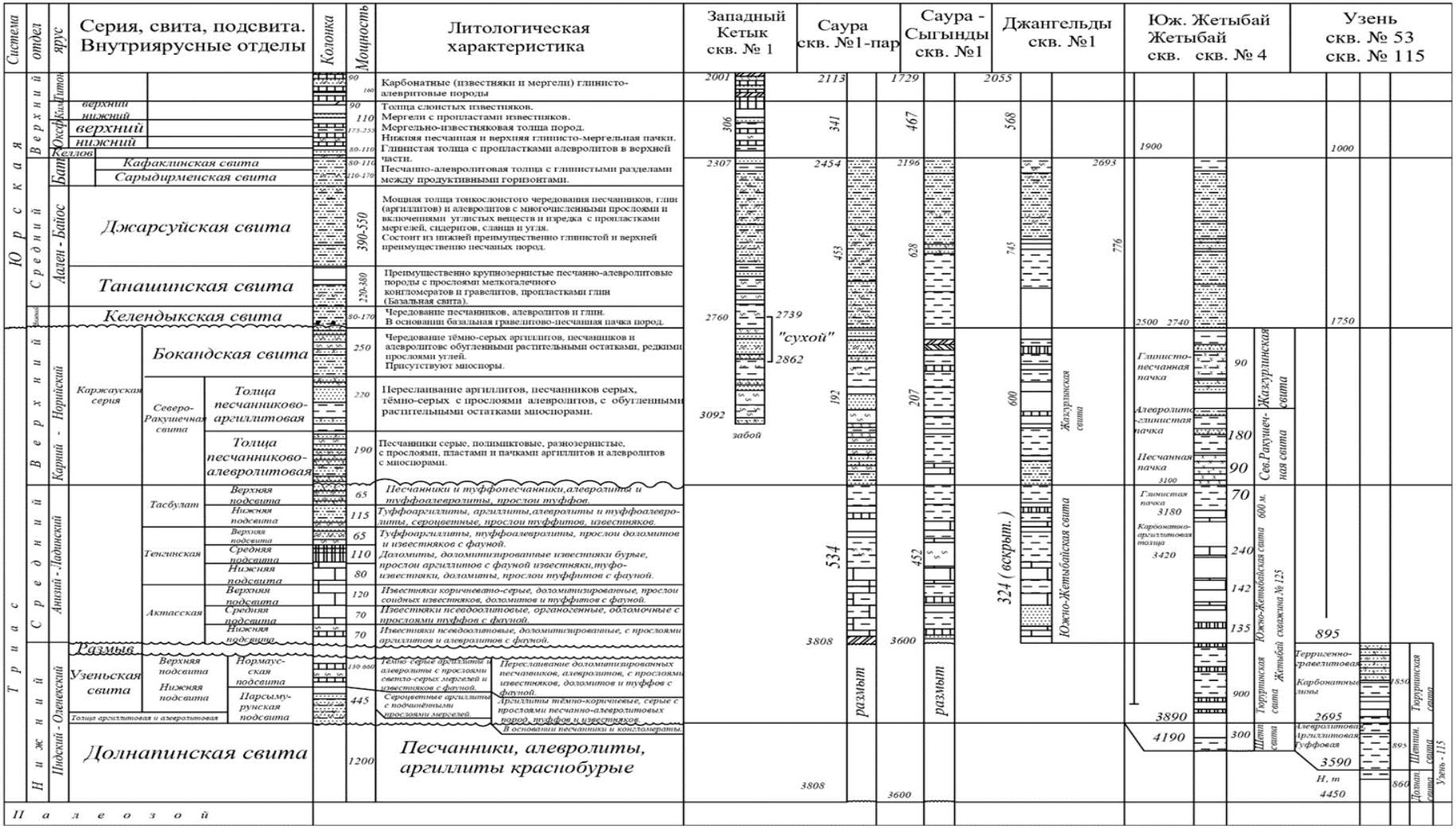


Рисунок 23 - Корреляционная схема юрских и триасовых отложений Южного Мангышлака (Сегендыкская впадина) (составлено автором)

Наиболее убедительное сочетание признаков отмечается в нижней аргиллит-гравелитовой пачке: грубообломочный состав, наличие нескольких коллекторских пластов по ГИС, локально повышенная пористость и газопоказания. Аргиллит-песчаниковая пачка II также содержит газовые признаки, однако ее качество сильнее зависит от цементации и внутренней неоднородности [110, 111].

Для Бокандской свиты песчаный состав пачки V не подтверждается благоприятным насыщением во всех изученных интервалах. Это важный отрицательный критерий, который должен быть сохранен в диссертационной интерпретации: прогноз перспективных зон не означает автоматического отнесения всей пачки к продуктивному резервуару. На авторской карте верхнего триаса в следующей главе целесообразно показывать именно прогнозные области развития коллекторов, а не утверждать наличие залежей вне фактического контроля.

Полученные результаты согласуются с исследованиями Жиенбаевой Г. и соавторов, которыми на основе комплексной интерпретации данных ГИС и кернового материала установлены наиболее перспективные коллекторские интервалы верхнетриасовых отложений Южного Мангышлака [10, с.13].

Комплексная интерпретация керна и ГИС показывает, что коллекторские свойства верхнетриасовых пород определяются гранулометрическим составом, степенью цементации и положением в седиментационном цикле. Наиболее благоприятные характеристики приурочены к грубообломочным и песчаным интервалам нижних частей Северо-Ракушечного и Бокандского циклов.

Для Северо-Ракушечной свиты установлена тенденция увеличения размера зерен вниз по разрезу, сопровождаемая улучшением емкостных свойств. Пористость отдельных пород по керну составляет 5,9-7,9 %. Наиболее перспективным уровнем является нижняя аргиллит-гравелитовая пачка, тогда как средняя аргиллитовая пачка может выполнять функцию флюидоупора.

Вторым перспективным уровнем является нижняя аргиллит-песчаниковая пачка Бокандской свиты. Песчаные пласты характеризуются пониженными значениями естественной радиоактивности, отрицательными отклонениями СП и повышенным электрическим сопротивлением. Эти признаки совместно с керновыми данными позволяют выделять потенциально проницаемые интервалы.

Промыслово-геофизические наблюдения свидетельствуют о наличии нефтегазогеологических признаков в верхнетриасовом комплексе. В отдельных скважинах Жангельдинской площади фиксировались повышенные газопоказания, а при испытании отдельных интервалов получены притоки газа. Это повышает поисковое значение нижних грубообломочных и песчаных пачек.

Иными словами, прогноз коллекторов верхнего триаса должен учитывать внутрисвитовую цикличность. Нижние части циклов обладают более высоким потенциалом развития резервуаров, тогда как вверх по разрезу увеличение глинистости приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств и формированию локальных экранирующих толщ.

4.7 Значение результатов для Карагиинской седловины и авторских карт

Уточненная модель позволяет рассматривать верхний триас как систему закономерно чередующихся коллекторских и экранирующих пачек. Особенно важна корреляционная связь между Сегендыкской впадиной и Северо-Карагиинской зоной. Северное Карагие включено в корреляционную схему как опорный участок, поэтому результаты по Сегендыкской впадине могут использоваться для построения региональной модели верхнего триаса Карагиинской седловины с обязательным разделением фактически установленного и прогнозного [112].

Наиболее перспективными для прогноза являются базальная аргиллит-гравелитовая пачка Северо-Ракушечной свиты и нижняя аргиллит-песчаниковая пачка Бокандской свиты. Их более грубый гранулометрический состав, положение в нижних частях циклов и относительно лучшие емкостные характеристики позволяют рассматривать эти интервалы как первоочередные объекты поисково-разведочного изучения.

Для авторских карт диссертации целесообразно отображать: предполагаемую границу распространения верхнего триаса; область увеличенной мощности базальной аргиллит-гравелитовой пачки; направления поступления терригенного материала и фациальных переходов; зоны преимущественного развития песчано-гравелитовых коллекторов; зоны повышенной глинистости и потенциального внутриформационного флюидоупора; скважины с фактическими данными керна, ГИС и газопроявлениями.

Такая картографическая модель непосредственно связывает строение верхнетриасового комплекса с условиями его формирования и закономерностями размещения коллекторов, что соответствует общей направленности диссертационного исследования.

4.8 Седиментационная модель и значение результатов для последующего картографического обобщения

Верхнетриасовый комплекс в исследованной части Южного Мангышлака интерпретируется как самостоятельный седиментационный цикл второго порядка, внутри которого выделяются два неполных цикла третьего порядка. Первый соответствует Северо-Ракушечной свите и имеет отчетливо трансгрессивную направленность. Он начинается накоплением грубообломочных осадков, затем переходит к песчано-алевритовому осадконакоплению, сменяется глинистой стадией и завершается карбонатно-терригенной седиментацией [113-115].

Второй цикл соответствует Бокандской свите. Его нижняя часть имеет более песчано-алевритовый состав, тогда как вверх увеличивается доля глинистого и алевритового материала. В отличие от первого цикла, морское влияние вверх по разрезу ослабевает. Такое сочетание двух циклов объясняет

повторяемость коллекторских интервалов в нижних частях стратиграфических подразделений и ухудшение ФЕС по мере роста глинистости.

Для Карагиинской седловины принципиальное значение имеет не прямое механическое распространение параметров Сегендыкской впадины, а установленная корреляционная связь через Северное Карагие. Именно Северное Карагие является фактическим опорным пунктом, позволяющим переносить региональные закономерности в направлении исследуемой территории. При этом любые пространственные границы за пределами скважинного контроля должны оставаться прогнозными.

На следующем этапе исследования эти результаты используются как фактическая основа авторской литолого-фациальной карты верхнего триаса. На карте целесообразно разграничить: участки фактического скважинного контроля; прогнозные области увеличенной мощности базальных грубообломочных отложений; направления фациальных переходов; области преимущественного развития песчано-гравелитовых коллекторов; участки повышенной глинистости, потенциально связанные с ухудшением ФЕС и развитием экранирующих толщ. Прогнозные границы должны быть показаны пунктиром или специальной штриховкой.

В итоге, результат Главы 4 заключается не только в детальном расчленении верхнетриасового разреза, но и в формировании набора проверяемых геологических критериев для пространственного прогноза. К ним относятся положение в седиментационном цикле, гранулометрический состав, изменение мощности, характер цементации, пористость, геофизические признаки коллекторов, наличие газопоказаний и положение глинистых пачек. Совместное использование этих критериев обеспечивает переход от корреляционной модели скважин к авторскому литолого-фациальному районированию, которое рассматривается в следующей главе.

Выводы по разделу 4

На основе комплексного сопоставления материалов ГИС, керновых данных и литолого-петрографических характеристик уточнено литостратиграфическое строение верхнетриасового комплекса Сегендыкской впадины и Северо-Карагиинской зоны. В составе верхнего триаса выделены Северо-Ракушечная и Бокандская свиты, объединяющие шесть устойчиво прослеживаемых литостратиграфических пачек. Выполненная корреляция разрезов скважин Саура-Сегендык, Жангельды и Северное Карагие позволила проследить изменение состава и мощности выделенных подразделений в региональном направлении. Установлено, что увеличение мощности верхнетриасового комплекса в Сегендыкской впадине связано прежде всего с развитием Северо-Ракушечной свиты, мощность которой достигает 741-865 м, и значительным утолщением ее базальной аргиллит-гравелитовой пачки. В скважине № 2 Жангельды ее мощность достигает 263 м, тогда как в соседних структурных зонах составляет преимущественно 30-90 м. Такая изменчивость свидетельствует о дифференцированном характере позднетриасового

осадконакопления и увеличении объема поступавшего грубообломочного материала в наиболее погруженные участки бассейна.

Установленная последовательность литологических пачек отражает циклическое развитие верхнетриасового осадочного бассейна. В строении комплекса прослеживаются два неполных седиментационных цикла, соответствующие Северо-Ракушечной и Бокандской свитам. Северо-Ракушечный цикл характеризуется последовательным переходом от базального грубообломочного осадконакопления к песчано-алевритовому, глинистому и далее карбонатно-терригенному. В Бокандской свите нижняя часть также характеризуется повышенной ролью песчаного материала, тогда как вверх по разрезу возрастает содержание глинисто-алевритовых пород. Это означает, что изменение литологического состава по вертикали имеет закономерную направленность и определяет неоднородность резервуарных свойств верхнего триаса. Более благоприятные для формирования коллекторов условия преимущественно соответствуют нижним частям седиментационных циклов, тогда как увеличение глинистости вверх по разрезу сопровождается ухудшением фильтрационно-емкостных свойств. Аргиллитовая пачка Северо-Ракушечной свиты благодаря преобладанию плотных глинистых пород может выполнять функцию внутриформационного флюидоупора.

Комплексный анализ керна, материалов ГИС, газопоказаний и результатов испытаний показал, что наиболее благоприятные коллекторские свойства связаны с грубообломочными и песчаными интервалами нижних частей выделенных циклов. Наибольший интерес представляет базальная аргиллит-гравелитовая пачка Северо-Ракушечной свиты, где пористость по керну изменяется от 3,7 до 8,1 %, а для отдельных пластов по данным ГИС достигает около 12 %. В этих же отложениях отмечены газопоказания до 13 %. Аргиллит-песчаниковая пачка также характеризуется локальным развитием коллекторов: пористость отдельных пластов по ГИС достигает 12 %, а газопоказания - 31 %; при испытании отдельных интервалов зафиксирован приток газа. Вместе с тем результаты исследования показывают, что наличие песчаных пород не может рассматриваться как самостоятельный критерий перспективности. В частности, песчаные пласты Бокандской свиты, хорошо выделяемые по комплексу ГИС, в изученных интервалах преимущественно характеризовались водонасыщением. Следовательно, оценка верхнетриасовых коллекторов должна основываться на совокупном анализе литологического состава, гранулометрии, характера цемента, пористости, геофизических параметров и фактических признаков насыщения.

Проведенная литостратиграфическая корреляция позволила сформировать геологическую основу для дальнейшего пространственного прогноза верхнетриасовых коллекторов Карагиинской седловины. Особое значение имеет установленная корреляционная связь Сегендыкской впадины с Северо-Карагиинской зоной, где Северное Карагие выступает опорным участком, обеспечивающим фактический контроль прослеживания верхнетриасовых подразделений в направлении исследуемой территории. В результате определен

комплекс геологических признаков, которые могут быть использованы при последующем литофациальном районировании: положение коллекторских интервалов в седиментационном цикле, изменение гранулометрического состава и мощности пачек, степень цементации пород, пористость, геофизические признаки коллекторов, газопроявления и положение глинистых экранирующих толщ. При этом распространение установленных для опорных скважин закономерностей на недостаточно изученные участки Карагиинской седловины должно рассматриваться как прогнозное. Полученные результаты создают фактическую основу для авторской литофациальной реконструкции верхнетриасового комплекса, выделения предполагаемых областей развития песчано-гравелитовых коллекторов, направлений изменения фаций и зон повышенной глинистости. Тем самым выполненная корреляция обеспечивает переход от анализа отдельных скважинных разрезов к пространственной модели строения и условий формирования верхнетриасового комплекса, которая используется в последующей главе для литофациального и нефтегазогеологического прогноза.

5 ЛИТОФАЦИАЛЬНАЯ ЭВОЛЮЦИЯ ТРИАСОВОГО КОМПЛЕКСА, ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРАГИИНСКОЙ СЕДЛОВИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ

5.1 Принципы литофациальной реконструкции триасового комплекса

Триасовый комплекс Карагиинской седловины и прилегающих территорий характеризуется выраженной литологической и фациальной неоднородностью, сформировавшейся в результате неоднократной перестройки тектоно-седиментационного режима Южного Мангышлака. Изменение условий осадконакопления прослеживается как в вертикальной последовательности пород, так и в латеральном распределении терригенных, карбонатных и вулканогенных компонентов. Нижний и верхний отделы триаса представлены преимущественно терригенными образованиями, тогда как среднетриасовый комплекс характеризуется широким развитием вулканогенно-карбонатных и вулканогенно-терригенных толщ. В среднем триасе выделяются вулканогенно-доломитовая и вулканогенно-известняковая пачки, а верхнетриасовый разрез включает нижнюю вулканогенно-терригенную и верхнюю преимущественно терригенную части [116].

Такое строение определило формирование различных типов резервуаров. В нижнем и верхнем триасе потенциальная емкость преимущественно связана с межзерновым пространством песчаников, алевролитов и грубообломочных пород. В среднем триасе существенное значение приобретают вторичная пористость, кавернозность и трещиноватость карбонатных пород. Поэтому пространственное прогнозирование коллекторов для разных стратиграфических уровней требует учета различных геологических критериев.

В основу литофациальных построений положены результаты комплексного изучения керна, материалов бурения и геофизических исследований скважин, литолого-петрографические характеристики пород, данные о фильтрационно-емкостных свойствах и нефтегазопроявлениях, а также результаты стратиграфической корреляции. Использованный комплекс материалов позволяет рассматривать литологические изменения не только в отдельных разрезах, но и прослеживать основные тенденции их пространственного распространения. В опубликованных исследованиях Карагиинской впадины литостратиграфическая характеристика также основана на совместном анализе керна, описаний разрезов и данных ГИС.

Особое значение для пространственной интерпретации имеют результаты петрографических исследований. Триасовые породы испытали различные стадии диагенетического и катагенетического преобразования, причем влияние тектонических нарушений способствовало циркуляции флюидов, развитию вторичной пористости и минералогическим изменениям. В результате современный резервуарный потенциал триасовых толщ определяется не только первичными условиями осадконакопления, но и интенсивностью последующих преобразований.

При построении литофациальных схем разграничивались фактические и интерпретационные элементы. К первой группе относятся положение скважин и структур, литологический состав вскрытых интервалов и установленные признаки коллекторов. Межскважинное положение фациальных границ, предполагаемые направления поступления осадочного материала и контуры зон преимущественного развития определенных типов пород относятся к интерпретационным элементам. Поэтому такие границы на картах имеют прогнозный характер и отображаются пунктирными линиями.

Степень достоверности построений неодинакова. Нижнетриасовый комплекс изучен существенно слабее средне- и верхнетриасового, что ограничивает возможность детального фациального районирования T_1. Напротив, средний триас характеризуется большим количеством петрографических и промысловых данных, а верхний триас дополнительно обеспечен результатами детальной литостратиграфической корреляции.

Карты T_1, T_2 и T_3 рассматриваются как последовательные временные срезы развития осадочного бассейна. Их сопоставление позволяет установить изменение характера осадконакопления, положения основных литофациальных областей и типов резервуаров на протяжении триасового времени. При этом границы распространения отдельных комплексов не должны совпадать, поскольку каждый временной срез отражает самостоятельный этап развития бассейна.

Основная задача выполненной реконструкции состоит в переходе от характеристики отдельных скважинных разрезов к пространственной оценке закономерностей распространения пород с различным резервуарным потенциалом. Поэтому дальнейший анализ строится в последовательности: условия осадконакопления - литологический состав - вторичные преобразования - тип пустотного пространства - пространственное положение потенциального коллектора.

5.2 Нижнетриасовый этап осадконакопления и распределение терригенных фаций

Нижнетриасовые отложения представляют наиболее слабо изученную часть триасового комплекса исследуемой территории. Ограниченность вскрытых разрезов и сравнительно небольшое количество кернового материала не позволяют проводить детальное расчленение бассейна на большое количество фациальных зон. Вместе с тем имеющиеся данные позволяют определить общий характер раннетриасовой седиментации и выделить основные направления пространственной дифференциации терригенного материала.

Нижний триас на уровне индского яруса представлен переслаиванием пестроцветных песчаников, алевролитов и аргиллитов, причем в разрезе преобладают преимущественно аргиллитовые разновидности. Такое соотношение пород свидетельствует о широком развитии относительно спокойных условий осадконакопления, благоприятных для накопления тонкозернистого терригенного материала.

Вместе с тем присутствие песчаников и грубообломочных пород показывает, что гидродинамический режим бассейна был неоднородным. На отдельных этапах происходило усиление поступления материала и формирование более высокоэнергетических осадков. Особенно показателен разрез Северного Карагие, где мощность нижнетриасовых образований изменяется от 10 м в скважине № 5 до 24 м в скважине № 2. В основании последнего разреза установлен мелкогалечный конгломерат мощностью около 4,5 м.

Наличие базального конгломерата указывает на существование этапа активного поступления грубообломочного материала. В дальнейшем снижение энергии транспортирующей среды сопровождалось накоплением песчаников, алевролитов и аргиллитов. Подобная последовательность отражает постепенное уменьшение гранулометрической размерности осадка по мере ослабления гидродинамической активности.

Пространственная изменчивость состава нижнетриасовых пород позволяет предполагать существование зон различной интенсивности терригенного поступления. В относительно удаленных и более спокойных частях бассейна преобладало осаждение глинистого и алевритового материала. В направлениях активного транспорта формировались песчаные и локально грубообломочные тела.

С точки зрения формирования резервуаров наибольший интерес представляют именно последние. Первичная межзерновая пористость песчаников и гравелитов потенциально выше, чем у аргиллитов и глинистых алевролитов. Однако последующие процессы уплотнения, перекристаллизации и цементации существенно изменяли первоначальное пустотное пространство.

В петрографических описаниях отмечается развитие слюдистого и карбонатного цемента, а первоначальное глинистое вещество подвергалось бластической перекристаллизации с образованием серицита, мусковита и хлорита. Подобные преобразования могли приводить к существенному снижению межзерновой пористости, особенно в мелкозернистых и глинистых породах. Для выделения зон межзерновой пористости применялось программное обеспечение Surfer.

Таким образом, для нижнего триаса наиболее благоприятными являются участки, где первоначально формировался относительно грубозернистый, менее глинистый материал и где последующая цементация не привела к полному заполнению межзернового пространства.

С учетом этих закономерностей в пределах предполагаемого распространения T_1 выделяются две основные литофациальные области. Первая характеризуется преимущественным развитием алевролито-аргиллитовых пород. Вторая отличается повышенной вероятностью присутствия песчаных и грубообломочных образований [117].

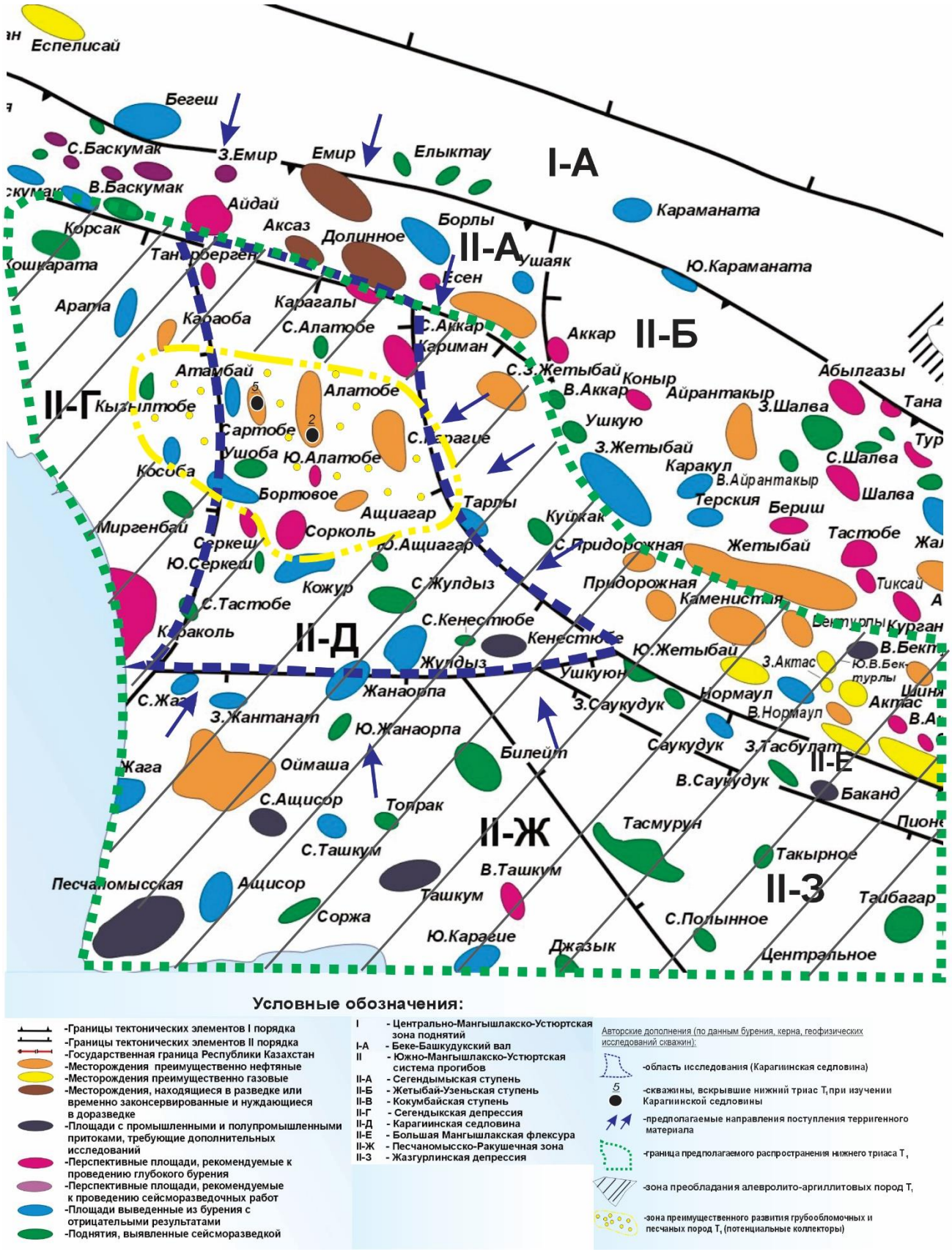


Рисунок 24 - Литолого-фациальная схема нижнетриасовых отложений Карагиинской седловины и прилегающих территорий [составлено автором]

На рисунке 24 внешний контур отражает предполагаемую область распространения нижнетриасовых отложений. В ее пределах штриховкой показана зона преимущественного развития алевролито-аргиллитовых разностей, а внутренним пунктирным контуром выделена область повышенной доли песчаного и грубообломочного материала.

Пространственное положение последней связывается с направленным поступлением терригенного вещества в центральную часть Карагиинской седловины. Показанные на карте направления транспорта отражают вероятное перемещение осадочного материала от периферийных источников сноса к более погруженной части бассейна.

Выделенная зона не рассматривается как единое песчаное тело. Она характеризует область, в которой вероятность присутствия в разрезе песчаников, гравелитов и других относительно грубозернистых пород выше, чем в окружающих участках.

Такое разграничение принципиально важно для нефтегазогеологической оценки нижнего триаса. Региональное присутствие T_1 еще не определяет его резервуарный потенциал. Последний зависит от локального развития более грубозернистых фаций и степени сохранности их первичного пустотного пространства.

На периферийных участках, где предполагается увеличение доли аргиллитов и глинистых алевролитов, вероятность формирования эффективных поровых коллекторов уменьшается. Эти породы могли одновременно играть роль локальных флюидоупоров для отдельных песчаных тел.

В целом раннетриасовый этап характеризуется преимущественно терригенной седиментацией при неравномерном распределении материала различной зернистости. В центральной части Карагиинской седловины выделяется область повышенной вероятности развития песчаных и грубообломочных пород, которая рассматривается как наиболее перспективное направление дальнейшего изучения нижнетриасовых резервуаров.

Вместе с тем данное построение имеет более высокую степень неопределенности по сравнению с реконструкциями среднего и верхнего триаса. Поэтому границы литофациальных областей T_1 следует уточнять по мере получения новых материалов бурения и сейсморазведки.

5.3 Среднетриасовый этап: развитие вулканогенно-карбонатной седиментации

Переход от раннего к среднему триасу сопровождался существенным изменением условий осадконакопления. Преимущественно терригенный режим сменился развитием вулканогенно-карбонатной седиментации, что привело к формированию принципиально нового типа резервуарной системы [118].

Среднетриасовые отложения подразделяются на нижнюю карбонатную, или вулканогенно-карбонатную, и верхнюю вулканогенно-терригенную части. В составе карбонатного комплекса выделяются вулканогенно-доломитовая пачка

T_2-Б и вулканогенно-известняковая T_2-А. Вулканогенный материал присутствует в виде прослоев туфов, туффитов, туфопесчаников и туфоалевролитов.

Широкое развитие карбонатных пород свидетельствует о формировании условий, благоприятных для карбонатонакопления. Вместе с тем наличие значительного вулканогенного компонента показывает, что седиментация происходила на фоне сохранявшейся тектонической активности.

Карбонатные породы представлены известняками и доломитизированными известняками различного структурного типа. Встречаются органогенно-обломочные, оолитовые и другие зернистые разновидности, первоначальная структура которых создавала неодинаковые предпосылки для формирования порового пространства.

Более высокоэнергетические обстановки способствовали накоплению зернистых карбонатных осадков. В относительно спокойных условиях возрастала роль тонкодисперсного карбонатного и глинистого материала. Уже на стадии седиментации поэтому формировалась первичная неоднородность будущего резервуара.

Однако современное распределение коллекторских свойств среднего триаса определяется не только первичными фациями. После захоронения карбонатные и вулканогенно-карбонатные породы подверглись интенсивным постседиментационным преобразованиям.

Ключевое значение имели перекристаллизация, доломитизация, растворение, кальцитизация и трещинообразование. Одни процессы способствовали увеличению пустотного пространства, другие приводили к его сокращению.

Особую роль играла тектоническая позиция Карагиинской впадины. Район находится в зоне пересечения нескольких крупных структурных элементов и связан с Большим Мангышлакским разломом. Разломная тектоника способствовала развитию трещиноватости и создавала пути циркуляции флюидов. В опубликованных материалах отмечается связь повышенной трещиноватости с высокими дебитами скважин Алатобинского месторождения.

Следовательно, среднетриасовый резервуар сформировался в результате наложения первичной фациальной неоднородности на последующие тектоно-диагенетические процессы. Именно это обстоятельство отличает его от преимущественно поровых терригенных резервуаров нижнего и верхнего триаса.

5.4 Литолого-петрографические особенности и вторичные преобразования среднетриасовых карбонатных пород

Петрографические исследования позволяют детализировать процессы формирования пустотного пространства среднетриасовых пород и объяснить значительную неоднородность их фильтрационно-емкостных свойств [119].

В отдельных прослоях установлены спикуловые, водорослевые и органогенно-обломочные известняки. Последние содержат перекристаллизованные фрагменты раковин пелеципод. Содержание

пирокластического материала в известняках достигает 5-30 %. Он представлен преимущественно кварцевыми зернами и вулканогенными обломками пелитовой и алевритовой размерности.

Особый интерес представляет нефтенасыщенность части карбонатных пород. Битум окрашивает известняки в темные тона и располагается по тонким трещинам и в межзерновом пространстве. В ряде исследованных интервалов скважин отмечен запах углеводородов.

Наличие битума в трещинах и межзерновых пустотах свидетельствует о том, что сформированная система пор и трещин участвовала в миграции углеводородных флюидов. Это подтверждает нефтегазогеологическую значимость вторичного пустотного пространства.

В нижних частях среднетриасового комплекса встречаются витрокластические туффиты. Первичный пепловый материал в них преобразован в глинисто-кремнистые и гидрослюдисто-хлоритовые агрегаты. Породы неравномерно карбонатизированы; кальцит развивается в виде пятен и по микротрещинам, одновременно отмечаются сферолитовые и ромбоэдрические выделения доломита.

Такое строение указывает на многостадийность преобразования. Первичная вулканогенная порода подвергалась глинизации, хлоритизации, карбонатизации и доломитизации. Последовательность этих процессов определяла окончательное состояние порового пространства.

Доломитизация могла сопровождаться формированием межкристаллической пористости. Растворение отдельных компонентов способствовало появлению каверн и расширению существующих пор. Тектонические напряжения приводили к образованию трещин, которые обеспечивали гидродинамическую связь между отдельными участками пустотного пространства.

В то же время интенсивная кальцитизация оказывала противоположное воздействие. Кальцит заполнял поры и микротрещины, снижая эффективную емкость и проницаемость.

В некоторых породах прослеживается последовательное заполнение пор вторичными минералами. По краям пустот развиваются титанистые минералы и хлорит, а центральные части позднее заполняются кварцем и кальцитом. Эти наблюдения непосредственно показывают, каким образом первоначально существовавшее пустотное пространство могло частично утрачиваться в ходе позднего минералообразования.

В отдельных случаях степень карбонатизации вулканогенных пород настолько велика, что кальцитизированные туфы переходят в метасоматические известняки с сохранением реликтовой туфогенной структуры. Следовательно, современный минеральный состав среднетриасовых пород не всегда непосредственно отражает их первоначальный седиментационный тип.

Сложность постседиментационных преобразований определила развитие смешанного типа пустотного пространства. В пределах одного интервала могут

сочетаться межзерновые поры, межкристаллические пустоты, каверны и трещины.

С нефтегазогеологической точки зрения наиболее благоприятными являются участки, где доломитизация, растворение и трещинообразование обеспечили формирование дополнительной емкости, а последующая минерализация не привела к полному заполнению пустот.

Полученные результаты согласуются с моими исследованиями и соавторов, которыми на основе анализа кернового материала и геолого-геофизических данных установлено, что литолого-петрографические особенности, тектонические нарушения и вторичные преобразования пород определяют неоднородность коллекторских свойств триасовых отложений Карагиинской впадины [12, с.13].

Петрографические данные позволяют сделать принципиальный вывод: наличие карбонатной породы является необходимым, но недостаточным условием формирования эффективного среднетриасового коллектора. Решающее значение имеет история вторичных преобразований.

Поэтому при пространственном прогнозировании T_2 необходимо разграничивать область общего распространения карбонатных пород и более локальные участки развития эффективного порово-кавернозно-трещинного пространства.

5.5 Пространственная модель среднетриасового комплекса и распределение карбонатных коллекторов

Сопоставление литологических, петрографических и структурных данных позволило провести пространственную дифференциацию среднетриасового комплекса и выделить область преимущественного развития карбонатных резервуаров [120].

На рисунке 25 внешний пунктирный контур соответствует предполагаемой области распространения среднетриасовых отложений. В ее пределах диагональной штриховкой показана зона развития карбонатной фации, представленной преимущественно известняками и доломитами.

Внутри карбонатной области выделена более локальная зона преимущественного развития пород с повышенным резервуарным потенциалом. Такое разграничение основано на принципиальном несовпадении распространения карбонатной литологии и эффективного коллектора.

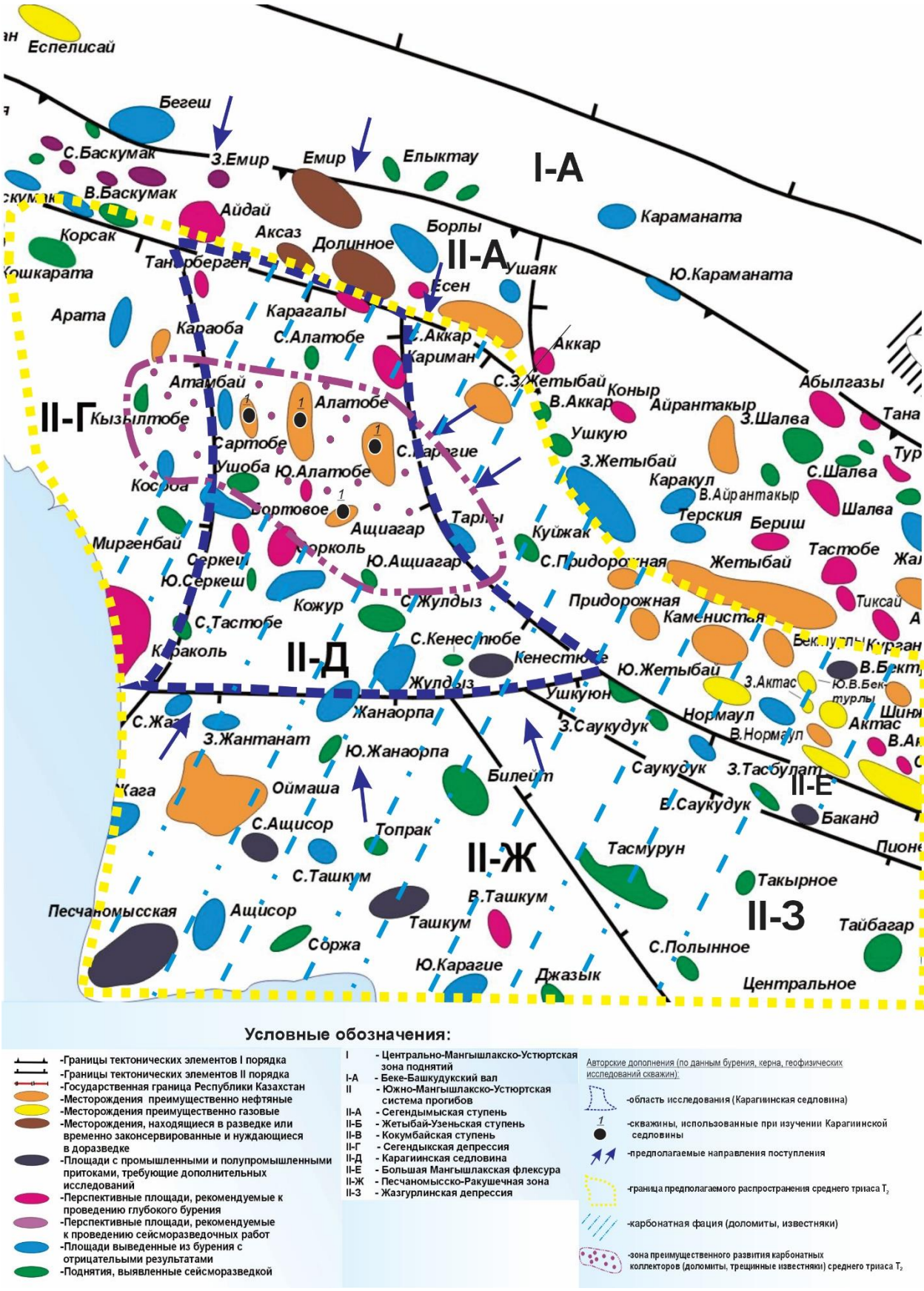


Рисунок 25 - Литолого-фациальная схема среднетриасовых отложений Карагиинской седловины и прилегающих территорий [составлено автором]

Первичная карбонатная седиментация сформировала основу будущей резервуарной системы. Однако окончательное качество пород определялось вторичными процессами. Поэтому даже внутри одного карбонатного тела могут соседствовать интервалы с хорошо развитой вторичной емкостью и практически плотные породы.

Положение зоны повышенного резервуарного потенциала связывается с сочетанием нескольких факторов: распространением карбонатных пород, развитием доломитизации, растворения, кавернозности и трещиноватости, а также фактическими признаками нефтегазоносности среднетриасовых горизонтов.

Особое значение имеет структурный контроль. Разломные зоны могли способствовать развитию трещин и циркуляции флюидов. В условиях взаимодействия циркулирующих растворов с карбонатными породами происходили растворение, перекристаллизация и доломитизация.

Вместе с тем влияние разломов было неоднозначным. Если открытые трещины повышали проницаемость, то последующая кальцитовая минерализация могла частично или полностью их заполнять. Поэтому качество резервуара определяется не самим наличием разлома, а характером и последовательностью связанных с ним преобразований.

Петрографически подтвержденное присутствие битума в межзерновом пространстве и тонких трещинах показывает, что по крайней мере часть сформированной системы пустот была проницаемой для углеводородных флюидов.

В связи с этим, выделенная на карте внутренняя зона характеризует не сплошное распространение коллектора, а повышенную вероятность развития эффективных карбонатных резервуаров.

Предполагаемые направления седиментационного развития, показанные стрелками, отражают общую организацию среднетриасового бассейна. Однако, в отличие от нижнего и верхнего триаса, прямое влияние направления транспорта материала на качество резервуара здесь выражено слабее.

Основное значение приобретает сочетание первичной карбонатной фации и последующего преобразования пород.

Поэтому карта среднего триаса фактически отражает два уровня пространственной дифференциации. Первый соответствует области распространения карбонатного комплекса, второй - наиболее вероятной области формирования эффективного резервуара.

Такое разделение позволяет избежать распространенной ошибки, когда весь карбонатный массив автоматически рассматривается как потенциальный коллектор.

Полученные результаты свидетельствуют, что наиболее перспективными должны считаться участки совпадения карбонатной фации с признаками вторичной пористости, кавернозности и трещиноватости.

В дальнейшем эта зона может быть уточнена с использованием сейсмических атрибутов, данных акустического каротажа, параметров трещиноватости и результатов испытания отдельных интервалов.

5.6 Верхнетриасовый этап осадконакопления и цикличность формирования терригенных коллекторов

Позднетриасовый этап характеризуется новой перестройкой седиментационной системы и усилением поступления терригенного материала. В результате среднетриасовый вулканогенно-карбонатный режим сменился накоплением мощной вулканогенно-терригенной и терригенной последовательности [121].

В верхнетриасовом разрезе выделяются две крупные толщи, различающиеся по составу. Нижняя представлена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, глинистых пород, туфоалевролитов, туфопесчаников, туфоаргиллитов и туфов. Ее мощность изменяется приблизительно от 270 до 310 м и в среднем составляет 283 м.

Верхняя часть имеет преимущественно терригенный состав. В ней доминируют черные и темно-серые аргиллиты и алевролиты, а туфогенный материал значительно сокращается. В основании развит характерный грубообломочный пласт мощностью около 10-30 м, представленный гравелитами, конгломератами, галечным материалом и плохо отсортированными песчаниками.

Мощность верхней терригенной части изменяется от 240 до 368 м. Общая мощность верхнетриасовых отложений в изученных разрезах составляет от 522 м в Ащиагаре до 722 м в Алатобе.

Изменение мощности отражает пространственную неоднородность позднетриасового бассейна. Она могла быть обусловлена дифференцированным погружением отдельных участков, изменением интенсивности поступления осадочного материала и последующими эрозионными процессами.

Детальная корреляция верхнетриасовых отложений, рассмотренная в предыдущей главе, позволила выделить шесть литостратиграфических пачек, объединяемых в два неполных цикла осадконакопления.

Циклическое строение имеет непосредственное значение для распределения коллекторов. Нижние части циклов характеризуются большей долей грубообломочного и песчаного материала, тогда как вверх по разрезу происходит увеличение содержания алевритовой и глинистой составляющих.

Такая последовательность отражает изменение гидродинамической активности среды. Начальные стадии циклов связаны с усилением поступления материала и накоплением относительно грубых осадков. В дальнейшем энергия транспортирующей среды уменьшалась, что сопровождалось переходом к песчано-алевритовым и затем более глинистым отложениям.

Наиболее благоприятные резервуарные свойства закономерно связаны с нижними песчано-гравелитовыми и песчаными интервалами.

Более глинистые части разреза характеризуются ухудшением фильтрационно-емкостных свойств и одновременно могут выполнять функцию внутриформационных экранов.

Следовательно, верхнетриасовая толща представляет собой чередование потенциальных резервуарных и экранирующих интервалов, сформированных в рамках единой циклической седиментационной системы.

Первичные свойства терригенных пород дополнительно изменены диагенетическими и катагенетическими процессами. В туфогенно-терригенных породах отмечается развитие глинистого, хлоритового, кварцевого и карбонатного цемента. В отдельных случаях кальцит занимает значительную часть порового пространства.

Поэтому наличие песчаной литологии само по себе не является достаточным критерием эффективного коллектора. Существенное значение имеют сортировка обломочного материала, содержание глинистой матрицы, характер цемента и степень постседиментационного уплотнения.

Тем не менее установленная связь наиболее перспективных интервалов с нижними частями седиментационных циклов позволяет использовать цикличность в качестве одного из основных критериев пространственного прогноза верхнетриасовых резервуаров.

5.7 Пространственное распределение верхнетриасовых терригенных коллекторов

Наиболее детальная пространственная реконструкция выполнена для верхнетриасового комплекса. Это обусловлено большей степенью его изученности и наличием результатов детальной корреляции разрезов Северного Карагие и прилегающих территорий.

На рисунке 26 внешним пунктирным контуром показана предполагаемая область распространения T_3. В ее пределах выделяется центральная область преимущественного развития песчано-алевритовых и песчано-грубообломочных пород, а на периферии - зоны предполагаемого фациального ухудшения коллекторских свойств.

Выделение центральной области связано прежде всего с установленной закономерностью развития более грубообломочных пород в нижних частях верхнетриасовых циклов.

Положение песчаных тел определяется направлением поступления терригенного материала, конфигурацией области осадконакопления и локальной гидродинамикой бассейна.

На карте направления транспорта показаны стрелками. В областях наиболее активного поступления осадочного вещества возрастала доля относительно грубого материала. По мере удаления от таких направлений происходило уменьшение зернистости и увеличение содержания алевритовой и глинистой составляющих.

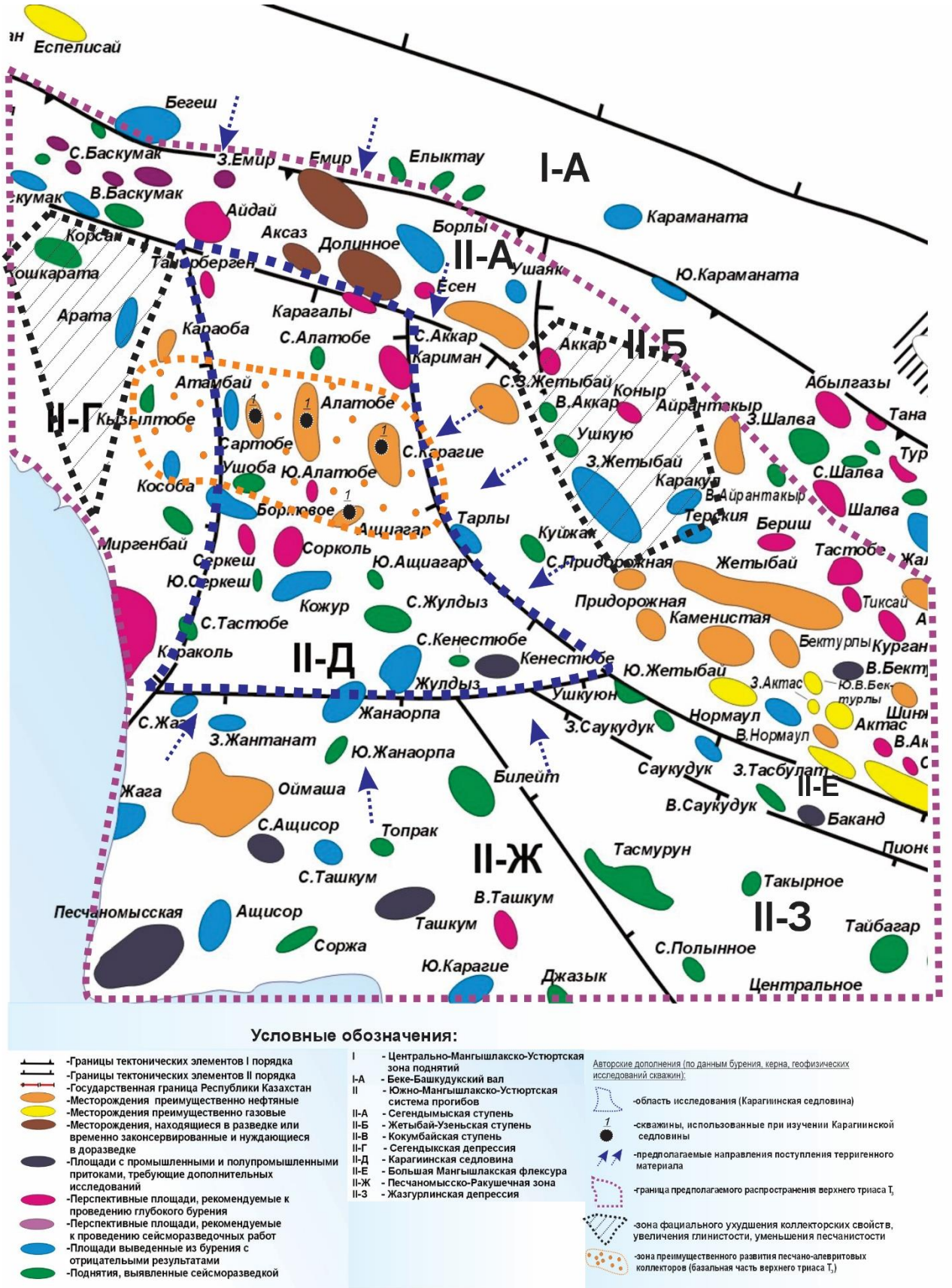


Рисунок 26 - Литолого-фациальная схема верхнетриасовых отложений Карагиинской седловины и прилегающих территорий [составлено автором]

Именно этим объясняется выделение зоны фациального ухудшения на периферийных участках.

При этом граница между более песчаными и более глинистыми фациями не является резкой. В природной седиментационной системе изменение происходило постепенно и сопровождалось взаимным замещением литологических типов.

Поэтому центральная зона отражает не непрерывное распространение единого продуктивного пласта, а повышенную вероятность присутствия в разрезе песчаных и грубообломочных тел.

Аналогичным образом периферийная зона не означает полного отсутствия песчаников. В ней также могут присутствовать локальные резервуарные прослои, однако их мощность, выдержанность и доля в разрезе предположительно уменьшаются [122].

Такой подход позволяет корректнее оценивать пространственную неопределенность и не превращать литофациальную карту в жесткую схему распространения продуктивности.

Связь центральной области с базальными частями циклов имеет важное нефтегазогеологическое значение. Именно грубообломочные и песчаные интервалы обладают наиболее благоприятными первичными предпосылками для сохранения межзерновой емкости.

Вышележащие глинистые пачки могут создавать локальные условия для экранирования углеводородов.

В результате в пределах верхнетриасовой последовательности формируется сочетание резервуарных и флюидоупорных интервалов.

Пространственная схема T_3 дополняет результаты корреляции, но не повторяет их. Скважинная корреляция устанавливает соответствие отдельных пачек и циклов между конкретными разрезами, тогда как карта показывает вероятное изменение характера осадков в межскважинном пространстве.

В этом отношении Северное Карагие имеет важное связующее значение, поскольку позволяет сопоставить закономерности верхнетриасового разреза Карагиинской зоны с более западными участками Южного Мангышлака.

Полученная реконструкция показывает, что перспективность T_3 определяется сочетанием трех факторов: положения в нижней части седиментационного цикла, пространственной приуроченности к зоне повышенной песчанистости и сохранности эффективного межзернового пространства.

Дополнительным фактором является структурное положение песчаного тела. Даже хороший коллектор приобретает поисковое значение только при наличии условий для аккумуляции и сохранения углеводородов.

Поэтому выделенная центральная зона должна рассматриваться как область первоочередной литофациальной перспективности, внутри которой последующая детализация должна учитывать структурные замыкания, разломы, качество покрышек и результаты геофизической оценки резервуаров.

5.8 Литофациальная эволюция триасового бассейна и смена типов резервуаров

Сопоставление нижне-, средне- и верхнетриасовых временных срезов позволяет проследить направленную эволюцию осадочного бассейна и установить связь между изменением условий седиментации и типом формировавшихся резервуаров.

В раннем триасе преобладала терригенная седиментация. Основную часть осадочного материала составляли аргиллиты и алевролиты, однако локально развивались песчаные и грубообломочные тела.

Формирование резервуаров T_1 поэтому определялось главным образом первичной фациальной дифференциацией. Наиболее благоприятными являлись участки аккумуляции крупнозернистого и относительно хорошо промытого материала [123,124].

Среднетриасовый этап принципиально отличается от раннетриасового. Широкое развитие карбонатной седиментации сопровождалось вулканогенной активностью, а сформированные породы впоследствии подверглись интенсивному преобразованию.

Резервуарный потенциал T_2 уже не может быть объяснен только первичным распределением осадков. Он определяется сочетанием первичной карбонатной структуры и вторичных процессов.

Доломитизация, растворение и трещинообразование могли улучшать емкость и проницаемость. Кальцитизация и глинизация, напротив, ухудшали их.

В позднем триасе вновь усиливается поступление терригенного материала. Однако по сравнению с T_1 верхнетриасовая седиментационная система характеризуется значительно более выраженной цикличностью.

Грубообломочные и песчаные отложения концентрируются преимущественно в нижних частях циклов, а вверх по разрезу сменяются более тонкозернистыми породами.

В результате, последовательность развития бассейна может быть представлена следующим образом:

T_1 - преимущественно терригенный этап → T_2 - вулканогенно-карбонатный этап → T_3 - повторное развитие преимущественно терригенной седиментации.

Однако возвращение к терригенному режиму в позднем триасе не означает полного восстановления раннетриасовых условий.

Изменились конфигурация бассейна, мощность осадочной толщи, направления транспорта и характер цикличности.

Именно поэтому контуры литофациальных зон T_1 и T_3 не должны полностью совпадать.

Смена седиментационных режимов обусловила формирование трех различных резервуарных моделей.

Для нижнего триаса характерны потенциальные поровые песчаные и грубообломочные коллекторы.

Для среднего триаса - сложные порово-кавернозно-трещинные карбонатные резервуары.

Для верхнего триаса - преимущественно поровые песчано-гравелитовые и песчано-алевритовые тела, закономерно приуроченные к определенным частям седиментационных циклов.

Таблица 7 - Основные закономерности формирования триасовых резервуаров

Характеристика	T_1	T_2	T_3
Преобладающая седиментация	терригенная	вулканогенно-карбонатная	терригенная, частично туфогенная
Основные потенциальные коллекторы	песчаники, гравелиты	известняки, доломиты	песчаники, гравелиты, песчаные алевролиты
Основной тип емкости	межзерновый	порово-кавернозно-трещинный	преимущественно межзерновый
Главный контролирующий фактор	гранулометрическая и фациальная дифференциация	фация + вторичные преобразования	положение в седиментационном цикле
Факторы улучшения	увеличение песчанистости	доломитизация, растворение, трещиноватость	грубозернистость, уменьшение глинистости
Факторы ухудшения	глинистость и цементация	кальцитизация, глинизация, минерализация трещин	глинистость, плохая сортировка, цементация
Основное направление прогноза	локальные песчано-грубообломочные тела	вторично разуплотненные карбонаты	базальные и нижнецикловые песчаные тела

Приведенное сопоставление показывает, что прогноз нефтегазоносности всего триасового комплекса не может выполняться по единому набору критериев.

Для каждого стратиграфического уровня необходимо учитывать собственный механизм формирования эффективного пустотного пространства.

5.9 Литофациально-структурный контроль и прогноз нефтегазоносности

Литофациальная принадлежность определяет первоначальные предпосылки формирования коллектора, однако сама по себе не обеспечивает наличие залежи углеводородов. Для формирования нефтегазового объекта требуется сочетание резервуара, структурной или литологической ловушки, флюидоупора и путей миграции.

Поэтому выделенные на картах зоны следует рассматривать прежде всего как территории различной вероятности развития эффективных коллекторов.

Для нижнего триаса основным поисковым признаком является увеличение доли песчаного и грубообломочного материала.

Наиболее перспективными являются участки, где песчаные тела обладают достаточной мощностью, относительно низкой глинистостью и благоприятным структурным положением.

При этом высокая степень цементации способна существенно ухудшать даже первоначально хороший песчаный коллектор.

Поэтому дальнейший прогноз T_1 должен объединять литофациальные и петрофизические критерии.

Для среднего триаса система критериев существенно сложнее.

Первым условием является наличие карбонатной фации. Вторым - развитие благоприятных вторичных преобразований.

Особый интерес представляют участки доломитизации, растворения и открытой трещиноватости.

Положение относительно разломов также имеет значение, поскольку тектонические нарушения создавали пути циркуляции флюидов и способствовали развитию вторичной емкости.

Однако интенсивно минерализованные трещины могут утрачивать фильтрационную функцию.

Следовательно, наиболее перспективны не просто зоны разломов, а участки, где структурное воздействие сопровождалось преимущественно разуплотнением, а не цементацией карбонатных пород.

Для верхнего триаса основным литофациальным критерием является положение песчаных тел в нижних частях седиментационных циклов.

Приоритет должны иметь участки, где базальные или нижнецикловые песчано-гравелитовые тела совпадают со структурными ловушками и перекрываются достаточно мощными глинистыми пачками.

Такое сочетание создает наиболее благоприятную конфигурацию резервуара и экрана.

Пространственное сопоставление трех временных срезов показывает, что центральная часть Карагиинской седловины неоднократно оказывалась в пределах зон, благоприятных для формирования различных типов резервуаров.

При этом причины такой перспективности изменялись во времени.

В раннем триасе основным фактором было поступление и накопление более грубого терригенного материала.

В среднем триасе - развитие карбонатных пород и их последующее вторичное преобразование.

В позднем триасе - формирование циклических песчано-гравелитовых и песчано-алевритовых тел.

Следовательно, устойчивый нефтегазогеологический интерес Карагиинской зоны связан не с одним постоянно действующим фактором, а с неоднократным формированием благоприятных условий на разных этапах развития бассейна.

Практически это означает необходимость дифференцированной программы дальнейшего изучения.

Для нижнего и верхнего триаса приоритетными являются методы прогноза песчанистости и пространственного прослеживания терригенных тел.

Для среднего триаса необходима детализация внутреннего строения карбонатного массива, зон трещиноватости и вторичного разуплотнения.

В дальнейшем выполненные литофациальные построения могут быть совмещены со структурными картами, сейсмическими атрибутами и результатами инверсии.

Такое комплексирование позволит перейти от региональных фациально-перспективных областей к выделению конкретных поисковых объектов [125-127].

5.10 Значение литофациальных построений для дальнейшего изучения триасового комплекса

Проведенное исследование позволило объединить результаты литостратиграфического, литологического, петрографического и геолого-геофизического анализа в единую модель развития триасового комплекса Карагиинской седловины [128].

Выполненные карты отражают не только предполагаемое распространение нижне-, средне- и верхнетриасовых отложений, но и внутреннюю неоднородность соответствующих седиментационных систем.

Для T_1 установлено различие между преимущественно тонкозернистыми алевролито-аргиллитовыми областями и зоной повышенного развития песчаного и грубообломочного материала.

Для T_2 разграничены общая область распространения карбонатной фации и более локальная зона развития пород с повышенным резервуарным потенциалом.

Для T_3 выделены область преимущественного развития песчано-алевритовых коллекторов и участки фациального ухудшения, связанные с увеличением глинистости.

Принципиальным результатом является установление того, что положение эффективных коллекторов в разных частях триасового разреза контролируется различными факторами.

В нижнем триасе доминирует первичный седиментационный контроль.

В среднем триасе резко возрастает значение вторичных преобразований и тектонической трещиноватости.

В верхнем триасе распределение резервуаров связано с цикличностью осадконакопления и положением грубообломочных интервалов.

Полученные построения позволяют перейти от точечных данных отдельных скважин к пространственной интерпретации распределения потенциальных резервуаров.

При этом прогнозные границы не рассматриваются как окончательные и должны уточняться по мере увеличения фактической изученности.

Особенно это относится к нижнетриасовому комплексу.

Для среднего и верхнего триаса степень обоснованности выше благодаря наличию петрографических, промысловых и корреляционных данных.

В целом установленные закономерности создают геологическую основу для дальнейшего прогноза нефтегазоносности триасового комплекса и выбора участков первоочередной геолого-геофизической детализации.

Выводы по разделу 5

Проведенный литофациальный анализ позволяет установить закономерную эволюцию триасового осадочного бассейна Карагиинской седловины и прилегающих территорий, сопровождавшуюся последовательным изменением состава осадков, механизмов формирования пустотного пространства и пространственного положения резервуарных зон. Нижнетриасовый этап характеризовался преимущественно терригенным осадконакоплением с широким развитием аргиллитов и алевролитов и локальным накоплением более грубообломочного материала. Наиболее благоприятные предпосылки для формирования поровых коллекторов связываются с участками повышенной песчанистости и развитием песчано-гравелитовых тел. Положение такой зоны в центральной части Карагиинской седловины интерпретируется как результат пространственной дифференциации терригенного материала и направленного поступления его в бассейн. Вместе с тем ограниченность фактического контроля нижнетриасовых разрезов определяет преимущественно прогнозный характер выполненного районирования. Наличие в разрезе Северного Карагие мелкогалечного конгломерата и изменение мощности нижнетриасовых отложений от 10 до 24 м подтверждают неоднородность раннетриасового осадконакопления.

Среднетриасовый этап характеризуется принципиальной перестройкой режима седиментации и широким развитием вулканогенно-карбонатных образований. В составе комплекса выделяются вулканогенно-доломитовая и вулканогенно-известняковая пачки, формирующие основную карбонатную часть разреза. Установлено, что пространственное распространение эффективных коллекторов T_2 определяется не только исходной карбонатной фацией, но и интенсивностью последующих преобразований пород. Доломитизация, растворение и трещинообразование способствовали формированию вторичной емкости и улучшению фильтрационных свойств, тогда как кальцитизация, глинизация и поздняя минерализация могли приводить к сокращению пустотного пространства. Петрографические данные фиксируют присутствие пирокластического материала, развитие кальцита по микротрещинам, доломитовые новообразования и наличие битума в трещинах и межзерновых пустотах. Совокупность этих признаков свидетельствует о многостадийном формировании среднетриасовой резервуарной системы и позволяет рассматривать наиболее перспективные карбонатные объекты как сложные порово-кавернозно-трещинные коллекторы.

Позднетриасовый этап связан с повторным усилением терригенного осадконакопления и формированием мощной вулканогенно-терригенной и

терригенной последовательности. Нижняя часть верхнетриасового комплекса имеет мощность порядка 270-310 м, верхняя терригенная толща - 240-368 м, а суммарная мощность T_3 в изученных разрезах изменяется от 522 до 722 м. В основании верхней части разреза развиты грубообломочные образования мощностью около 10-30 м, представленные гравелитами, конгломератами и плохо отсортированными песчаниками. Наиболее благоприятные резервуарные интервалы закономерно приурочены к базальным и нижним частям седиментационных циклов, где возрастает доля песчаного и грубообломочного материала. Последующее увеличение глинистости сопровождается ухудшением фильтрационно-емкостных характеристик, при этом аргиллитовые пачки могут выполнять функцию внутриформационных флюидоупоров.

Сопоставление нижне-, средне- и верхнетриасовых построений показало последовательную смену резервуарообразующих механизмов. Для T_1 определяющее значение имеет первичная гранулометрическая и фациальная дифференциация терригенного материала; для T_2 - сочетание карбонатной седиментации с последующей доломитизацией, растворением и трещинообразованием; для T_3 - циклическое накопление песчаных и грубообломочных тел с их последующим замещением более тонкозернистыми фациями. Таким образом, каждому стратиграфическому уровню соответствует собственный тип резервуара и специфический комплекс критериев его прогнозирования. Наиболее перспективными для нижнего триаса являются локальные песчано-грубообломочные тела, для среднего - вторично разуплотненные карбонатные породы, а для верхнего - базальные и нижнецикловые песчано-гравелитовые и песчано-алевритовые интервалы.

Пространственный анализ показывает, что перспективность триасового комплекса определяется совпадением нескольких независимых факторов: благоприятной литофации, наличия эффективного пустотного пространства, структурных условий аккумуляции и экранирующих толщ. Выполненные карты T_1, T_2 и T_3 отражают изменение положения фациально-резервуарных зон во времени и обеспечивают переход от локальных скважинных наблюдений к пространственной модели триасового комплекса. Наиболее высокая степень обоснованности достигнута для средне- и верхнетриасовых построений, тогда как схема нижнего триаса вследствие меньшей плотности фактического контроля имеет преимущественно прогнозный характер. Полученные закономерности могут быть использованы при последующем совмещении литофациальных построений со структурными и сейсмическими моделями и при выделении наиболее перспективных объектов для дальнейшего изучения триасового нефтегазоносного комплекса Карагиинской седловины и прилегающих территорий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Краткие сведения по результатам диссертационного исследования

В диссертации изучены триасовые отложения Карагиинской седловины и прилегающих территорий Южного Мангышлака, их геологическое строение, состав пород, условия формирования, коллекторские свойства и нефтегазоносность на основе комплексного анализа данных бурения, ГИС, керна, литолого-петрографических, петрофизических, сейсмических и геохимических материалов.

Установлено, что верхнетриасовые отложения имеют циклическое строение, при этом наиболее благоприятные терригенные коллекторы преимущественно связаны с песчаными и грубообломочными интервалами нижних частей седиментационных циклов.

Подтверждено, что коллекторские свойства среднетриасовых карбонатных пород определяются как первоначальными условиями их формирования, так и последующими изменениями. Важную роль в формировании емкостного пространства играют доломитизация, трещиноватость, кавернозность и другие вторичные процессы.

Показано, что изменение условий осадконакопления в раннем, среднем и позднем триасе привело к смене типов коллекторов и различному пространственному положению перспективных зон нижнего, среднего и верхнего триаса.

Практическое значение результатов

Практическую ценность этих выводов подтверждают конкретные факты: увеличение мощности базальной пачки верхнего триаса до 263 м в скважине № 2 Жангельды против 30-90 м в соседних зонах, а также присутствие битума в трещинах и межзерновом пространстве карбонатов среднего триаса, установленное петрографически. Полученные результаты могут быть использованы при планировании дальнейших геологоразведочных работ на территории Карагиинской седловины. Выполненная корреляция верхнетриасовых отложений и выделенный комплекс критериев прогноза позволяют переносить установленные закономерности на слабоизученную Карагиинскую седловину через опорную скважину Северное Карагие. Для нижнего триаса необходимо продолжить уточнение распространения песчаных пород ввиду ограниченности фактических данных; при изучении среднего триаса - учитывать степень вторичных изменений карбонатов; для верхнего триаса основное внимание следует уделять песчаным интервалам в нижних частях циклов, подтверждая их данными ГИС, керна и испытаний. Составленные литофациальные карты могут применяться при уточнении геологических моделей и выборе направлений поисково-разведочного бурения.

Выводы

Задачи диссертационной работы выполнены в полном объеме: рассмотрено геологическое и тектоническое строение территории, изучено строение и проведена корреляция верхнетриасовых отложений,

проанализированы коллекторские свойства среднетриасовых карбонатов, составлены литофациальные реконструкции нижнего, среднего и верхнего триаса.

Исследование связало геологическое строение территории, условия формирования триасовых отложений и закономерности размещения коллекторов, что позволило более обоснованно оценить нефтегазоносность Карагиинской седловины и прилегающих территорий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Boranbayev K.Kh., Boranbayev A.K. Oil and gas bearing complexes of the pre-Jurassic deposits of Southern Mangistau and their characteristics // Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry. - 2022. - Vol. 4, № 3. - P. 3-9. DOI: 10.54859/kjogi108579.

2 Boranbayev K.Kh., Boranbayev A.K. Prospects of the oil and gas potential of the pre-Jurassic deposits of Southern Mangistau, the direction of further prospecting and exploration, and some issues of the methodology of their implementation // Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry. - 2023. - Vol. 4, № 4. - P. 5-14. DOI: 10.54859/kjogi108601.

3 Nurabayev N.D. Geological structure and petroleum systems of the Kazakhstan sector of the Caspian Sea South Mangyshlak sedimentary basin // Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry. - 2024. - Vol. 6, № 1. - P. 5-17. DOI: 10.54859/kjogi108707.

4 Ажгалиев Д.К., Маркабаев К.Ж. Геолого-геофизические предпосылки распространения нефтегазопоисковых работ в северной части Южно-Мангистауского месторождения // Нефть и газ. - 2008. - № 6. - С. 15-20.

5 Оруджева Д.С., Данилин А.Н., Едренкин С.С. Литофизика и нефтегазоносность триасовых отложений запада Туранской плиты. - М.: Наука, 1984. - 136 с.

6 Титов Б.И. Геологическое строение, нефтегазоносность доюрских отложений Южного Мангышлака и методика поисково-разведочных работ: автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. - Л.: ВНИГРИ, 1974. - 30 с.

7 Попков В.И., Попков И.В. Нефтегазоносные формационные комплексы триаса юго-запада Туранской плиты // Геология и геофизика Юга России. - 2024. - Т. 14. - № 2. - С. 98-107. DOI: 10.46698/VNC.2024.17.41.013.

8 Волож Ю.А., Липатова В.В., Арбузов В.Б., Данилин А.Н., Дмитриев Л.П., Козмодемьянский В.В., Салов Ю.А., Хафизов И.А. Триас Южного Мангышлака - М.: Недра, 1981. - 210 с.

9 Gurbanov V.Sh. Lithostratigraphic Characteristic and Lithology of Triassic-Paleozoic Rocks of Southern Mangyshlak // Lithology and Mineral Resources. - 2004. - Vol. 39, № 6. - P. 541-554. DOI: 10.1023/B:LIMI.0000046957.60658.03.

10 Zhiyenbayeva G., Kozhakhmet K., Khamzina B., Yerzhanova Zh., Togizov K., Laiskhanov Sh. Stratigraphy, correlation, and industrial-geophysical characteristics of the Triassic deposits of the Seghendyk Depression (Southern Mangyshlak) // Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu. - 2025. - № 6. - P. 23-34. DOI: 10.33271/nvngu/2025-6/023.

11 Merekeyeva E.K., Nurbayeva F.K., Zhiyenbayeva G., Sundetova P.S., Cherkeshova S.M. Tectonics of the Zhazgurlinsky depression of Southern Mangyshlak // News of the National Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. Series of Geology and Technical Sciences. - 2024. - Vol. 3, № 465. - P. 95-106. DOI: 10.32014/2024.2518-170X.412.

12 Жиенбаева Г.И., Қожахмет Қ.Ә., Нугманов Б.Х., Койбакова С.Е. Литолого-петрографические особенности триасовых отложений разведочных площадей Карагиинской впадины // Нефть и газ. - 2025. - № 6(150). - С. 70-82. DOI: 10.37878/2708-0080/2025-6.25.

13 Жиенбаева Г.И., Қожахмет Қ.Ә., Жолбасарова А.Т., Черкешова С.М., Түзелбаева А.Қ. Литостратиграфическая характеристика разреза нижнемезозойских отложений Карагиинской впадины и прилегающих геоструктур // Нефть и газ. - 2026. - № 1(151). - С. 50-61. DOI: 10.37878/2708-0080/2026-1.04.

14 Жиенбаева Г.И. Литостратиграфическая характеристика триасовых отложений Южного Мангышлака // Сборник докладов международной научно-практической конференции «Образование, наука, общественные ценности». - 2026. - С. 3-6.

15 Жиенбаева Г.И. Стратиграфия и литологическое описание триасовых отложений Южного Мангышлака // Сборник материалов Республиканской научной конференции «Актуальные проблемы наук о Земле». - Ташкент, 2024. - С. 9-12.

16 Popkov V.I., Popkov I.V. Lithological subdivision and correlation of petroleum-bearing Triassic strata of the Southern Mangyshlak // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2023. - Т. 18. - № 2.

17 Боранбаев К.Х., Джансеитов Н.С. и др. Вопросы корреляции триасовых отложений Южного Мангистау // Геология Казахстана. - 2002. - № 6. - С. 32-37.

18 Кожахмет К.А., Жиенбаева Г.И., Черкешова С.М. Палеонтологическое обоснование подразделения нижнемезозойских отложений и пограничных слоев Южного Мангышлака и Северного Устюрта. - Актау, 2022. - С. 71-83.

19 Кожахмет К.А. Стратиграфия и корреляция доюрских отложений Южного Мангышлака // Вестник ВКГТУ. - 2011. - № 1. - С. 28-31.

20 Алексеева Л.В., Виноградова К.В., Цатурова А.А. и др. Стратиграфическое расчленение триасовых отложений Южного Мангышлака // Бюллетень МОИП. Отдел геологический. - 1991. - Т. 66. - Вып. 4. - С. 37-43.

21 Липатова В.В., Волож Ю.А. Корреляция триасовых отложений // Триас Южного Мангышлака. - М.: Недра, 1981. - С. 71-86.

22 Липатова В.В., Жидовинов С.Н., Старожилова Н.Н. Информативность методов и критерии расчленения триасовых отложений Мангышлака // Советская геология. - 1984. - № 9. - С. 49-55.

23 Попков В.И., Письменная О.В. Литолого-стратиграфическое расчленение и корреляция триасовых отложений на Южном Мангышлаке // Известия вузов. Геология и разведка. - 1986. - № 11. - С. 3-11.

24 Жидовинов С.Н. Triassic stratigraphy of Mangyshlak and Ustyurt // Bulletin of Moscow Society of Naturalists. Geological Series. - 1993. - Vol. 68. - № 5. - P. 72-78.

25 Алиев М.М., Алексеева Л.В., Авров В.П. Региональная стратиграфическая схема триасовых отложений Южного Мангышлака // Бюллетень МОИП. - 1986. - Т. 61. - Вып. 6. - С. 95-109.

26 Алиев М.М., Алексеева Л.В., Виноградова К.В. Стратиграфия триасовых отложений Южного Мангышлака // Проблемы геологии нефти. - М.: ИГиРГИ, 1977. - С. 96-107.

27 Гаврилова В.А., Титов Б.И. К вопросу о стратиграфическом расчленении оленекских отложений Южного Мангышлака // Труды ЛГУ. - 1979. - Вып. 4. - № 24. - С. 39-42.

28 Жидовинов С.Н., Грошев В.Г., Волож Ю.А., Липатова В.В. Стратиграфия и условия формирования верхнепермско-триасовых отложений Аксу-Кендырлинской ступени // Стратиграфия. Геологическая корреляция. - 1997. - Т. 5. - № 5. - С. 35-43.

29 Липатова В.В. Проект стратиграфических схем триасовых отложений Мангышлака и Устюрта. - М.: ВНИГНИ, 1984. - С. 33-56.

30 Лозовский В.Р. Стратиграфия нижне-среднетриасовых отложений Горного Мангышлака // Известия вузов. Геология и разведка. - 1974. - № 8. - С. 11-19.

31 Merekeeva E.K., Qosarbai Q.A. Characteristics of structural elevations Ulkendale, Tuchisken are localized within the Zhazgurli depression // Neft i Gaz. - 2023. - № 1. - P. 7-16.

32 Merekeyeva E.K., Kozhakhmet K.A., Alekseyev A.S., Seydaliev A.A. Characteristics of the structural elevations Mahat and Pribrezhnoye are localized within the Zhazgurli depression // Neft i Gaz. - 2023. - № 3. - P. 68-81.

33 Merekeyeva E.K., Kozhakhmet K.A., Seydaliev A.A. Characteristics of the structural uplifts of Kurganbai and Bayram-Kyzyladyr located within the Zhazgurli depression // News of the Academy of Sciences of the Republic of Kazakhstan. - 2023.

34 Мерекеева Е.К., Кожахмет К.А. Стратиграфия Жазгурлинской депрессии Южного Мангышлака // Вестник технических наук. - 2020. - № 1. - С. 91-98.

35 Попков В.И. Тектоника доюрского осадочного комплекса запада Туранской плиты // Геотектоника. - 1986. - № 4. - С. 106-116.

36 Попков В.И. О западном продолжении складчатых сооружений Туаркыра // Бюллетень МОИП. - 1984. - Вып. 2. - С. 43-49.

37 Тектоника и нефтегазоносность областей Юга СССР / под ред. К.Н. Кравченко, М.В. Муратова. - М.: Недра, 1973. - 222 с.

38 Antipov M.P., Bykadorov V.A., Volozh Yu.A. et al. Triassic Deposits in the Caspian Region: Structure, Tectonic Settings, Sedimentary Environments, and Oil-and-Gas Potential // Lithology and Mineral Resources. - 2024. - Vol. 59, № 6. - P. 638-659.

39 Попков В.И., Япаскурт О.В. К строению фундамента Мангышлака // Доклады АН СССР. - 1982. - Т. 262. - № 2. - С. 423-425.

40 Одеков О.А., Захидов А.У. Тектоника и нефтегазоносность Западного Туркменистана и прилегающей акватории Каспийского моря // Нефть и газ Туркменистана. - 2002. - № 6. - С. 11-17.

41 Попков В.И., Япаскурт О.В., Клычников А.В. Доюрские образования Песчаномысско-Ракушечной зоны Южного Мангышлака // Бюллетень МОИП. - 1984. - Т. 59. - Вып. 4. - С. 95-109.

42 Мурзагалиев Д.М. Рифтогенез и нефтегазоносность Мангышлака // Геология нефти и газа. - 1996. - № 5. - С. 36-39.

43 Захидов А.У. Новые данные о глубинном строении и перспективах нефтегазоносности Северного и Восточного Прикарабогазья // Нефть и газ Туркменистана. - 2001. - № 4. - С. 18-23.

44 Попков В.И., Попков И.В. Фундамент Карабогазского свода (Туранская плита) // Геотектоника. - 2022. - № 1. - С. 68-78.

45 Фундамент и основные разломы Туранской плиты в связи с её нефтегазоносностью / В.С. Князев и др. - М.: Недра, 1970. - 248 с.

46 Силич А.М. Позднепалеозойско-раннемезозойский диастрофизм и его влияние на нефтегазоносность Туранской плиты: автореф. дис. … д-ра геол.-минерал. наук. - М.: ИГИРГИ, 1992. - 34 с.

47 Мерекеева Е.К., Кожахмет К.А. Характеристика структурных локальных поднятий Улькендале и Тучискен, расположенных в пределах Жазгурлинской депрессии // Нефть и газ. - 2023. - Т. 1. - № 1(133). - С. 7-16.

48 Qu J., Xue Q., Wang J., Sun J., Li J. Optimization of a Turbine Flow Well-Log Tool Based on the Response Surface Method // Machines. - 2023. - Vol. 11, № 4. - 455.

49 Ramirez-Perez P. et al. Petrophysical and petrothermal dataset of the sedimentary succession in the Oliana anticline // Global and Planetary Change. - 2023. - Vol. 222. - 104057.

50 Tiab D., Donaldson E.C. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. - 4th ed. - Gulf Professional Publishing, 2015.

51 Tlepieva J.M., Shilanov N.S. Estimation of quantitative criteria of carbonate reservoirs of Triassic deposits // Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry. - 2021. - Vol. 3, № 3. - P. 87-100.

52 Hofmann M., Al-Obaidi S.H., Chang W.J. Evaluation of Quantitative Criteria for Triassic Reservoirs in the South Mangyshlak Basin // Natural Sciences and Advanced Technology Education. - 2023. - Vol. 32, № 1. - P. 7-24.

53 Wood D.A. Predicting porosity, permeability and water saturation applying an optimized nearest-neighbour, machine-learning and data-mining network of well-log data // Journal of Petroleum Science and Engineering. - 2020. - Vol. 184. - 106587.

54 Попков В.И., Попков И.В. Коллекторские свойства аркозовых песчаников в триасовых отложениях Скифско-Туранской платформы // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. - 2023. - Т. 48. - № 3. - С. 21-29.

55 Попков В.И., Попков И.В. О сохранении поровых коллекторов в нижней части разреза нефтегазоносных отложений триаса Скифско-Туранской платформы // Геология и геофизика Юга России. - 2023. - Т. 13. - № 2. - С. 106-117.

56 Krupin A.A., Rykus M.V. Oil and gas potential of secondary reservoirs hydrocarbons in carbonate rocks of the Middle Triassic in the field of Southern Mangyshlak // Exploration Geology and Geophysics. - 2012. - № 3. - P. 275-287.

57 Кузнецов В.В., Проняков В.А., Инюткина А.В. и др. Нефтегазовые коллекторы продуктивных триасовых отложений Южного Мангышлака. - Пермь, 1978. - С. 36-37.

58 Проняков В.А. Емкостно-фильтрационные свойства коллекторов доюрских образований Южного Мангышлака. - Грозный: СевКавНИПИнефть, 1983. - С. 11-13.

59 Коростышевский М.Н., Кузнецов В.В. Строение продуктивной толщи в триасовых отложениях на Южном Мангышлаке. - Грозный: СевКавНИПИнефть, 1979. - С. 9-14.

60 Лукин А.Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение - ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа // Геологический журнал. - 2002. - № 4. - С. 15-32.

61 Lucia F.J. Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach. - 2nd ed. - Springer, 2007.

62 Коростышевский М.Н. Особенности определения продуктивных объемов по залежам в триасовых отложениях на Южном Мангышлаке. - Грозный: СевКавНИПИнефть, 1979. - С. 14-16.

63 Wang H. et al. Progress and challenges of drilling and completion technologies for deep, ultra-deep and horizontal wells of CNPC // China Petroleum Exploration. - 2023. - Vol. 28, № 3. - P. 1-11.

64 Zakrevsky K.E., Kundin A.S. Features of geological 3D modeling of carbonate and fractured reservoirs. - Moscow: White Wind, 2016. - 404 p.

65 Sirazhev A., Istekova S., Tolybaeva D., Togizov K., Temirkhanova R. Methodology and Results of Detailed 3D Seismic Exploration in the Zhezkazgan Ore District // Applied Sciences. - 2025. - Vol. 15, № 2. – 567 p.

66 Dubovenko Y.I., Nazirova A.B., Abdoldina F.N. Data-driven preprocessing of gravity data in oilfield GIS monitoring system in Kazakhstan. - 2022. - P. 1-4.

67 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 NAS RK. - 2022. - № 3(453). - P. 17-31.

68 Mendygaliyev A.A., Arshamov Ya.K., Rysbekov K.B., Meirambek G.M. Forecasting roll-front uranium provinces based on integrated geological and satellite remote sensing data // Eurasian Mining. - 2025. - P. 18-22.

69 Istekova S., Makarov A., Tolybaeva D., Sirazhev A., Togizov K. Determining the Boundaries of Overlying Strata Collapse Above Mined-Out Panels of Zhomart Mine Using Seismic Data // Geosciences. - 2024. - Vol. 14, № 11. - 310.

70 Sailygarayeva M. et al. Predicting of vertical displacements of structures of engineering buildings and facilities // Naukovyi Visnyk NHU. - 2023. - № 2. - P. 77-83.

71 Istekova S. et al. Lithophysical characteristics of productive strata of cupriferous sandstone within Zhezkazgan ore district in the Central Kazakhstan // Mining of Mineral Deposits. - 2024. - Vol. 18, № 3. - P. 9-17.

72 Ulmishek G.F. Petroleum Geology and Resources of the Middle Caspian Basin, Former Soviet Union. - U.S. Geological Survey Bulletin 2201-A. - 2001.

73 Bulekbaev Z.E., Iskuzhiev B.A. et al. Mestorozhdeniya nefti i gaza Kazakhstana: spravochnik. - Almaty, 2005.

74 Аманниязов К.Н., Ахметов А.С., Кожахмет К.А. Нефтяные и газовые месторождения Казахстана. - Алматы, 2003. - 399 с.

75 Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е., Искужиев Б.А. и др. Месторождения нефти и газа Казахстана: справочник. - Алматы, 2005. - С. 293-297.

76 Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. - М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. - 342 с.

77 Даукеев С.Ж., Воцалевский Э.С. и др. Глубинное строение и нефтегазоносность Арало-Каспийского региона. - Алматы: КазГео, 2004. - С. 33-47.

78 Оздоев С.М. Перспективы поисков нефти и газа в пермо-триасовых отложениях Устюрта и Мангышлака // Известия НАН РК. - 2009. - № 1-2. - С. 77-80.

79 Месторождения нефти и газа Казахстана: справочник / под ред. А.М. Кажегельдина. - Алматы, 1996. - 324 с.

80 Попков В.И. Формационные особенности и перспективы нефтегазоносности доюрского осадочного комплекса Арало-Каспийского региона // Формации осадочных бассейнов. - М.: Наука, 1985. - С. 252-253.

81 Тимурзиев А.К. Строение и формирование резервуаров и ловушек в доюрском комплексе Мангышлака // Геология нефти и газа. - 1989. - № 9. - С. 16-21.

82 Попков В.И., Попков И.В. Закономерности размещения скоплений нефти и газа в разрезе триасовых отложений Южного Мангышлака // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т. 19. - № 3.

83 Popkov V.I., Popkov I.V. Biohermal structures exploration of the pre-upper Permian sedimentary rocks of the northern part of the Buzachi Peninsula and the neighbouring shelf area of the Caspian Sea // Neftegazovaya Geologiya. - 2021. - Vol. 16, № 2.

84 Pronin A.P. et al. Neftgazovyy potentsial doyurskikh otlozheniy severnogo sklona Buzachinskogo podnyatiya // Neft i gaz. - 2021. - № 5(125). - P. 34-45.

85 Попков В.И., Ларичев В.В., Попков И.В. Структура глубокопогруженных комплексов осадочных бассейнов: гидрогеологические

аномалии и нефтегазоносность как следствие внедрения глубинных флюидов // Геотектоника. - 2023. - № 3. - С. 41-66.

86 Hibasov B.B. Prospects of oil and gas potential of the areas Zhazgurlinsky depression of Southern Mangyshlak // Proceedings. - № 1. - P. 6-13.

87 Попков В.И., Попков И.В. Ловушки углеводородов в триасовых отложениях Скифско-Туранской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2023. - Т. 18. - № 3.

88 Дмитриев Л.П., Козмодемьянский В.В., Хафизов И.А. и др. Основные результаты и направления геолого-геофизических работ по поискам неантиклинальных ловушек на Мангышлаке // Геология нефти и газа. - 1982. - № 10. - С. 27-32.

89 Галушкин Ю.Н. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. - М.: Научный мир, 2007. - 456 с.

90 Ларичев В.В., Попков В.И. Гидрогеология доюрских отложений Южного Мангышлака. - Ставрополь: СевКавГТУ, 2003. - 144 с.

91 Рабинович А.А., Попков В.И., Паламарь В.П., Михайленко Н.И. Гидрогеологические особенности доюрского разреза Южного Мангышлака // Советская геология. - 1985. - № 11. - С. 122-127.

92 Медведев С.А., Попков В.И. Генезис вод глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов молодой платформы юга СССР // Советская геология. - 1986. - № 6. - С. 118-125.

93 Kozhakhmet K.A. Stratigraphy of Triassic deposits of the Southern Mangyshlak and Northern Ustyurt // ANAS Transactions. Earth Sciences. - 2013. - № 2.

94 Magoon L.B., Dow W.G. (eds.). The Petroleum System - From Source to Trap. - Tulsa: AAPG, 1994. - AAPG Memoir 60.

95 Формации, палеотектоника и нефтегазоносность палеозоя и мезозоя Туркменистана / А. Аланов и др. - М.: Недра, 1976. - 131 с.

96 Робинсон В.Н. Триасовая система // Геология СССР. Т. 9. Северный Кавказ. - М.: Недра, 1968. - С. 152-160.

97 Юдин Г.Т., Данков Б.С., Жабрева П.С. Нефтегазоносность триаса Предкавказья. - М.: Наука, 1974. - 88 с.

98 U.S. Geological Survey. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the North Caspian Basin, Middle Caspian Basin, North Ustyurt Basin, and South Caspian Basin Provinces, 2010. - USGS Fact Sheet 2010-3094. - 2010.

99 Кожахмет К.А., Жайханов А.Б., Нугманов Б.Х., Кылышбаева Н.Ж. Гидрогеологическое строение Бузачинского артезианского бассейна // Вестник Российской Академии естественных наук. - 2023. - № 3. - С. 64-70.

100 Чаицкий В.П., Попков В.И., Попков И.В., Пинчук Т.Н. Структурно-фациальные зоны отложений триаса Западного Предкавказья. - М.: ГЕОС, 2020. - Т. 2. - С. 395-399.

101 Попков В.И., Клычников А.В. Сопоставление разрезов доюрских отложений Туаркыра и Карауданской зоны Южного Мангышлака // Известия АН КазССР. - 1985. - № 3. - С. 46-51.

102 Зейлик Б.С. Современные методы регионального прогноза нефтегазоносности // Нефть и газ. - 2009. - № 2(50). - С. 23-38.

103 Жолтаев Г.Ж., Марабаев Ж.Н., Утегалиев С.А. и др. Строение и перспективы нефтегазоносности Северного Каспия. - 2005. - С. 127-130.

104 Pronin N.A., Pronin A.P., Dzhumabaev T.E., Uteev R.N. Lithological and stratigraphic characteristics of the Upper Permian and Triassic deposits of the Karachaganak oil and gas condensate field // Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry. - 2022. - Vol. 4, № 3. - P. 10-21.

105 Попков В.И., Попков И.В. Триасовые отложения Аксу-Кендырлинской ступени Южно-Мангышлакского прогиба // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. - 2025. - № 2. - С. 5-14.

106 Попков В.И., Попков И.В. Строение триасовых отложений Северного Прикарабогазья // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т. 20. - № 3.

107 Uzbekgaliev R., Al-Dujaili A.N., Tileuberdi N., Auelkhan E., Togizov K., Amralinova B., Akbarov E., Sanatbekov M. Lithological Types of Deposit - A New Strategy for Exploration Works for Oil and Gas in Southern Mangushlak, Kazakhstan // ES Energy & Environment. - 2025. - Vol. 29.

108 Кипарисова Л.Д., Курбатов В.С. О наличии триасовых отложений в Туаркыре // Известия АН СССР. - 1952. - № 6. - С. 117-124.

109 Yang L., Wang C., Bagas L., Du B., Zhang D. Mesozoic-Cenozoic sedimentary rock records and applications for provenance of sediments and affiliation of the Simao Terrane, SW China // International Geology Review. - 2019. - Vol. 61, № 18. - P. 2291-2312.

110 Попков В.И., Ларичев В.В., Попков И.В. Строение и условия формирования резервуаров нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлака // Нефтяная провинция. - 2023. - № 2(34). - С. 47-66.

111 Чербянова Л.Ф., Попков В.И., Проняков В.А. Литологические особенности и коллекторские свойства триасового вулканогенно-карбонатного комплекса Южного Мангышлака // Геология нефти и газа. - 1984. - № 11. - С. 55-59.

112 Nichols G. Sedimentology and Stratigraphy. - 2nd ed. - Wiley-Blackwell, 2009.

113 Boggs S. Principles of Sedimentology and Stratigraphy. - 5th ed. - Pearson, 2011.

114 Miall A.D. Stratigraphy: A Modern Synthesis. - Springer, 2016.

115 Brandano M., Mateu-Vicens G., Baceta J.I. Understanding carbonate factories through palaeoecological and sedimentological signals // Sedimentology. - 2021. - P. 5-23.

116 Tucker M.E., Wright V.P. Carbonate Sedimentology. - Oxford: Blackwell Scientific Publications, 1990.

117 Попков В.И., Попков И.В. Состав и постдиагенетические преобразования отложений нижнего структурного яруса палеозоя Запада

Туранской плиты // Геология, география и глобальная энергия. - 2019. - № 4(75). - С. 67-77.

118 Kozhagulova A., Dillinger A., Bayramov E., Iltukov R., Holbrook J., Fustic M. Geothermal energy potential of the Mangyshlak Basin, western Kazakhstan // Geothermics. - 2023. - Vol. 109. - 102655.

119 Попков В.И., Письменная О.В. Типы разрезов и нефтегазоносность триаса Южного Мангышлака // Советская геология. - 1989. - № 1. - С. 18-24.

120 Попков В.И., Попков И.В. Сегендыкско-Песчаномысское позднепалеозойско-раннетриасовое погребенное поднятие Южно-Мангышлакского прогиба и его нефтегеологическое значение // Нефтяная провинция. - 2023. - № 3(35). - С. 1-17.

121 Попков В.И., Попков И.В. Нефтегазоносность триасового вулканогенно-карбонатного комплекса Южно-Мангышлакского прогиба // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. - 2024. - Т. 51. - № 2(114). - С. 5-13.

122 Попков В.И., Попков И.В. Литологический контроль размещения залежей углеводородов в триасовых отложениях юго-запада Туранской плиты // Нефтяная провинция. - 2024. - № 3. - С. 43-66.

123 Липатова В.В., Волож Ю.А., Самодуров В.И. Триас Прикаспийской впадины и перспективы его нефтегазоносности. - М.: Недра, 1982. - Вып. 236. - 152 с.

124 Липатова В.В., Волож Ю.А., Воцалевский Э.С. и др. Доюрский комплекс Северного Устюрта и полуострова Бузачи. - М.: Недра, 1985. - 132 с. - Труды ВНИГНИ. Вып. 254.

125 Международная тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления: объяснительная записка / под ред. В.Е. Хаина, Н.А. Богданова. - М.: Научный мир, 2003. - 116 с.

126 Назаревич Б.П., Назаревич И.А., Швыдко Н.И. Нижнетриасовые отложения Скифской плиты, формации и нефтегазоносность // Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. - М.: Наука, 1983. - С. 123-151.

127 Нуралин Н.Н., Иваньшин Б.Ф., Джаминов К. К стратиграфии Мангышлакского Каратау // Известия АН КазССР. Серия геологическая. - 1979. - № 3. - С. 63-68.

128 Пронин А.П., Шестоперова Л.В. Литолого-стратиграфическая характеристика доюрских отложений Северо-Каспийского поднятия // Недра Поволжья и Прикаспия. - 2019. - Вып. 99. - С. 35-37.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Сертификат о прохождении научной стажировки в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова по программе «Современные методы стратиграфии», 2021г.



СЕРТИФИКАТ

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ имени М.В.ЛОМОНОСОВА

Выдан

Жиенбаевой Гульбану Измухановне

Прошедшей on-line стажировку на кафедре палеонтологии

по «Современным методам стратиграфии»

с 7 и 20 апреля 2021 г. (73 часа)

МГУ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

ДЕКАН ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ МГУ АКАДЕМИК Д.Ю. ПУЩАРОВСКИЙ

РЕГ. № 15

ДАТА «21» апреля 2021г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Сертификат об участии в Республиканской научной и научно-технической конференции «Актуальные проблемы наук о Земле», Ташкент, 2024 г.



O‘ZBEKISTON RESPUBLIKASI
OLIY TA’LIM, FAN VA INNOVATSIYAYALAR VAZIRLIGI

MIRZO ULUG‘BEK NOMIDAGI
O‘ZBEKISTON MILLIY UNIVERSITETI

GEOLOGIYA VA MUHANDISLIK
GEOLOGIYASI FAKULTETI

“YER HAQIDAGI FANLARNING
DOLZARB MUAMMOLARI”
Respublika Ilmiy va ilmiy-texnik
konferentsiyasi
Toshkent, 2024-yil 26-aprel

Jiyenbayeva Gulbanu Izmuxanovna

SERTIFIKAT

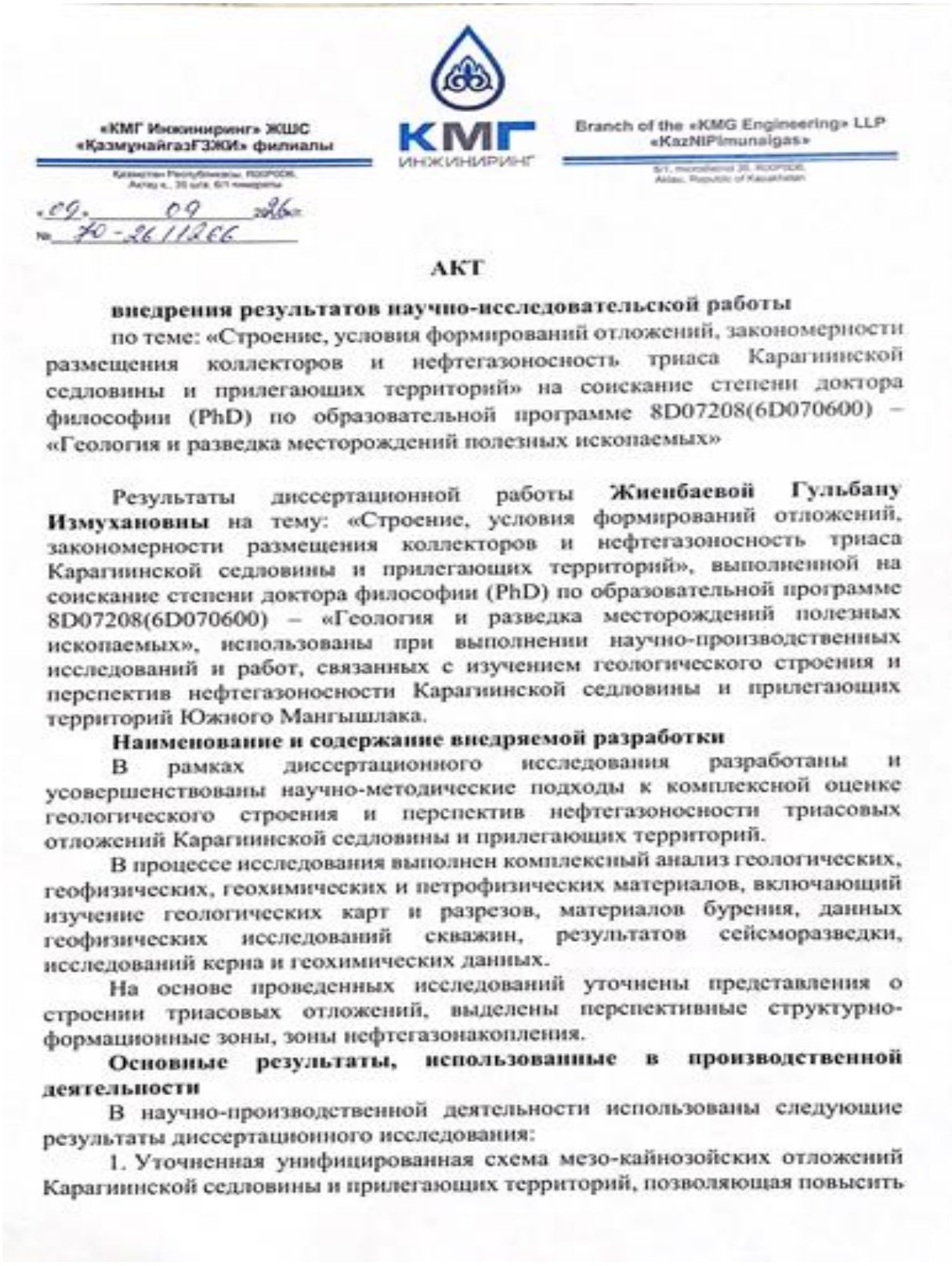
bilan taqdirlanadi

DEKAN A.Z.UMAROV

2024-yil

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Акт внедрения результатов научно - исследовательской работы, 2026 г.



«КМГ Инжиниринг» ЖШС
«ҚазмұнайгазГЗЖИ» филиалы

Branch of the «KMG Engineering» LLP
«KazNIPImunaigas»

«09» 09 2026 г.
№ 70-26/1266

АКТ

внедрения результатов научно-исследовательской работы

по теме: «Строение, условия формирований отложений, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность триаса Карагиинской седловины и прилегающих территорий» на соискание степени доктора философии (PhD) по образовательной программе 8D07208(6D070600) – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых»

Результаты диссертационной работы **Жиенбаевой Гульбану Измухановны** на тему: «Строение, условия формирований отложений, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность триаса Карагиинской седловины и прилегающих территорий», выполненной на соискание степени доктора философии (PhD) по образовательной программе 8D07208(6D070600) – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых», использованы при выполнении научно-производственных исследований и работ, связанных с изучением геологического строения и перспектив нефтегазоносности Карагиинской седловины и прилегающих территорий Южного Мангышлака.

Наименование и содержание внедряемой разработки

В рамках диссертационного исследования разработаны и усовершенствованы научно-методические подходы к комплексной оценке геологического строения и перспектив нефтегазоносности триасовых отложений Карагиинской седловины и прилегающих территорий.

В процессе исследования выполнен комплексный анализ геологических, геофизических, геохимических и петрофизических материалов, включающий изучение геологических карт и разрезов, материалов бурения, данных геофизических исследований скважин, результатов сейсморазведки, исследований керна и геохимических данных.

На основе проведенных исследований уточнены представления о строении триасовых отложений, выделены перспективные структурно-формационные зоны, зоны нефтегазонакопления.

Основные результаты, использованные в производственной деятельности

В научно-производственной деятельности использованы следующие результаты диссертационного исследования:

1. Уточненная унифицированная схема мезо-кайнозойских отложений Карагиинской седловины и прилегающих территорий, позволяющая повысить

обоснованность интерпретации стратиграфического строения исследуемой территории.

2. Результаты структурно-тектонического анализа, включая выявление разломных зон, структурных элементов и потенциальных ловушек углеводородов.

3. Результаты сейсмостратиграфического и сейсмофациального анализа, использованные при интерпретации геолого-геофизических материалов и построении структурных представлений о глубинном строении исследуемой территории.

4. Результаты палеогеографического, литолого-фациального и формационного анализа, позволившие выделить структурно-формационные зоны, имеющие значение для прогнозирования нефтегазоносности.

5. Результаты геохимической оценки нефтематеринских толщ и рассеянного органического вещества, использованные для определения условий генерации и миграции углеводородов.

6. Результаты оценки коллекторских свойств триасовых отложений, имеющие значение для прогноза возможного формирования и размещения залежей углеводородов.

7. Выделенные и обоснованные перспективные зоны, рекомендуемые для дальнейшего изучения и постановки поисково-разведочных работ.

Область применения

Полученные результаты использованы в качестве научно-методической основы при комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов, анализе структурно-тектонического строения, корреляции геологических разрезов и прогнозировании перспективных нефтегазоносных объектов.

Разработанные подходы имеют практическое значение для совершенствования методики поиска и прогноза залежей углеводородов в пределах Карагинской седловины и прилегающей территории

Особое значение результаты имеют для обоснования дальнейших направлений геологоразведочных работ и снижения геологических рисков при выборе перспективных объектов.

Практическая значимость от внедрения результатов исследования

Внедрение результатов исследования в рамках диссертационной работы позволит:

- повысить качество и достоверность интерпретации геолого-геофизических материалов;
- уточнить особенности геологического и структурно-тектонического строения перспективных зон с улучшенными коллекторскими свойствами;
- повысить степень обоснованности прогнозирования зон возможного нефтегазонакопления;
- усовершенствовать методы и подходы к выявлению структурных и неструктурных ловушек углеводородов;
- повысить обоснованность выбора наиболее перспективных объектов для проведения дальнейших поисково-разведочных работ;
- снизить уровень геологических и инвестиционных рисков при планировании и проведении геологоразведочных мероприятий.

Количественный экономический эффект от внедрения в настоящем акте не приводится, поскольку результаты диссертационного исследования имеют преимущественно геолого-прогнозный и научно-методический характер, а окончательная экономическая оценка эффективности поисково-разведочных работ определяется на последующих стадиях их проведения.

Основанием для использования результатов диссертационной работы являются результаты проведенных автором исследований, включающие анализ геологических, геофизических и геохимических материалов, результаты сейсмостратиграфического и литолого-фациального анализа, корреляции геологических разрезов.

Заключение

Результаты диссертационной работы **Жиенбаевой Гульбану Измухановны** имеют практическую значимость и использованы в научно-производственной деятельности при решении задач, связанных с геологическим изучением, прогнозированием нефтегазоносности и обоснованием перспективных объектов в пределах Карагиинской седловины и прилегающих территорий.

Внедренные научно-методические подходы позволяют повысить обоснованность геологоразведочных решений, совершенствовать прогнозирование перспективных нефтегазоносных объектов и обеспечивать более эффективное планирование дальнейших поисково-разведочных работ.

Первый заместитель директора
филиала по геологии и разработке
ТОО «КМГ Инжиниринг»
«КазНИПИмунайгаз» Р.М. Аглешов

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Акт внедрения результатов научно-исследовательской работы в учебный процесс Каспийского университета технологии и инжиниринга имени Ш. Есенова

«Утверждаю»
Проректор по академической работе
НАО «Каспийский университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова »
_____ Макулов К.К.
«____» _____ 2026 г.

АКТ
внедрения результатов научно-исследовательской работы
в учебный процесс

"Мы", нижеподписавшиеся, декан факультета «Инжиниринг» Сейдалиев А.А., ассоциированный профессор Тогашева А.Р. и автор работы Жиенбаева Г.И. по теме «Строение, условия формирований отложений, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность триаса Карагиинской седловины и прилегающих территорий» был составлен настоящий акт о том, что результаты его научно - исследовательской работы имеют теоретическое и практическое значение для учебного процесса по направлению подготовки образовательной программы 6В07208-«Геология и разведка месторождений полезных ископаемых». Результаты научно-исследовательской работы включены в учебный процесс университета на лекционных и практических занятиях по дисциплинам «Сбор и анализ геологических данных» в осеннем семестре 2025-2026 учебного года и «Введение в исследования», в весеннем семестре 2025-2026 учебного года и «Поиски и разведка месторождений полезных ископаемых» в осеннем семестре 2026-2027 учебного года, по направлению подготовки образовательной программы 6В07208 - «Геология и разведка месторождений нефти и газа».

Основные результаты работы: проведенные экспериментальные исследования позволили дополнить и развить представления о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности триасовых отложений Карагиинской седловины и прилегающих территорий на примере месторождений Ащиагар, Алатюбе, Сев.Карагие, Атамбай-Сартюбе.

Влияние внедрения (использования) результатов реализации: внедрение результатов научного исследования в учебный процесс необходимо для повышения его качества, улучшения профессиональной компетентности по дисциплине.

Декан факультета «Инжиниринг» _____ **Сейдалиев А.А.**

Ассоциированный профессор, зав. кафедрой «Геология и нефтехимический инжиниринг» _____ **Тогашева А.Р**

Автор _____ **Жиенбаева Г.И.**