

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К.Турысова
Кафедра геологии нефти и газа

Ходжаев Рахат Газизулы

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Перспективы поиски нефти и газа в триасовых отложений Южного
Мангышлакского бассейна
6M070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Научный руководитель
кандидат геолого-
минералогических наук,
сениор-лектор
 Узбекгалиев Р.Х.
«_ 1 _» _июля_ 2020г.

Рецензент
Доктор PhD
 Тогизов К.С.
«_ 2 _» _____июля_____2020г.

Нормконтроль
 Санатбеков М.Е.
«1» июля 2020г.

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Геологии нефти и газа

_____Енсеппбаев Т.А.
«_ 2 _» _июля_____2020г.

Алматы, 2020

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН
Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии, нефти и горного дела имени К.Турысова
Кафедра геологии нефти и газа

6M070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Геологии нефти и газа
Доктор PhD
_____ Енсеппбаев Т.А.
« 2 » июля _____ 2020г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Ходжаеву Рахату Газизулы

Тема: Перспективы поиска нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна

Утверждена приказом Ректора Университета №1193-м от «29»_10_2018г.

Срок сдачи законченной диссертации «01»_06_2020г

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) Изучение геологического строения района;
- б) Фациально-палеогеографические и геохимические анализ нефтематеринских пород;
- в) Изучение литолого-петрографическая характеристика коллекторов
- г) Корреляция триасовых отложений

Структурные карты по основным отражающим горизонтам.

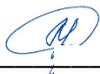
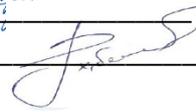
Рекомендуемая основная литература:

1. Текст отчета Программа геолого-разведочных работ на месторождениях АО«ММГ» г. Актау 2013г.
2. Отчет Переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведки 3Д МОГТ на месторождениях Алатюбе, Атамбай-Сартюбе и Ащиагар. г.Алматы- Актау 2013,

Подписи

Консультантов и нормоконтролера на законченную магистерскую диссертацию с указанием относящихся к ним разделов диссертации

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч.степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Геологическое строения	Узбекгалиев Р.Х. Кандидат геолого-минералогических наук, сениор-лектор	01.07.20	
Фациально-палеогеографические и геохимические анализ нефтематеринских пород;	Узбекгалиев Р.Х. Кандидат геолого-минералогических наук, сениор-лектор	01.07.20	
Литолого-петрографическая характеристика коллекторов	Узбекгалиев Р.Х. Кандидат геолого-минералогических наук, сениор-лектор	01.07.20	
Корреляция триасовых отложений	Узбекгалиев Р.Х. Кандидат геолого-минералогических наук, сениор-лектор	01.07.20	
Перспективы поисковоразведочных работ	Узбекгалиев Р.Х. Кандидат геолого-минералогических наук, сениор-лектор	01.07.20	
Нормконтроллер	Санатбеков М.Е.	01.07.20	

Научный руководитель  Узбекгалиев Р.Х.
Задание принял к исполнению обучающийся  Ходжаев Р.Г.

Дата « 1 » июля 2020г.

АННОТАЦИЯ

В данной работе исследованы геологическое строение и нефтегазоносности триасовых отложений Южного Мангистауа, уделено большое внимание мало изученному средне триасовому отложению, с которым связываются высокие потенциальные возможности открытия новых залежей нефти и газа.

Материалы исследований позволили сформировать обобщенные представления о особенности обстановки осадконакопления триасовых отложений, и перспективах сложно построенных объектов Южного Мангистауа. Триасовые отложения Южно-Мангистауского бассейна представляет большой интерес в поисково-разведочных работах.

АҢДАТПА

Бұл жұмыста Оңтүстік Маңғышлақтың триас шөгінділерінің геологиялық құрылымы мен мұнай-газдылығы зерттелді, аз зерттелген орта триасттық шөгіндіге көп көңіл бөлінді, онымен мұнай мен газдың жаңа шоғырларын ашудың жоғары әлеуетті мүмкіндіктері байланыстырылады.

Зерттеу материалдары триасты түзілімдерінің қалыптасу жағдайының ерекшеліктері мен Оңтүстік Маңғышлақтың күрделі объектілерінің перспективалары туралы жалпылама түсінік қалыптастыруға мүмкіндік берді. Оңтүстік Маңғышлақ бассейнінің триас түзілімдері іздеу-барлау жұмыстарына үлкен қызығушылық тудырады

ABSTRACT

In this study we investigated the geological structure and petroleum potential of Triassic deposits of southern Mangyshlak, paid great attention to little-studied mid Triassic deposition are associated with high potential of opening new oil and gas reservoirs.

The research materials allowed us to form generalized ideas about the features of the situation of sedimentation of Triassic deposits, and the prospects of completely constructed objects of southern Mangyshlak. Triassic deposits of the South Mangyshlak basin are of great interest in prospecting and exploration

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Общие сведения	9
2 Геологическое строение	11
2.1 Геолого-геофизическое изученность	11
2.2 Литолого- стратиграфическая характеристика	14
2.3 Тектоника	20
2.4 Нефтегазоносность	24
2.4.1 Краткое описание нефтегазоносности месторождений в триасовых отложениях	26
3 Перспективы нефтегазоносности в триасовых отложениях	32
3.1 Фациально-палеогеографические и геохимические анализ нефтематеринских пород Южного Мангистауа	32
3.2 Литолого-петрографическая характеристика коллекторов	36
3.4 Перспективы нефтегазоносности и поисково-разведочных работ	38
3.5 Корреляция триасовых отложений	39
3.6 Рекомендации по проведению ГРП	42
Заключение	43
Литература	44

ВВЕДЕНИЕ

Южный Мангистау — один из основных нефтегазоносных районов Казахстана. На территории которого выявлены такие крупные месторождения как Жетыбаи, Узень, Тасбулат, Тенге и др. Промышленные скопления углеводородов приурочены здесь к мезозойским отложениям. В последнее время перспективных юрских и меловых структур в значительной степени мало, в связи с чем эффективность поисково-разведочных работ резко упала. Основные перспективы нефтегазоносности на Южном Мангистауе связаны с триасовым комплексом.

Целью настоящей работы было изучение геологического строения Южного Мангистауа поднятия по данным предыдущих исследований и новых данных, полученных в результате интерпретации сейсмических материалов 3Д, проведенной на территории Южного Мангистауа.

Выполненная сейсмическая интерпретация, корреляция отражений и тектонических нарушений, получение глубинных разрезов, структурных карт, палеотектонический анализ позволили наметить перспективные участки для поиски и разведки по триасовым отложениям.

Особое внимание в процессе проведения исследований было уделено изучению строения и выявлению перспективных объектов в средне триасовых отложениях.

Даны рекомендации по заложению поисковых скважин и проведении детально геолого-геофизических работ, произведена оценка нефтеносности района.

1 Общие сведения

Южный Мангистауский бассейн является одним из крупных регионов добычи нефти и газа в Казахстане, такие крупные месторождений как Жетыбай, Узень, Карамандыбас, Асар, Тенге и др.

Все они локализованы в осадочных отложениях юрско-мелового чехла, слагающих хорошо изученный верхний этаж нефтегазоносности эпигерцинской плиты, в котором новые крупные открытия углеводородов маловероятны.

В строении рассматриваемой области залегают породы триас-палеозойских отложений промежуточного этажа.

В среднетриасовых карбонатных отложениях связаны Песчаномысско-Ракущечной поднятий, Жетыбай-Узеньской ступени и Карагинской седловины – Ракущечное, Оимаша, Южный Жетыбай, Тасболат, Придарожное, Северный Аккар, Северное Карагие, Алатюбе, Ашиагар, Атамбай-Сартюбе, и др., с фонтанными притоками нефти (рис. 1).

В орографическом отношении район характеризуется сложным рельефом дневной поверхности: крутые обрывистые склоны северной части впадины Карагие, зоны наноса и под ними останцы, и небольшие равнинные участки.

Климат полупустынный, резко континентальный, аридный. Лето сухое, жаркое, температура достигает $+45^{\circ}\text{C}$, а зима холодная малоснежная с температурой до -30°C . Часто дуют сильные ветры, которые сопровождаются пыльными бурями. Господствующее направление ветров – восточное и юго-восточное. Дожди редкие, в основном, осадки выпадают в весенний и осенний периоды. Среднегодовое количество осадков не превышает 140 мм. Растительный и животный мир района характерен для зоны полупустыни. Растительность скудная: полынь, осока, верблюжья колючка, саксаул.

Животный мир представлен паукообразными, пресмыкающимися, грызунами и парнокопытными. Из пернатых встречаются куропатки, орлы, ястребы.



Рисунок 1-Обзорная карта Южного Мангышлака

2 Геологическое строение

2.1 Геолого-геофизическое изученность

Геолого-геофизическое изучение Мангистауа было начато в пятидесятых годах прошлого века, когда была дана дифференцированная оценка перспектив нефтегазоносности, и был разработан план поисково-разведочных работ (Калинин Н.А.1951г.). Предусмотренный комплекс геолого-геофизических работ был проведен до 1960 гг. Были проведены высокоточная аэромагнитная съемка (1956-1958г.г.) и гравиметрическая съемка (1958г.), по результатам построены карты магнитных аномалий и аномалий силы тяжести в масштабе 1:200000. Наряду с этим была проведена рекогносцировочная, а впоследствии и детальная сейсморазведка МОВ 2Д в масштабе 1:100000 на наиболее перспективных поднятиях: Жетыбаиском (1957-1958г.г.), Узеньском и Восточно-Жетыбаиском (1959-1960г.г.) в пределах нынешней Южно-Мангистауской нефтяной провинции [1].

По результатам этих работ были пробурены глубокие скважины и в юрских отложениях открыты уникальные месторождения нефти и газа Южного Мангистауа – Жетыбаи (1961г.) и Узень (1962г.). В ходе дальнейших геологоразведочных работ был выявлен целый ряд небольших месторождений нефти и газа в толще юрских отложений, однако столь масштабных скоплений, как первые месторождения, больше установлено не было.

К концу 70-х годов было выявлено около половины всех известных месторождений Южно-Мангистауской нефтегазоносной области (20 из известных 42) из них 14 нефтяных и газонефтяных и 6 газовых. В триасовых отложениях было установлено всего одно месторождение (С.З. Жетыбаи) и еще в трех месторождениях (Ю. Жетыбаи, Тасбулат, Ракушечное) была установлена продуктивность триасовых отложений, наряду с продуктивностью юрских. По мере того, как фонд структур на юрские коллекторы исчерпывался, в бурение вводились более глубоко залегающие и в большей степени тектонически дислоцированные объекты в отложениях триаса.

В 1978г. был проведен анализ материалов МОГТ на территории Южно-Мангистауской нефтегазоносной области (Арбузов В.Б., Волож Ю.А. и др.), по результатам которого была подготовлена региональная структурная основа по триасовым отложениям. Эти материалы послужили основой начала разведки триасовых отложений.

В результате дальнейшего продолжения геологоразведочных работ до конца девяностых годов было выявлено еще 21 месторождение -17 в восьмидесятые годы и только 4 в девяностые, из которых 15 месторождений были газонефтяными и 6 газовыми. В том числе в триасовых отложениях было выявлено 14 залежей. В 2000-е годы к ним добавилось нефтяное месторождение Аккар Северный, также приуроченное к триасовым отложениям.

Как самостоятельный тектонический элемент Карагинская седловина была впервые выделена в 1965 году на схеме составленной Муромцевым В.С. по материалам ВНИГРИ, ЗКГУ, трестов «Мангистаунефтегазразведка», «Казнефтегеофизика» и конторы «Спецгеофизика». Региональными геолого-геофизическими работами район Карагинской седловины был охвачен еще в 50-е годы. Эти исследования включали в себя Государственную геологическую съемку масштаба 1:200000, гравиметрическую и аэромагнитную съемки масштаба 1:200000, и 1:500000, а также региональное сейсмическое профилирование, однако наличие структур в данном районе зафиксировано не было.

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 Мангистауа 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.

В 1966-1968 гг. на участке Кариман, расположенном в 4 км к северо-востоку от Северо-Карагинского поднятия, трестом МНГР проводилось поисковое бурение. Всего было пробурено 4 скважины. В процессе проведения пластовых испытаний в разрезе нефтегазопроявлений не наблюдалось. Кроме того, по данным бурения отработывалась методика интерпретации сейсмических материалов в условиях изменчивого разреза, а так же изучение литологической характеристики, стратиграфии и толщины отложений.

В 1968 году трестом «Мангистаунефтегеофизика» были проведены детальные площадные работы МОВ в пределах Северо-Карагинской площади. В результате этих исследований по III отражающему горизонту (известняки валанжинского яруса) была зафиксирована западная периклинали структуры субширотного простирания. Размеры ее в пределах замкнутой изогипсы –1710 м составляли 3,5х3,0 км.

В 1977 году трестом «Мангистаунефтегеофизика» проводились детальные сейсморазведочные работы МОГТ на площади Атамбай - Алатюбе - Шевченко. В результате этих исследований были закартирована по II и III отражающим горизонтам северо-западная периклинали поднятия на площади Карагие Северный. По кровле триасовых осадочных отложений и по подошве среднетриасовых осадочных отложений была закартирована самостоятельная структура, ориентированная в направлении северо-запад – юго-восток.

На структуре Северное Карагие, выявленной сейсморазведочным работам МОГТ, в 1980 году начались работы по подготовке ее к поисковому бурению. В этом же году был составлен проект поискового бурения. Перед поисковым бурением ставились задачи: выяснение нефтегазоносности

юрских, триасовых и палеозойских отложений; изучение геологического строения юрских, триасовых и палеозойских отложений; изучение литологии и стратиграфии до юрского разреза; выяснение физических параметров пород (пористость, проницаемость, плотность и др.); получение исходных данных для предварительной оценки запасов залежей углеводородов.

В течение 1981-1982 гг. площадь перекрывается тремя новыми сейсмическими профилями. В 1983 году, после окончания бурения скважины 1, был отработан сейсмический профиль, соединяющий скважину 1 - Карагие Северное со скважиной 17 - Оймаша. Результаты этих работ и данные бурения позволили уточнить конфигурацию и глубину залегания свода структуры. В общем, плане положение структуры не изменилось.

В октябре 1984 г. в скважине 1 Карагие Северное при опробовании отложений верхнетриасового возраста был получен фонтан нефти. К этому времени была пробурена и находилась в опробовании скважина 2. Результаты бурения и опробования поисковых скважин 3, 4, 5, 6, 7, 8 уточнили геологическое строение структуры и границы залежи.

На стадии завершения поискового бурения был составлен проект пробной эксплуатации, которым предусматривалось бурение пяти скважин (10-14) опережающих эксплуатационных скважин. В соответствии с проектом пробурена скважина 14.

В 1988 году на месторождении были проведены детальные сейсмические исследования МОГТ, в результате которых уточнено положение тектонического нарушения I и выявлены опережающие его мало амплитудные нарушения. Поисково-разведочные работы на месторождении Северное Карагие проводились с сентября 1982 г. по сентябрь 1989 г.

На территории Карагиинской седловины в течение 1977-1988 гг. трестом «Мангистауннефтегазразведка» сейсморазведочными работами МОГТ в отложениях триаса были выявлены и подготовлены к поисковому бурению ряд структур. В поисковое бурение структура Северное Карагие была введена в сентябре 1982 года, а в октябре 1984 года в скважине 1 из отложений верхнего триаса получен первый фонтан нефти. В апреле 1987 г. было начато поисковое бурение на структуре Алатюбе и в октябре 1987 года в скважине 1 с глубины 3758 м из среднетриасовых осадочных отложений был получен фонтанный приток нефти дебитом 1400 м³/сут на 13 мм штуцере.

Месторождение Атамбай-Сартюбе было открыто в 1989г в результате испытания объекта в среднетриасовых отложениях в первой скважине (№1). Нефтяная залежь установлена при опробовании среднетриасовых отложений, из которых был получен промышленный приток нефти. Структура была подготовлена к бурению в 1988г, как идругое поднятие, Ащиагар в результате детальных сейсморазведочных работ. В конце 1990г в результате бурения скв. 1 Ащиагар также был получен фонтанный приток из среднетриасовых пород и было открыто месторождение Ащиагар. Месторождение было введено в пробную эксплуатацию в 1993г.

В 1986-87гг НГДУ «Жетыбаинефть» начало разработку месторождений Карагие Северный и Алатюбе, в впоследствии, также были включены и другие месторождения (рис. 2).

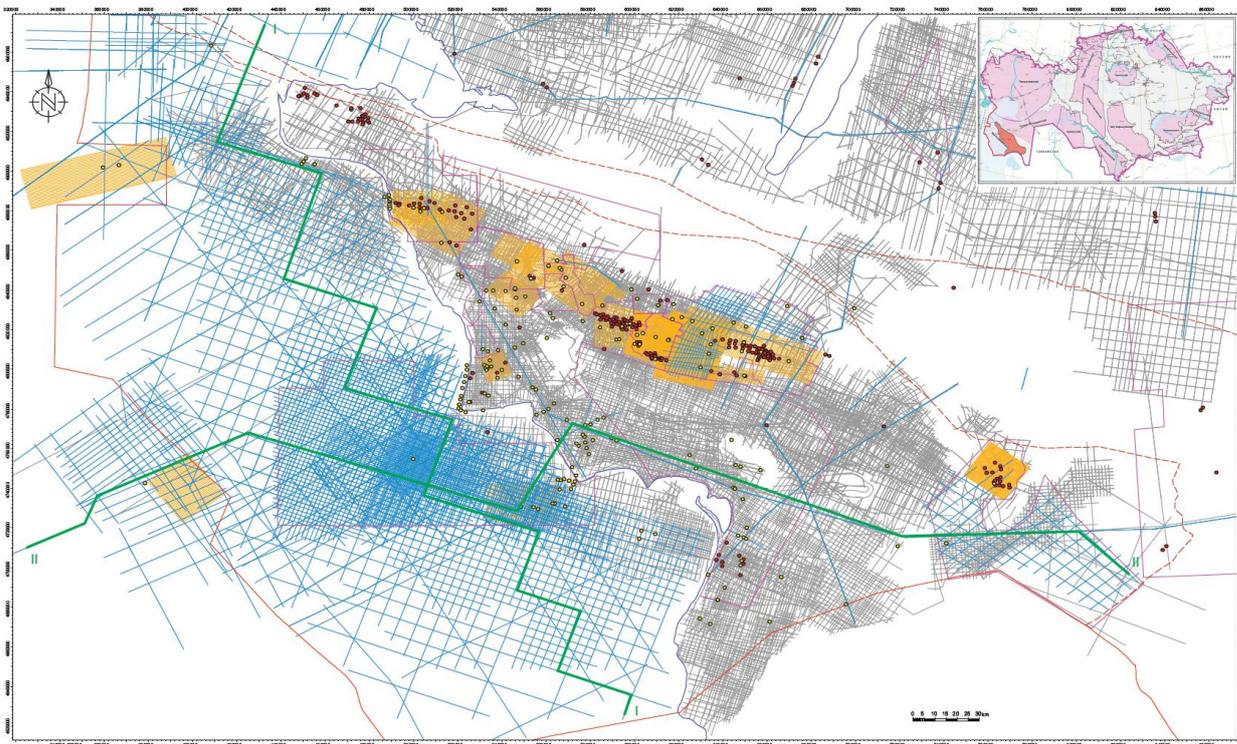


Рисунок 2-Карта геолого-геофизическое изученности

2.2 Литолого- стратиграфическая характеристика

На месторождениях Южного Мангышлака участвуют породы палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений, представленный породами пермско-каменноугольной, триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой систем.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза приведена в соответствии со схемой расчленения, разработанной в процессе разведки на основе данных литолого-биостратиграфического изучения.

Осадочная толща залегает на дислоцированных палеозойских отложениях, при этом считается, что фундамент сложен раннепалеозойскими отложениями, к которым относятся различные по составу сланцы, а средний и верхний палеозой (слабометаморфизованные аргиллиты и грубообломочные породы) относятся к низам платформенного чехла. В целом разрез состоит из трех основных частей, отвечающих главным этапам геологического развития данной территории – складчатого основания (ранний палеозой), дислоцированного промежуточного (средний палеозой-триас) и слабодислоцированного (юра-неоген) ортоплатформенного [8].

Ниже представлено описание литолого-стратиграфических подразделений, которое отражено в сводном геологическом разрезе(рис. 3).

Палеозойская эратема

Наиболее древними отложениями в пределах группы месторождений являются породы палеозойского возраста, вскрытые всеми скважинами. Представлены отложения палеозоя темно-серыми до черных сланцами и аргиллитами глинисто-углистыми, метаморфизованными и песчаниками с алевролитами от мелко- до крупнозернистых, иногда с прослоями темно-серых, глинистых известняков. По споропыльцевым комплексам возраст отложений датируется как поздний карбон - ранняя пермь. В скважине 1 Карагие Северный вскрытая толща палеозойских отложений достигает 550 м.

Толща палеозоя вскрыта в скважине 25 Жетыбай на глубину более чем 700 метров. Породы представлены черными аргиллитами в нижней секции и грубообломочными породами в верхней части. К кровле палеозойских отложений приурочен отражающий горизонт.

Триасовая система

Нижний отдел

Нижний отдел в составе индского яруса представлен переслаиванием пестроцветных песчаников алевролитов и аргиллитов, с преобладанием последних разностей. Песчаники в основном среднезернистые слабо отсортированные, полимиктовые. В основании залегает грубообломочный песчаник с гравийно-галечный материалом, перекрывающий метаморфические породы палеозоя и, соответствующий базальному терригенному горизонту, залегающему на размытой поверхности палеозойского фундамента. Толщина отложений в пробуренных скважинах изменяется от 0 до 26м.

Средний отдел

Традиционно среднетриасовые отложения разделяются на две различные по литологическому составу толщи: карбонатную (вулканогенно-карбонатную) внизу и терригенную (вулканогенно-аргиллитовую) вверху. Повсеместно вулканогенный материал в карбонатной толще представлен в виде маломощных прослоев песчаников, алевролитов, туфоалевролитов и туфопесчаников. Карбонатная толща в свою очередь разделяется на две пачки: Т2Б -вулканогенно-доломитовую и Т2А -вулканогенно-известняковую.

Вулканогенный-доломитовый пачки Т2Б залегает несогласно на нижнетриасовых отложениях и представлена в разной степени доломитизированными известняками до доломита. Карбонатные породы представлены известняками серовато-бежевыми, бежевыми от пелитоморфных с редкими органогенными остатками (вакстоун) до органогенно-детритовых (пакстоун, грейнстоун). Нередко выделяются оолитовые разности, иногда до биогермных пород (баундстоун). Известняки в во разной уровня доломитизированы вплотную вплоть до доломита, перекристаллизованы до крипто тонко кристаллических. Преобладают зернистые разности карбонатных пород (пакстоун, грейнстоун) достигающие

80%, пелитоморфные составляют порядка 15% и на биогермные приходится не более 5%. Встречаются прослои аргиллита, вулканогенного происхождения темно-серого иногда зеленоватого, микрослюдистого консолидированного, иногда с кальцитовыми прожилками. Толщина нижней карбонатной части среднего триаса составляет 40-70м, хотя в направлении к Беке-Башкудукскому валу она увеличивается до 100-150м. Сейсмический горизонт 2^I приурочен к подошве пачки Т2Б.

Верхняя вулканогенно-известняковая пачка (Т2А) карбонатного среднего триаса, общей толщиной до 75м, представлена преимущественно пелитоморфными глинистыми известняками вплоть до мергеля черными и темно-серыми с многочисленными прослоями зеленовато-серых туфов, толщиной от 0,1 до 2,5м с редкими прослоями алевролитов и песчаников. К кровле пачки, где развиты пористо-кавернозные коллекторы, приурочены залежи нефти. Эта часть разреза сложена черными пелитоморфными известняками с многочисленными прослоями (до 2,0м) светло-серых и коричневатых полидетритовых разностей, пористых, кавернозных. Для известняков характерно развитие трещиноватости. К кровле вулканогенно-известняковой пачки приурочен сейсмический отражающий горизонт 2^{II} .

Вулканогенно-аргиллитовая толща представлена неравномерным чередованием туфоаргиллитов, аргиллитов с редкими прослоями туфов и туфопесчаников темно-серой до черной окраски. Толщина пачки изменяется в пределах 70-90 метров.

Верхний отдел

В пределах Карагиинской седловины верхнетриасовые отложения вскрыты всеми скважинами на четырех месторождениях АО «ММГ».

Верхнетриасовые туфогенно-терригенные отложения залегают с размывом на среднетриасовых породах. Разрез отложений начинается с грубозернистой песчано-алевролитовой пачки, толщиной порядка 20-30 м. Литологически пачка представлена песчаниками, алевролитами, туфопесчаниками и туфоалевролитами грубозернистыми, серыми и темно-серыми. Эта пачка свидетельствует о начале нового цикла в осадконакоплении. К этой пачке приурочены залежи нефти на многих месторождениях Южного Мангышлака. По подошве этой пачки проведена граница между средним и верхним отделами триаса и к ней приурочен сейсмический отражающий горизонт 2 .

В разрезе верхнетриасовых отложений выделены и прослежены две толщи пород, отличающиеся по литологическому составу: вулканогенно-терригенная и терригенная.

Нижняя толща вулканогенно-терригенная представлена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов, туфоалевролитов, туфопесчаников, туфоаргиллитов и туфов. Коллекторы верхнего триаса приурочены к низам разреза нижней пачки и представлены песчаниками неравномерно-зернистыми, крупно- и среднезернистыми, полимиктовыми.

Для пачки характерно незначительное изменение общей толщины от 270 м до 310 м и в среднем составляет 283 м.

Верхняя терригенная пачка характеризуется преобладанием в разрезе аргиллитов и алевролитов, черных и темно-серых. В пачке практически исчезают туфогенные породы и лишь в низах разреза встречаются единичные маломощные прослои туфовых пород. В основании пачки залегает пласт грубообломочных пород мощностью порядка 10-30 м, который хорошо прослеживается по площади структур, к нему приурочен сейсмический отражающий горизонт I^{III} . Пласт представлен гравелитом, конгломератом, галькой, песчаником плохо отсортированным (скважина 3, Сев. Карагие),

Толщина пачки изменяется от 240 м (скважина 7) до 368 м (скважина 4). Увеличение толщины этой пачки наблюдается с северо-запада, запада на восток и юго-восток. Значительное изменение толщины этой пачки объясняется перерывом в осадконакоплении, имевшим место на границе юры и триаса.

Толщина верхнетриасовых отложений изменяется от 522 м (скважина 1, Ащиагар) до 722 м (скважина 11, Алатюбе).

Юрская система

Нижний отдел (J1)

Отложения нижней юры, залегают с угловым несогласием на средне- и нижнетриасовых образованиях и представлены сероцветной толщей песчаников, алевролитов и в меньшей степени аргиллитоподобных глин. Песчаники и алевролиты буровато-серые, разномерные, слабо отсортированные, преобладают средне- и мелкозернистые разности с включениями галек и гравийных зерен кремнистых пород. Толщина отложений колеблется в пределах 120-200 м. В основании нижнеюрских отложений залегает базальная пачка, представленная чередованием песчаников и глины.

Средний отдел

Средняя юра представлена ааленским (140-355 м), байосским (276-381 м), батским (190-282 м) и келловейским (85-120 м) ярусами и сложена довольно однообразной толщей аллювиальных и прибрежно-морских глинисто-терригенных образований кверху переходящих в мелководно-морские. Ярусы средней юры залегают согласно без заметных перерывов. Песчаники желтовато - и коричневатого-серые, темносерые от мелкозернистых до крупно- и грубозернистых. Алевролиты серые и темносерые, с зеленоватым и желтоватым оттенками, средней плотности. Глины песчаные и песчаные, темно-серые и буровато-серые, плотные, прослоями аргиллитоподобные, известковистые, иногда обогащены сидеритом. Повсеместно отмечаются обугленный растительный детрит и углистые прослойки.

Разрез аалена сложен толщей разномерных песчаников с подчиненными прослоями и линзами глин и мелкогалечных конгломератов. В разрезе байоса отмечается довольно тонкое, до микрослоистости, переслаивание, однако по преобладанию той или иной литологической

разности отчетливо можно выделить пачки глин, песчаников и алевролитов. В разрезе батского яруса преобладают достаточно мощные (до 20–25 м) песчано-алевролитистые пачки, разделяемые глинистыми прослоями мощностью от первых метров до 10-15м. Келловейские отложения состоят из трех частей (снизу-вверх) песчано-глинистой, песчано-алевролитовой и глинистой пачками. В литологическом отношении они относительно выдержаны по площади и достаточно хорошо коррелируются на значительных расстояниях. Толщина отдела достигает более 1100м.

Верхний отдел

Отложения оксфордского яруса подразделяются на два подъяруса представлены толщей глин с прослоями известняки, мергелей, песчаники и алевролиты. Нижняя часть подъяруса сложена глинами зеленовато-серыми, плотными, известковистыми с прослоями карбонатных пород. К средней части приурочены прослой мергелей с прослоями известняков.

Глины серые, зеленовато-серые плотные, слюдистые, известковистые. Известняки серые с зеленоватым оттенком, крепкие песчанистые. Мергели серые, плотные с многочисленной микрофауной фораминифер.

Возраст отложений обоснован в разрезах скважин на месторождении Северное Карагие. В скважине 1 из интервала 1988-1993 м Е.А. Гофманом (ИРиРГИ) определены: и некоторые другие.

Толщина оксфордских отложений в пределах Карагиинской седловины изменяется незначительно от 211 м до 233 м.

Кимеридж-титонский ярус

Нерасчлененные отложения кимеридж-титонского ярусов сложены чередованием афонитовых известняков, мергелей с прослоями сильно известковистых глин, алевролитов и песчаников. Известняки темно-серые доломитизированные, крепкие с обломками фауны. В основании яруса залегает пласт алевролита серого, известковистого, плотного. Толщина яруса изменяется от 94 м до 223 м.

Меловая система

Нижний мел

В основании нижнемеловой толщи залегает неокомский надъярус (барремский, готеривский и валанжинский ярусы), представленный переслаиванием терригенных и карбонатных образований толщиной порядка 350 м. Валанжинский ярус, залегающий на размытой поверхности верхней юры, сложен сильно известковистыми и песчанистыми мергелями с базальным горизонтом карбонатного грубозернистого песчаника с крупной галькой фосфоритов и известняковых пород. Готерив представлен переслаиванием песчаников, известняков, мергелей и глин. Отложения барремского яруса сложены плотными аргиллитами и песчаниками пестрой окраски от зеленовато-бурых до кирпично-красных.

Отложения апта, толщиной до 144 м сложены темно-серыми и черными глинами, некарбонатными, с подчиненными прослоями желтовато-серых песчаников и алевролитов с базальным горизонтом из грубозернистого

песчаника с гравием и галькой. Толща альбских отложений, в среднем, порядка 530 м, представлена чередованием пачек песчаников и глинистых пачек с подчиненными прослоями алевролитов. По всему разрезу отмечаются фосфоритовые горизонты.

Верхний мел

Отложения верхнего мела сложены в нижней части терригенной толщей сеноманского яруса (89-127 м) представленной глинисто-алевролитовыми породами с частыми тонкими прослоями песчаников с регионально выдержанным базальным горизонтом в основании (сеноманская плита). Верхняя часть отдела представлена преимущественно карбонатными породами (мелоподобные известняки, мергели и писчий мел) в составе сенон-туронских отложений (190-301м).

Палеогеновая система

Разрез палеогеновых отложений начинается датским ярусом (известняки с прослоями мергелей и глин), толщиной до 79 м, которые переходят в монотонную толщу глин с редкими прослоями алевролитов и мергелей, с сидеритовыми, пиритовыми и гипсовыми конкрециями. В основании и в кровле отложений залегают известняки–ракушечники, разделенные пачкой глин. Известняки повсеместно выходят на поверхность, формируя плато.

Толщина палеогеновых отложений (без датского яруса) изменяется от 324 м до 419 м.

Четвертичная система

Четвертичные отложения образуют террасы, увалы, склоны долин, где отмечаются скопления наносов элювия, суглинков, лесса, песчано-гравийных смесей, такырно-соровых отложений общей толщиной от 3 до 5 метров [8].

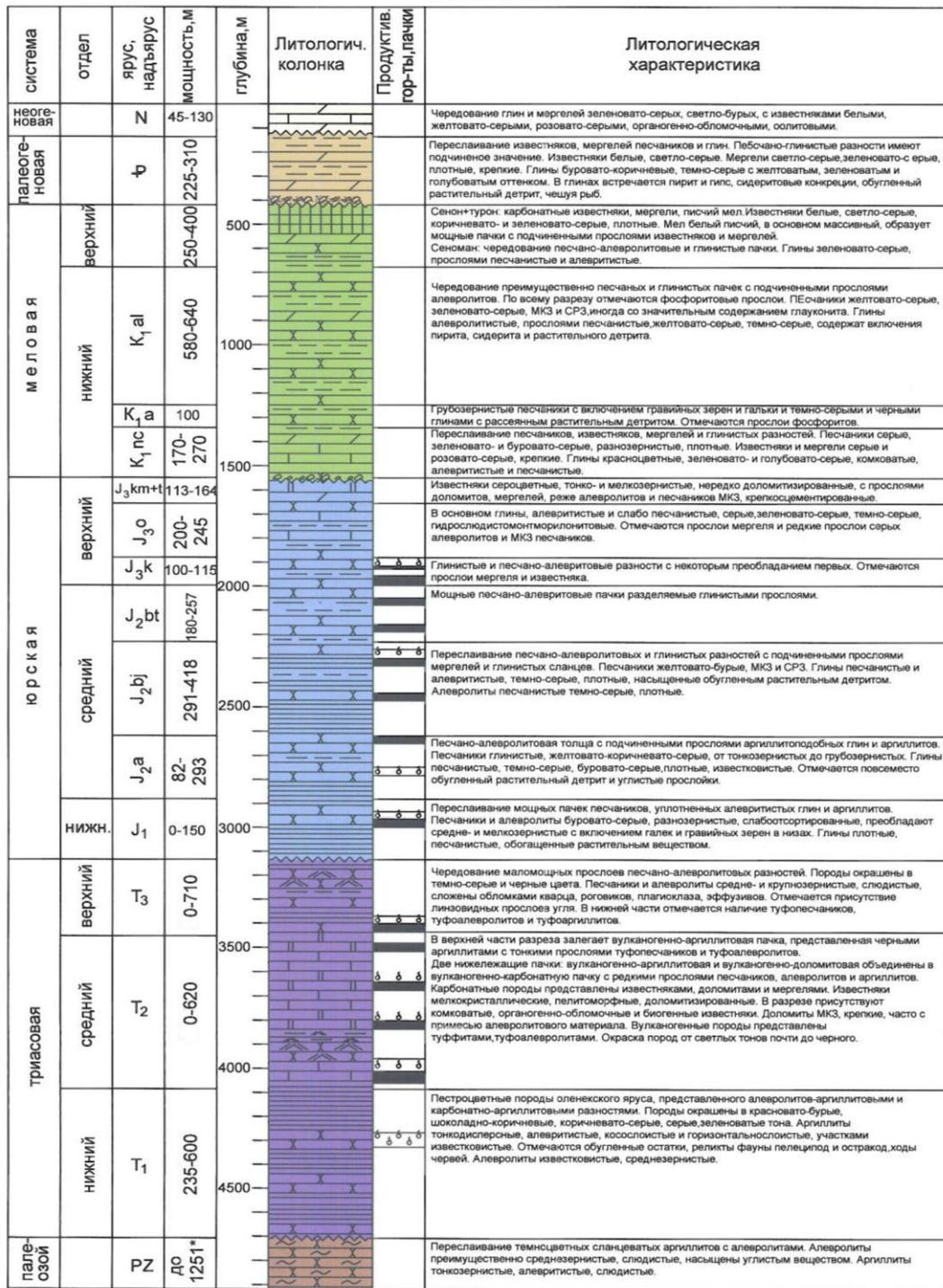


Рисунок 3- Литолого-стратиграфическая колонка

2.3 Тектоника

Месторождения Южный Жетыбай, Южный Жетыбай, Придорожное, Северный Аккар (триасовые отложения расположены в пределах Сегендымыской ступени), Бектурлы, Асар, Айрантакыр и Бурмаша по платформенному чехлу, в тектоническом отношении расположены в пределах

Жетыбай- Узеньской тектонической ступени, осложняющей северным борту Южно Мангыстауского прогиба

Жетыбай-Узеньская тектоническая ступень на севере сочленяется с Бекебашкудукским валом по региональному разлому, который протрассирован по данным геологической съёмки и подтверждён результатами сейсмических исследований. С запада и юга Жетыбай-Узеньская тектоническая ступень граничит с Карагиинской седловиной и Жазгурлинской депрессией, а с востока – с Кокумбайской тектонической ступенью.

Одной из крупных локальных структур Жетыбай-Узеньской ступени является Жетыбайское поднятие, представляющее собой пологую антиклинальную структуру, ось которая простирается с востока-юго-востока на запад-север-запад [2].

По поверхности Ю-1 продуктивного горизонта размеры Жетыбайского поднятия составляют 22×6 км при амплитуде 65 м. Структура довольно пологая, с глубиной углы падения пород на крыльях увеличиваются от $2,5^\circ$ до 5° . Свод довольно широкий, в его пределах обособляются два куполовидных поднятия, разделенные небольшим прогибом глубиной порядка 10 м, который контролирует ряд залежей в пределах юрского продуктивного разреза.

На основании данных сейсмике в пределах структуры отмечаются дизъюнктивные нарушения. Данные бурения разведочных и эксплуатационных скважин позволяют представить геологическое строение месторождения без тектонических нарушений, так как они не оказывают ни какого влияния на распределение нефтегазоносности в разрезе, хотя ранее в «Комплексном проекте разработки месторождения Жетыбай» отмечалось их наличие.

На структурно-тектонических картах по среднетриасовым отражающим горизонтам границы тектонических элементов, уверенно устанавливаются по совокупности смены направления простирания изогипс и основных тектонических нарушений. Для Карагиинской седловины характерной особенностью является четко выраженное субмеридиональное направление трассирования нарушений. Нарушения, в основном, протяженные с амплитудами до 50-70 м, делят седловину на три блока: Атамбайский, Алатюбинский и Кариманский. В блоках локализуются преимущественно полусводы примыкания к нарушениям с запада, подчиняющиеся общему субмеридиональному простиранию. В целом, отмечается ступенчатое погружение блоков в западном направлении.

Все блоки Атамбайский, Алатюбинский и Кариманский с севера ограничены Южно-Баскумакским разломом, являющимся южной границей Сегендымысской ступени.

В 1992-93 годах на территории Карагиинской седловины были проведены детальные сейсморазведочные работы МОГТ-2Д, где строение триасового разреза изучено по нескольким отражающим горизонтам со следующей стратификацией выделенных отражений: 1 отражающий горизонт приурочен к поверхности размыва доюрских отложений, 1^3 - к подошве

песчано-аргиллитовой пачки верхнего триаса, 2^{II} – к кровле карбонатной пачки «А» в среднем триасе, 2^{I} – к подошве карбонатной пачки «Б» в нижней части среднего триаса, $3^?$ – к подошве среднего триаса.

В 2011 году полевые сейсмические работы МОГТ-3Д по изучению геологического строения месторождений Ащиагар, Атамбай-Сартюбе и Алатюбе выполнены компанией ТОО НПФ «ДАНК» общей площадью 202 км². Обработка и интерпретация сейсморазведочных работ 3Д проведена в 2012 г. китайской компанией «БИДЖИПИ (BGP) Геофизические Услуги (Казахстан)». Проведена «сшивка» сейсмических данных МОГТ-3Д, выполненных на месторождении Северное Карагие, площадью 66,3 км², с площадью сейсмосьемки 202 км².

Структура Оймаша в тектоническом отношении приурочена к северо-восточной части Песчаномысской зоне сводовых поднятий (*Песчаномысский блок*) Южно-Мангышлакского прогиба. Строение месторождения Оймаша изучено по материалам детальным сейсморазведочным работ МОГТ, гравиразведки и по данным бурения скважин.

По кровле нефтегазового коллектора нижнеюрского возраста структура представляет собой антиклиналь субширотного простирания, ограниченную с севера тектоническим нарушением. В пределах замкнутой изогипсы -3190 м размеры поднятия 8,2 км × 3,2 км, амплитуда поднятия 50 м.

По кровле известняково-вулканогенной пачки структура представляет собой антиклиналь, примыкающую к нарушению F1 с юга. Размеры поднятия, в пределах изогипсы -3530 м, составляют 8,0 × 3,2 км. Амплитуда поднятия - 45 м. Свод поднятия расположен северо-западной скважины 20. Участок, расположенный севернее нарушения F1, характеризуется моноклиналильным погружением триасовых отложений в северо-восточном направлении.

По кровле гранитного массива структура представляет собой антиклиналь в форме вытянутого треугольника с основанием в северо-западной части. Поверхность гранитной интрузии сетью мало амплитудных тектонических нарушений (до 10 м) северо-восточного и северо-западного простирания разбита на ряд блоков.

В 2012-2013 гг. на площади Оймаша завершены полевые сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, по методике CSP и проведена их обработка и интерпретация, проведено ВСП в скважине [10].

По полученным результатам интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-3Д уточнено структурно-блоковое строение месторождения, структурные карты по 8 ОГ, выделенные зоны развития вторичных коллекторов в интервалах карбонатов среднего триаса и гранитной интрузии (рис. 4).

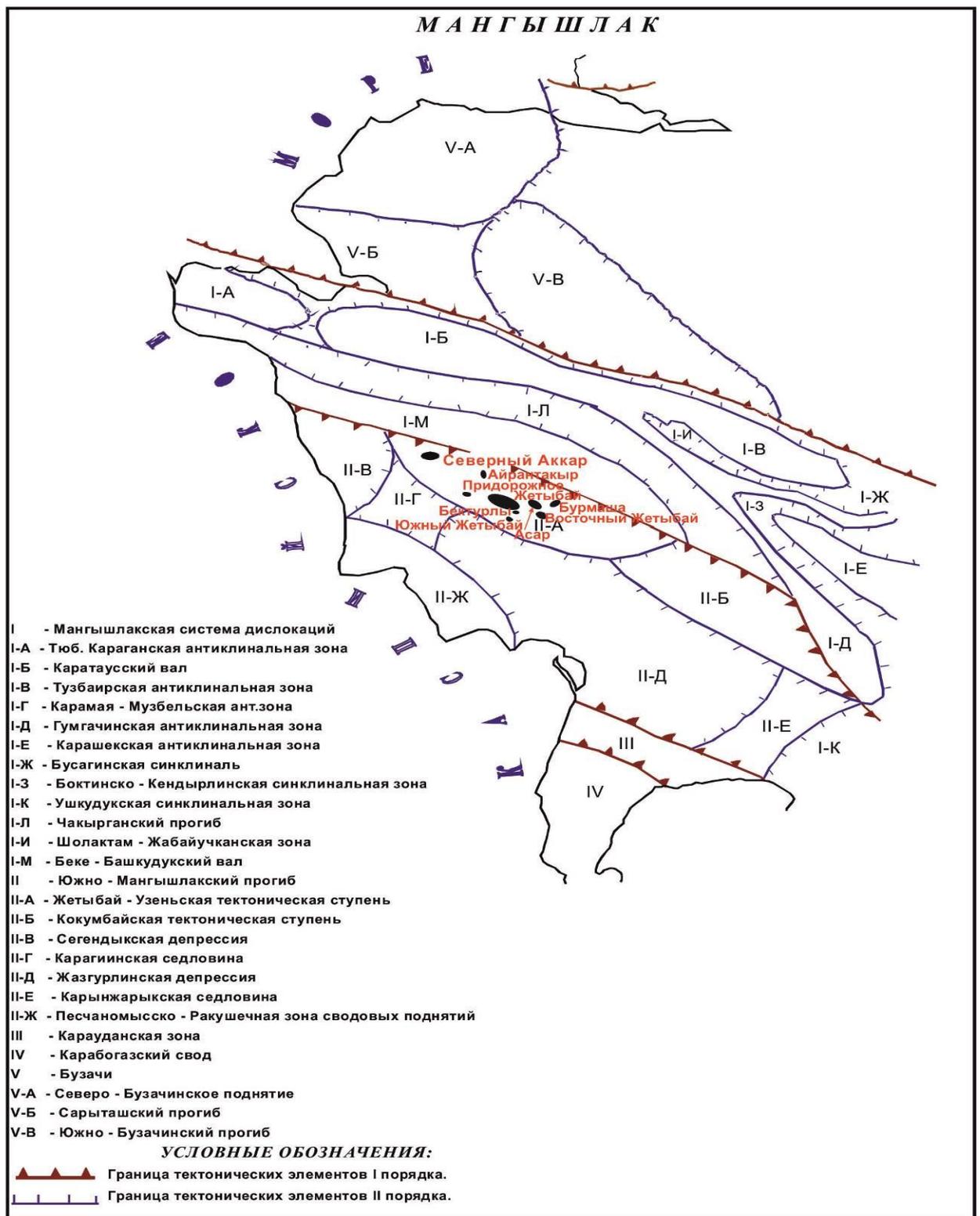


Рисунок 4- Тектоническая схема Мангышлака

2.4 Нефтегазоносность

Исследуемая территория расположена в пределах Южно-Мангистауской нефтегазоносной области. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с юрско-триасовым комплексом пород. На территории, прилегающей к изучаемой территории, открыты месторождения Жетыбай, Аккар Северный, Жетыбай Северо-Западный, и другие.

Уникальные месторождения нефти и газа: Жетыбай (1961г.) и Узень (1962г.) были открыты в самом начале освоения УВ потенциала Мангистауа. В ходе дальнейших геологоразведочных работ был выявлен целый ряд небольших месторождений нефти и газа в толще юрских отложений, однако столь масштабных скоплений больше установлено не было.

Крупные юрско-меловые месторождения характеризуются ярко выраженной многопластовостью и содержат от одной до 22 залежей, приуроченных к песчано-алевролитовым пластам мощностью до 80 м. Для малоразмерных структур характерно небольшое количество залежей, чаще они являются однозалежными. Залежи, в основном, пластовые оводовые, ненарушенные или слабо нарушенные разрывами. Установлены залежи структурно-литологического типа, особенно в байосских отложениях, отличающихся резкой литолого-фациальной невыдержанностью, а также - тектонически экранированные залежи на осложнены на дизъюнктивных нарушениях структурах [4].

Региональной покрывкой в юрском разрезе является келловей-оксфордская глинисто-карбонатная толща. В местах ее размыва или же нарушениями разрывами продуктивны также отложения мела (Узень).

По мере того, как фонд структур по юрским отложениям исчерпывался, в бурение вводились более глубоко залегающие и в большей степени тектонически дислоцированные объекты в отложениях триаса. Залежи в триасовых отложениях, как правило, сводовые, ограниченные по восстанию тектоническими нарушениями. В триасовых отложениях всего выявлено 18 залежей (месторождений), из которых 3 были чисто газовыми (Пионерское, Макат, Жарты) и 16 нефтяных и газонефтяных. В 2010-2013 гг к ним добавились нефтяные месторождения Аккар Восточный и Жетыбай Западный, также приуроченные к триасовым отложениям.

В отложениях триаса выделено несколько горизонтов, для которых используется номенклатура Т₃, Т₂-А, Т₂-Б, и т.д. Приурочены горизонты к песчаникам верхнего триаса и к карбонатным пластам в терригенно-карбонатной толще среднего триаса, и залегают на глубине от 2800 до 3400м. Разделены продуктивные горизонты вулканогенно-аргиллитовой толщей среднего триаса, играющей в определенной степени роль региональной покрывки.

Наиболее многочисленные и высокодебитные притоки УВ связаны с горизонтом Т₂-Б (Алатюбе, Сев.Аккар, Придорожная и др.). Достаточно высокие коллекторские свойства пород (открытая пористость, достигающая

порой 25 %, проницаемость - до 600 мдр.) обусловлены развитием каверново-поровых коллекторов.

В различных частях верхнего триаса выделяются пачки, сложенные грубозернистыми терригенными породами, но притоки, имеющие промышленное значение, приурочены только к базальному грубообломочному пласту, обладающему удовлетворительными коллекторскими свойствами (горизонт Т3).

Основная роль в генерации жидких углеводородов большинством исследователей отводится триасовым отложениям. Установлено, что наиболее высокие концентрации органического вещества характерны для среднего триаса, а в его составе - вулканогенно-аргиллитовой толщи. К нефтематеринским отложениям относят и сероцветные морские отложения верхнеоленекского яруса нижнего триаса, развитые преимущественно в пределах Центрально-Мангышлакского раннекиммерийского прогиба.

В перекрывающих юрских отложениях к потенциально нефтематеринским могут быть отнесены морские отложения верхней половины байоса, батские и келловейские образования. Однако главной зоны нефтегазонакопления они достигли лишь в самом конце кайнозоя и только в глубокопогруженных частях Южно-Мангышлакского прогиба. Поэтому юрским отложениям принято отводить определенную роль в генерации содержащихся в них газовых скоплений, а промышленные залежи нефти связываются с зонами, где имелись благоприятные условия для перетока из подстилающих пород.

Продуктивность меловых отложений вторична и приурочена к районам, где верхнеюрская региональная покрывка нарушена или отсутствует вовсе.

Основными путями миграции УВ при формировании залежей нефти и газа являлись разрывные нарушения. От их стратиграфического диапазона проникновения в осадочный чехол зависит стратиграфическая приуроченность залежей и мощность нефтегазопродуктивной толщи.

На рассматриваемом участке в разработке находятся четыре месторождения: Алатюбе, Северный Карагие, Ащиагар, Атамбай-Сартобе. Все разрабатываемые залежи нефтяные и приурочены к триасовым отложениям: в верхнем триасе к терригенным отложениям, в среднем триасе - к вулканогенно-известняковой толще. Для всех месторождений характерен поровый и порово-каверново-трещинный типы коллекторов. По структурному типу залежи относятся к пластовым сводовым, частью литологически-ограниченным, частью тектонически-экранированным.

Свойства нефтей рассматриваемых залежей в триасе, присущи свойствам всего Южного Мангистауа: легкие, с высоким содержанием парафиновых углеводородов (иногда более 15%-Сев.Карагие), что обусловило их положительную температуру застывания 18-34 °С. Выход светлых фракций до 300 °С составляет 30-40 % объёмных, средний молекулярный вес 262.

Пробы нефти, отобранной из среднего триаса, идентичны по составу нефти верхнего триаса и отличаются только несколько ухудшенной вязкостно-плотностной характеристикой и меньшим выходом светлых фракций.

Газосодержание варьирует в пределах 79-140 м³/м³. По величине запасов месторождения мелкие, сравнительно большие запасы имеет месторождение Алатюбе [10].

2.4.1 Краткое описание нефтегазоносности месторождений в триасовых отложениях

Месторождение Северный Аккар

Месторождение Северный Аккар открыто в октябре 1989 г., при опробовании среднетриасовых отложений в скважине 1 был получен фонтанный приток нефти дебитом 98,6 м³/сут на 6 мм штуцере и депрессии 6,42 МПа.

Терригенная толща Т₃. Отложения верхнего триаса представлены вулканогенно-терригенными породами. Коллекторами являются неравномернозернистые (от мелко- до крупнозернистых и гравийных) полимиктовые песчаники и туфопесчаники от темно-серых до темно-коричневых и черных тонов. Количество цемента в песчаниках варьирует от 10 до 40 %. Состав и типы цемента разнообразны. Распространен хлорит-гидрослюдистый цемент порового и базально-порового типа, также каолиновый цемент и гидрослюдистый. Отмечается регенерационный цемент. Тип коллектора – поровый [9].

Среднетриасовые отложения. Вулканогенно-известняковая толща Т₂А - известняки в разной степени доломитизированные, пелитоморфные, тонкозернистые с редкими прослойками туфов и аргиллитов. Тип коллектора - порово-каверновый. Вулканогенно-доломитовая толща Т₂Б - породы-коллекторы представлены известковистыми доломитами и доломитистыми известняками с различными типами структур (оолитово-обломочной, комковато-обломочной, органогенно-обломочной, пелитоморфной и смешанными типами) и размерностью зерен от алевро-псаммитовой до псефитовой. Тип цемента- поровый и базально-поровый, состав - неравномерно перекристаллизованный микро- до крупнозернистого кальцит, реже доломит. Тип коллектора – каверно-поровый (рис. 5).

другой трещинные коллекторы, вмещающие залежь представлены доломитами оолитовыми, комковатыми, обломочными, пелитоморфными, пелитоморфными известняками и туфами. Отмечаются трещины различной направленности. Для пелитоморфных доломитов характерны вертикальные и субвертикальные трещины, для оолитовых, комковатых и обломочных разностей – вертикальные и разнонаправленные, для известняков – вертикальные, для туфов – параллельно напластованию [9].

Нижний предел проницаемости для каверно-поровых коллекторов составляет $0,1 \times 10^{-3}$ мкм², которому соответствует значение пористости 9 %. Трещинная пористость рассчитана по пришлифовкам, изготовленным из образцов керна месторождения Алатюбе.

По типу резервуара залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически-экранированная. При этом высота залежи составила 90 метров.

Месторождение Алатюбе

На месторождении Алатюбе, учитывая блоковое строение, установлены шесть залежей нефти, две в подошве верхнетриасовых осадочных отложений и четыре в среднетриасовой толще. Верхнетриасовые залежи приурочены к песчано-гравелитовому базальному горизонту, который прослеживается в основании этих отложений. В среднем триасе две залежи установлены в вулканогенно-известняковых отложениях (пачка СРЕДНИЙ ТРИАС -А) и две залежи в вулканогенно-доломитовой толще (пачка СРЕДНИЙ ТРИАС -Б). По структуре порового пространства и ёмкостно-фильтрационным характеристикам коллекторы отнесены к поровому типу.

На месторождении Алатюбе практически весь разрез карбонатных отложений среднего триаса является промышленно продуктивным. Коллекторы продуктивной среднетриасовой толщи различаются литологическим составом, структурными особенностями, ёмкостно-фильтрационными свойствами и видами пустотного пространства. Таким образом, пластовый резервуар, вмещающий среднетриасовые нефтяные залежи имеет очень сложное строение [9].

В продуктивном разрезе среднетриасовых пород месторождения установлены как смешанные (порово-каверновые, каверново-поровые), так и чистые (трещинные) коллекторы (рис. 6).

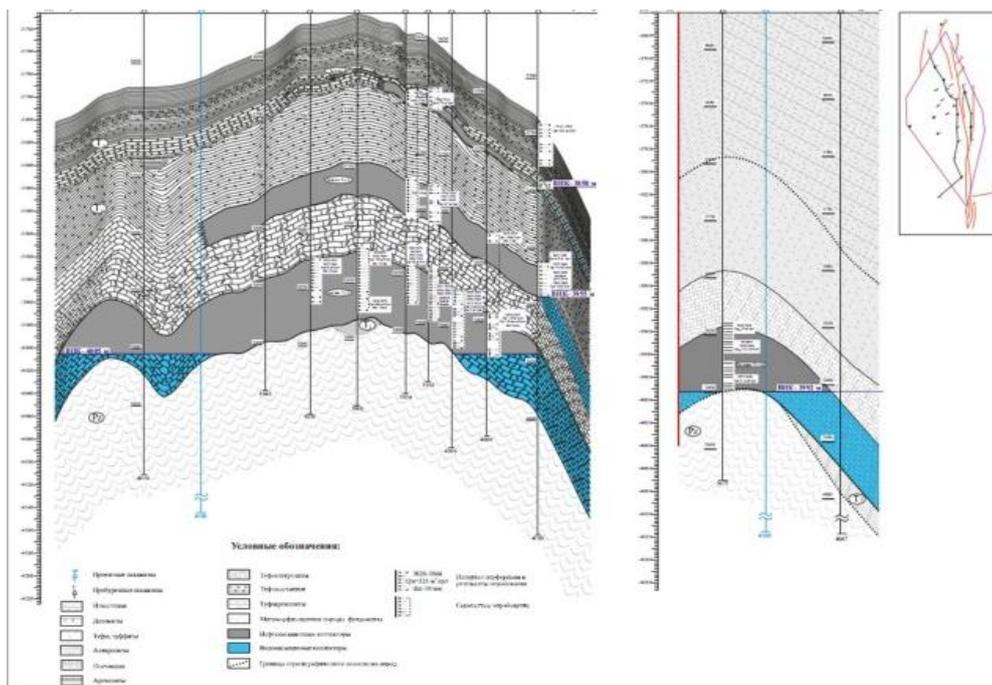


Рисунок 6-Месторождение Алатюбе

Месторождение Северное Карагие

На месторождении Северное Карагие нефтеносность установлена в средне- и верхнетриасовых отложениях.

Продуктивность отложений верхнего триаса месторождения Северное Карагие связана терригенными породами, к коллекторам относятся порового типа.

Залежь нефти СРЕДНИЙ ТРИАС приурочена к породам вулканогенно-доломитовой пачки, в которой преимущественно развиты трещиноватые карбонатные породы, в которых получили распространение каверново-поровые коллекторы [9].

Нижний предел проницаемости для каверново-поровых коллекторов составляет $0,1 \times 10^{-3}$ мкм², которому соответствует значение пористости 9 %.

Месторождение Ащиагар

На месторождении Ащиагар по результатам опробования установлены две нефтяные залежи в верхнетриасовых, соответственно в районе скважин II и III и одна нефтяная залежь в среднетриасовых отложениях (скважины 1 и 4) (рис. 3.16-3.19). В таблице 3.4 представлено принятое положение ВНК по материалам опробования и ГИС Подсчета запасов 2004г.

Залежь нефти в среднем триасе приурочена к вулканогенно-известняковой пачке. Две залежи в верхнем триасе приурочены к базальному пласту туфопесчаника в подошве верхнетриасовых отложений.

Коллекторами служат: карбонатные породы и терригенные породы.

При разделении пород на коллекторы и неколлекторы, в связи с отсутствием представительных анализов керна по залежам на месторождении Ащиагар, были использованы принятые нижние пределы проницаемости и пористости по аналогии с верхнетриасовой залежью месторождения Северное Карагие, а для среднетриасовой залежи – по аналогии с залежью «А» среднего триаса месторождения Алатюбе. Нижний предел проницаемости поровых коллекторов равен $0,5 \times 10^{-3}$ мкм², нижний предел пористости равен 9 %. Нижнему предельному значению проницаемости $0,1 \times 10^{-3}$ мкм² порово-каверновых коллекторов среднего триаса соответствует нижнее предельное значение открытой пористости 4 % (рис. 7).

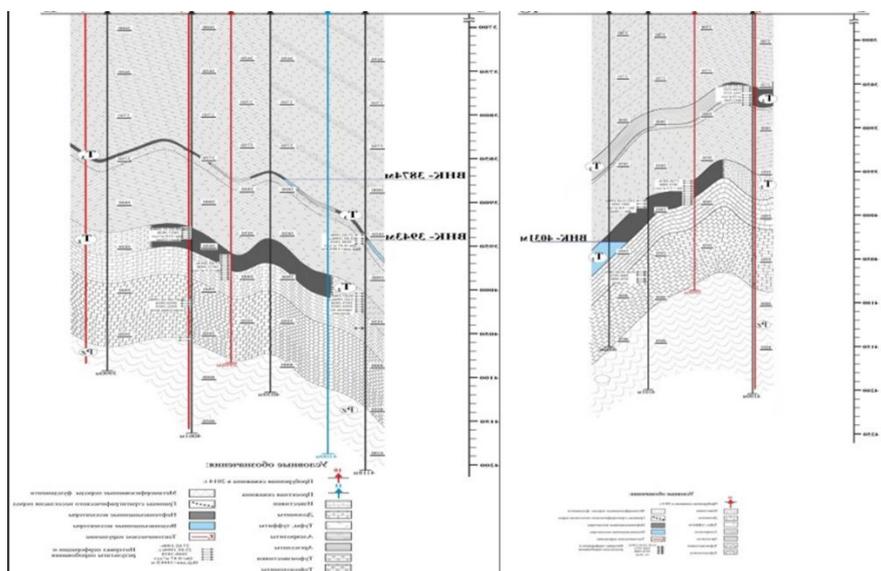


Рисунок 7-Месторождение Ащиагар

Месторождение Оймаша

На месторождении Оймаша промышленная нефтеносность связана с отложениями нижней юры, с вулканогенно-карбонатными отложениями среднего триаса, с гранитной интрузией и с палеозойскими вмещающими породами.

Коллекторы нижнеюрских отложений представлены песчаниками крупнозернистыми, полимиктовыми. Нижний предел пористости поровых коллекторов составляет 10%, проницаемости 1×10^{-3} мкм², верхний предел глинистости равен 27%.

Для отложений среднего триаса произведено разделение коллекторов на порово-трещинные и трещинно-поровые. Нижний предел проницаемости так же, как и для поровых коллекторов равен 1×10^{-3} мкм², граничное значение пористости составляет 5% [9].

Коллекторы палеозойского комплекса, гранитной интрузии, имеющие пористость больше 4 % относятся к порово-трещинным, а имеющими пористость меньше 4 %, соответственно - к трещинным (рис. 8).

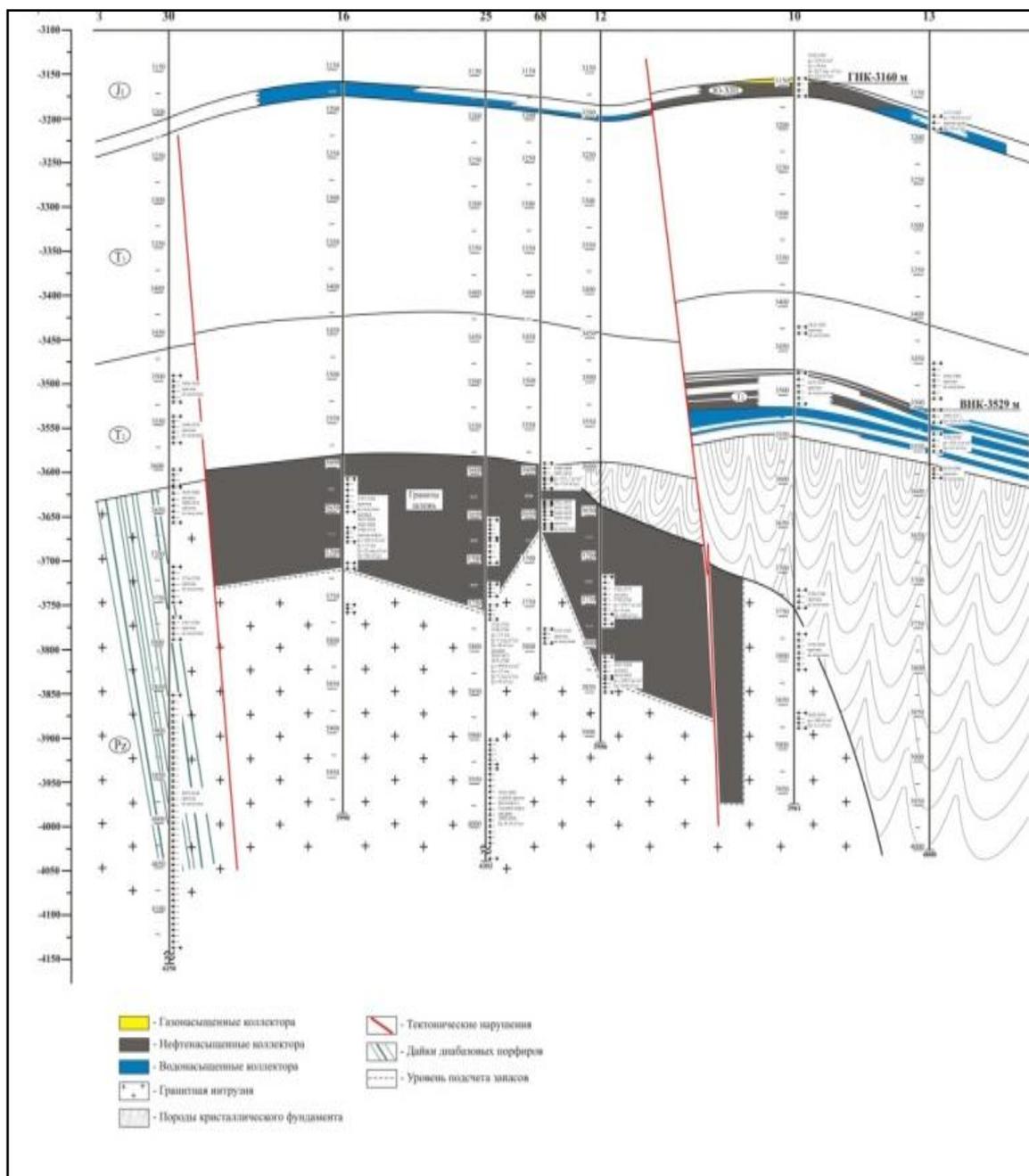


Рисунок 8-Месторождение Оймаша

3 Перспективы нефтегазоносности в триасовых отложениях

Триасовый комплекс Южного Мангистауа является перспективным в нефтегазоносном отношении. Это доказано открытием в нем месторождений Западный Тасбулат, Бектурлы, Оймаша, Южный Жетыбай, Северо-Западный Жетыбай, Ракушечное, Алатюбе, Северный Каракие, Тасбулат промышленных притоков и непромышленных скоплений углеводородов. Наибольшие перспективы связаны со средне триасовым комплексом.

В работе представлена основные комплексные геолого-геофизические исследований, раскрывается внутренняя структуру триасовых отложений Южного Мангистауа. Широкое применение новых сейсмической стратиграфии позволило осуществить новую корреляцию триасовых разрезов Южного Мангистауа.

На основе установленных реперных горизонтов в триасовом комплексе, увязанных с отражающим сейсмическим горизонтом. На основе этих данных выделяются зоны выклинивания, участки, благоприятные для поисков биогермных построек. Перспективы нефтегазоносности представляет большой интерес в поисково-разведочных работ в триасовом комплексе.

3.1 Фациально-палеогеографические и геохимические анализ нефтематеринских пород Южного Мангистауа

Геолого-геофизические, геохимические анализ позволяет предположить о возможном распространении величине генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород. Наиболее самым важными критериями относятся породы к категории нефтегазоматеринских является содержание органического вещества, уровень термической зрелости, условия породообразования, его тип, которые определяют возможность пород генерировать в нем углеводороды [7].

Геохимические и фациально-палеогеографические исследования показывают, что седиментация триасовых осадочные отложений происходило в наиболее благоприятных условиях для нефтегазообразования.

Раннетриасовое время. Литолого-фациальные комплексы отражают изменение ландшафтных обстановок в пространстве Мангистауа, накоплением преимущественно песчано-глинистых красноцветов с прослоями сероцветов с маломощными прослоями карбонатных пород в верхах разреза.

Породам характерны низкое содержание органики с окислительной обстановкой осадконакопления, и лишь в аргиллитах мелководного моря возникали условия, благоприятные для редукции валового железа с незначительным потенциалом нефтегазогенерации.

Предсреднетриасовое время. Произошло поднятие территории Мангистауа, что привело к размыву нижнетриасовых отложений.

Последовавшая трансгрессия моря в среднем триасе охватила значительную часть территории, где в нормальных морских условиях отлагались известняки, аргиллит с прослоями туфогенных пород (рис. 9).

После непродолжительного перерыва и слабых тектонических движений, приведших к размыву, началось поздне триасовое время с развитием глинистых осадков прибрежного характера мелководного моря и песчаных, аллювиальных отложений. Верхнетриасовым отложениям характерно высокое содержание органического вещества в отдельных отложениях до 5%, что значительно повышает их нефтегазогенерирующие свойства.

Фациальные отличия при анализе одновозрастных образований, во многом, не слишком велики. Главные перемены фациальных обстановок прослеживаются в широтном направлении, то что обуславливается распространением морских трансгрессий в восточном направлении, как в триасовом, так же и в юрском этапах. Наиболее значительные изменения помечаются для юрского периода, поскольку в структурном и тектоническом взаимоотношении впадина была дифференцирована в большей степени. Это могло определить возникновение разных подтипов нефтей, формировавшихся в западных и восточных составляющих района.

Во границах Жетыбай-Узеньской ступени более обогащены органическими веществами породы среднеюрского и средне-верхнего триаса возраста.

В средней юрских отложениях концентрация Сорг. доходит в единичных случаях 5%, при средних значениях 1,2-1,3%, что соответствует среднему по величине генерационному потенциалу. Схожие величины помечаются для среднего-верхнего триаса, но юрские отложения северной бортовой области не достиг необходимого уровня термической зрелости. Меловые, нижнеюрские и нижнетриасовые отложения в пределах Жетыбай-Узеньской ступени практически не обладают значимым потенциалом из-за весьма невысокого содержания органического вещества.

В погруженных местах Южно-Мангистауской впадины прослеживается схожая обогащенность пород органическим веществом. Более высокие и средние концентрации отмечаются для пород средней юры и верхнего триаса, которые соответствуют породам со средней величиной генерационного потенциала [9].

Следует отметить, то что аналогичные значения получены также с целью мелового отложений, что владеет наиболее внушительными концентрациями Сорг. Создания посредством также юрского триаса во минимальной уровня обогащены базисным элементом. Любопытно отметить, то что во отложениях палеозоя Сорг изменяется во обширных границах-с нуля сотых частью процента вплоть до 2%. Аналогичные сосредоточения Сорг во палеозойских отложениях установлены в площадях Кенестюбе, Баканд, Ащисор, Сакудук, в каком месте обычные значения оформляют примерно

1%. Сведения породы владеют существенную уровень тепловой зрелости также по этой причине обладает почти никакие генерационные способности.

Триасовые, юрские отложения южных части Южно-Мангистауского прогиба содержат пониженное количество органического вещества. Здесь, как и в пределах других зон, более значительные содержания характерны среднеюрским образованиям, но по совершенной величине они не достигают высоких значений, характерных для пород со средней величиной генерационного возможности. Отложения нижнего мела и триаса здесь потенциалом практически никак не владеют.

В зонах Песчанномыско-Ракушечного поднятия характерно иное распределение Сорг в породах. Там им наиболее обогащены породы среднего триаса, в которых средние содержания органического вещества доходит степени более 2%, что подходит с высоким генерационным возможности.

Во иных местах, отложения верхнего триаса почти никак не обладают генерационными возможностями, несмотря на то во единичных вариантах Сорг доходит значимости наиболее 2%, в то время равно как среднее значимость никак не превосходит 0,5%. Отложения типичную юры обладают наиболее невысокие сосредоточения Сорг согласно сопоставлению со основной также нордовой бортовой элементами Полдневно- Мангистауского прогиба (приблизительно 1%). Наиболее низкие значимости свойственны с целью образований нижнего триаса также верхнего палеозоя.

Во местах Карагиинской седловины выделяется наиболее существенно значительными концентрациями Сорг нижнего юры, отложения обладают относительно наиболее значительным потенциалом (Сорг среднее сущность наиболее 2%). Похожие значимости обладает отложения верхнего триаса. С целью абсолютно всех иных стратиграфических ступеней установлены низкие Сорг.

Согласно по геохимическим данным, более значительным генерационным потенциалом в границах Южно Мангистауского прогиба обладают отложний среднего триаса, освобождающихся при программируемом пиролизе, меняется от 0,12 вплоть до 8,5 мг на грамм породы (для образца углекислых пород среднего триаса Оймашинской площади — до 108 мг УВ/г породы), составляя в среднем 3,7 мг УВ/г. Верхне триасовые и юрские породы имеют схожие генерационное возможности, при пиролизе проб верхне триасового отложений количество углеводов колеблется от 0,34 вплоть до 7,34 мг УВ/г породы (среднее 1,9); для нижней юры — от 0,45 до 3,4 (среднее — 1,35 мг УВ/г), для средневерхней юры — от 0,25 до 21,1 (среднее 2,72 мг УВ/г).

Таким образом, по условиям образования пород и значениям Сорг можно сделать вывод о нефтематеринских свойствах и потенциале нефтегазонасности триасовых и юрских отложений сознательно опуская наиболее хорошо изученные меловые породы.

Нефтегазоматеринскими свойствами обладают нижнетриасовые отложения, отлагающиеся в условиях прибрежного мелководья с

литологическим замещением глинисто-песчаных осадков. Перспективы которых подтверждены открытием трех месторождений.

В среднетриасовых отложениях на данное время открыто 7 месторождений нефти, что доказывает качество основной продуктивной толщи и обладание перспективами обнаружения новых месторождений.

Верхнетриасовые отложения: по условиям осадкообразования, обладают генерационным потенциалом терригенные породы, в которых открыто 7 месторождений нефти. Ритмично построенные отложения обладают благоприятным сочетанием отсортированных песчаных пластов и флюидуупоров, свидетельствующих о высоких перспективах отложений этого возраста.

Таким образом, в разрезе осадочного чехла Южного Мангистауа о его генерационных возможностях и потенциале находятся на уровне слабой изученности [7].

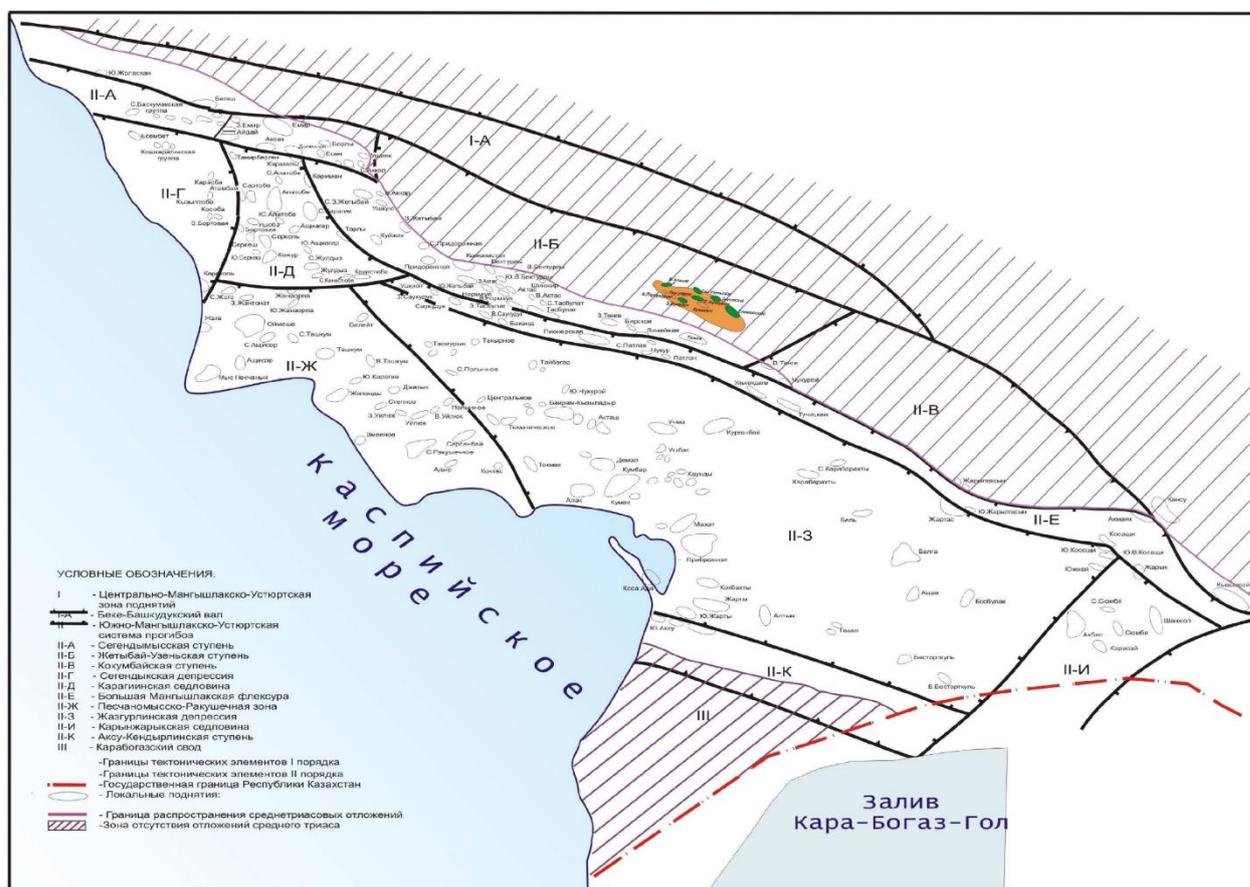


Рисунок 9-Карта зон размыва среднетриасовых отложений

3.2 Литолого-петрографическая характеристика коллекторов

Верхнетриасовые отложения представлены вулканогенно-терригенным комплексом, в котором выделено две толщи (2, 3). Нижняя толща вулканогенно-терригенная, а верхняя терригенная. В работе (1) разрез верхнетриасовых отложений подразделяется на три части, две нижние части представлены вулканогенно-терригенными отложениями, отличающимися различной ритмичностью циклов. Из этих двух частей верхняя часть характеризуется мелкой ритмичностью. Третья пачка – верхняя является, как и в предыдущих работах (2, 3), терригенной. Так как нижние две пачки в работе (1) являются вулканогенно-терригенными, а в работах (2, 3) они рассматриваются как одна единая толща, мало отличающаяся литологическим составом, то в данной работе в верхнетриасовых отложениях прослеживается две толщи, как и в работах [6].

Нижняя туфогенно-терригенная пачка, толщина которой в среднем составляет 283 метра, представляет собой неравномерное чередование песчаников мелко-, средне-, крупнозернистых до гравелитистых, полимиктовых, туфов, алевролитов, аргиллитов, туфопесчаников, туфоалевролитов, туфоаргиллитов.

Верхняя толща песчано-аргиллитовая, толщина которой изменяется от 240 м до 368 м, что связано с предъюрским перерывом в осадконакоплении. Толща характеризуется преобладанием в разрезе алевролитов, аргиллитов и песчаников с присутствием маломощных туфогенных пород в низах разреза. В основании ритмов присутствуют песчаники плохо отсортированные, к середине и в верхнем слое сменяются на средне и мелкозернистые отсортированные разности. По составу песчаники - полимиктовые (5).

Коллекторы приурочены к низам разреза нижней толщи и представлены песчаниками неравномерно-зернистыми, крупно-среднезернистыми, полимиктовыми. В таблице 1 приведены средние значения гранулометрического состава коллекторов по скважинам.

Таблица 1 – Гранулометрический состав пород

№ скважин	Количество представленных образцов	Гранулометрический состав, %					Карбонатность, %
		1.0-0.5 мм	0.5-0.25	0.25-0.1	0.1-0.01	менее 0.01мм	
3	2	2,84	22,86	31,38	18,38	18,14	6,4
5	3	26,18	23,68	9,32	7,18	24,54	9,1
8	6	1,0	36,79	27,17	14,38	15,06	5,6
Всего	11	8,2	30,68	23,07	13,14	18,21	6,7

Содержание песчаных фракций в коллекторах верхнего триаса достигает 65 %. В составе кластического материала кварц (15-20 %), калиевые полевые шпаты (40-45 %). Слабо пелитизированные обломки пород (10-20 %),

сложенные бурым стеклом и слабо раскристаллизованным кремнистым стеклом, микрокварцитом.

Цементация типа соприкосновения, пленочная, поровая. На стыке между зернами повсеместно пустоты (0,01-0,1 мм до 0,4 мм). Вдоль стенок пустот примазки темно-коричневого битума или крустификационное зарастание кристалликами (0,02-0,05 мм) кварца и альбита. В последнем случае битум окаймляет разрозненные кристаллики и выполняет промежутки между ними. Участками поровое пространство выполнено битумом с сохранением мелких (до 0,05 мм) пустот. Единичные пустоты заполнены кальцитом, в котором видны мелкие (0,03-0,1 мм) пустоты выщелачивания неправильной формы.

Среднетриасовые отложения подразделяются на три толщи, отличающиеся по литологическому составу (снизу вверх): вулканогенно-доломитовая, вулканогенно-известняковая, вулканогенно-терригенная.

Вулканогенно-доломитовая толща залегает на размытой поверхности нижнетриасовых отложений. Толщина ее изменяется незначительно от 63 м до 76 м. Нижняя и средняя части разреза сложены кремовыми доломитами оолито-комковатыми, оолито-обломочными, мелкопсаммитовыми. Повсеместно в доломитах фиксируются обломки либо пласты небольшой толщины, от 0,2 м до 1 м темно-серых, зеленовато-серых и бирюзовых туфов крепких, криптозернистых. Верхняя часть разреза, толщиной порядка 25 м более однородна и представлена доломитами кремовыми, серыми оолито-обломочными, комковатыми, трещиноватыми, битуминизированными. Туфовый материал встречается не повсеместно в виде слоев, и только в районе скважины 3 туфы присутствуют в виде пластов, чередующихся с доломитами. В кровельной части пачки иногда встречаются известняки черные, темно-серые серые с коричневым оттенком, мелкозернистые, крепкие с обломками фауны.

Трещинные коллекторы представлены доломитами оолитовыми, комковатыми, обломочными, пелитоморфными и известняками пелитоморфными, органогенно-обломочными сильно битуминизированными. Эти породы характеризуются трещинами различной направленности, по которым легко раскалываются. Для пелитоморфных доломитов характерны вертикальные и субвертикальные трещины, для оолитовых, комковатых и обломочных разностей – вертикальные и разнонаправленные, для известняков - вертикальные трещины.

Вулканогенно-известняковая пачка толщиной 75 м сложена преимущественно черными пелитоморфными известняками. Встречаются редкие маломощные прослои органогенно-детритовых известняков, туфов, песчаников, алевролитов и глин. Для известняков характерны трещины субгоризонтальные, разнонаправленные и вертикальные. Вертикальные трещины, как правило, заполнены кальцитом и кварцем.

Вулканогенно-терригенная толща представлена черными и темно-серыми аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов и туфов. Толщина ее изменяется незначительно и в среднем составляет 67 м [5].

3.4 Перспективы нефтегазоносности и поисково-разведочных работ

В результате геолого-геофизических работ в триасовом комплексе Южного Мангистауа установлены различные типы ловушек: антиклинального сводового типа, тектонический экранированные, стратиграфического и литологического выклинивания.

В настоящее время в пределах Южного Мангистауа по горизонтам триаса выявлено около 60 локальных поднятий. Наиболее распространенными являются ловушки сводового типа, связанные с локальными антиклинальными поднятиями. Неантиклинальные ловушки различного типа встречаются в пределах северного и южного бортов Южно-Мангистауского прогиба, в зонах регионального выклинивания триасовых отложений (рис. 10).

Наиболее полно внутренняя структура триасового комплекса характеризуется по сейсмическим отражающими горизонтами группы 2, приуроченными к терригенно-карбонатным толще среднего триаса. Методика построения сводной структурной карты по кровле среднего триаса включила следующие:

1. Тренд по отражающим горизонтам 2.
2. Выбор реперных горизонтов, характеризующегося на которых районах удовлетворительным качеством прослеживания.
3. На основе данных ГИС были коррелированы разбивки триасовых отложений.

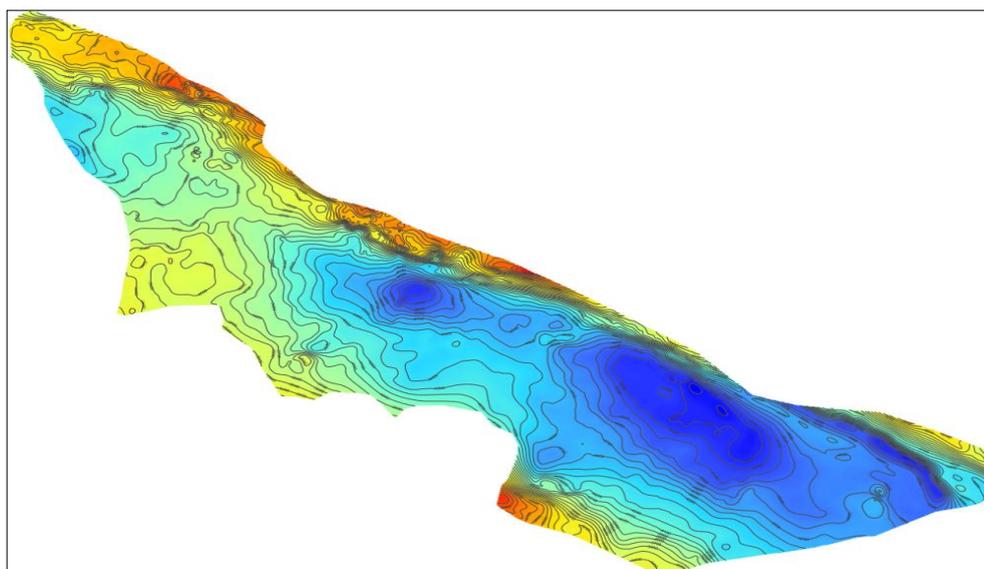


Рисунок 10-Карта кровли средне триасовых отложений

3.5 Корреляция триасовых отложений

Разрез триаса Южного Мангистауа состоит из трех литофизических толщ, отвечающих трем отделам. Литофизическая толща верхнего триаса выделяется пониженными значениями скоростных, плотностных параметров и удельного электрического сопротивления. Она очень слабо дифференцирована и не содержит выдержанных реперных горизонтов и разделов, обладающих хорошими акустическими сопротивлениями. Выделяемые в ней по промыслово-геофизическим данным условные литологические пачки I а и I б, примерно отвечающие по объему жазгурлинской и северно-ракушечной свитам, различаются лишь по количеству пластов глинистого и песчаного состава. Границы между ними не резкие и проводятся по смене характера дифференцированное кривых электрокаротажа. (рис. 11).

К верхнетриасовой толще приурочены отражающие горизонты *1-1* и *1-2*, наиболее уверенно прослеживаемые в погруженной части Южно Мангистауского прогиба, где отсутствуют скважины, вскрывающие указанные отложения. На Южно-Жетыбайской и Темирбабинской площадях, где вскрыты наиболее мощные разрезы верхнего триаса [1].

Литофизическая толща, отвечающая среднему отделу триаса, резко отличается от выше- и нижележащих по своим физическим параметрам и является своеобразным репером триасовой части разреза Южного Мангистауа. По промыслово-геофизическим материалам внутри этой толщи выделяются четыре литофизические пачки, две из которых (*2а* и *2б*) соответствуют нижней, а две другие (*2в* и *2г*) — верхней подсвите Южно-Жетыбайской свиты. В стратотипическом разрезе скв. 4 (Южные Жетыбаи) пачка *2г* отвечает верхней глинистой ее части. Она характеризуется низкими удельными электрическими сопротивлениями, слабодифференцированной кривой ПС и наиболее контрастно проявляется на кавернограмме благодаря значительному увеличению номинального диаметра скважины.

Нижележащие пачки *2в*, *2б*, *2а* отвечают терригенно-карбонатных части разреза и характеризуются в целом повышенными значениями удельных электрических сопротивлений, слабодифференцированной кривой ПС и сравнительно слабым изменением номинала кавернограммы. Пачка *2в* от подстилающей пачки *2б* уверенно выделяется по спаду кривой КС и четкой аномалии ПС, приуроченной к ее подошве. Пачки *2б* и *2а* разделяются благодаря наличию в их низах низкоомных пластов, против которых отмечается расширение диаметра скважины.

Рассмотрение промыслово-геофизических материалов показало, что описанное строение среднетриасового разреза характерно для всей территории Южного Мангистауа и указанные пачки могут быть выделены на всех площадях, где присутствуют отложения данного возраста. Мощности пачек и их соотношение в разрезе изменяются незначительно, хотя и наблюдается некоторое увеличение карбонатности разреза в южном

направлении. На севере, в зоне максимальных мощностей среднего триаса, несколько повышается роль терригенных пород, увеличивается мощность песчаных пластов в низах пачек **2a** и **2б** и в верхней части пачки **2 г**.

Отражающий горизонты 2 скважинами вскрыт на площадях Южные Жетыбай, Актас, Западный Тасбулат, Бектурлы, Северо-Ракушечная, Северо-Западный Жетыбай.

Литофизическая толща нижнего триаса характеризуется высокими значениями скоростных и плотностных параметров и несколько пониженными значениями электрических сопротивлений. По порядку изменения удельных электрических сопротивлений пород на Жетыбай-Узеньской ступени в ней выделяются четыре литофизические пачки (**3a**, **3б**, **3в**, **3г**, рис. 30). Верхние три пачки отвечают по объему оленекскому ярусу (**3г** и **3в** — тюрурпинской, **3б** — шетпинской свитам), а нижняя **3a** — индскому ярусу нижнего триаса.

В нижнетриасовой толще прослежены два отражающих горизонта 3-1 и 3-2. Их положение в разрезе и стратиграфическая приуроченность установлена в скв. 115 Узень, на площадях Шалва, Жетыбай, Южные Жетыбай, Западный Тенге.

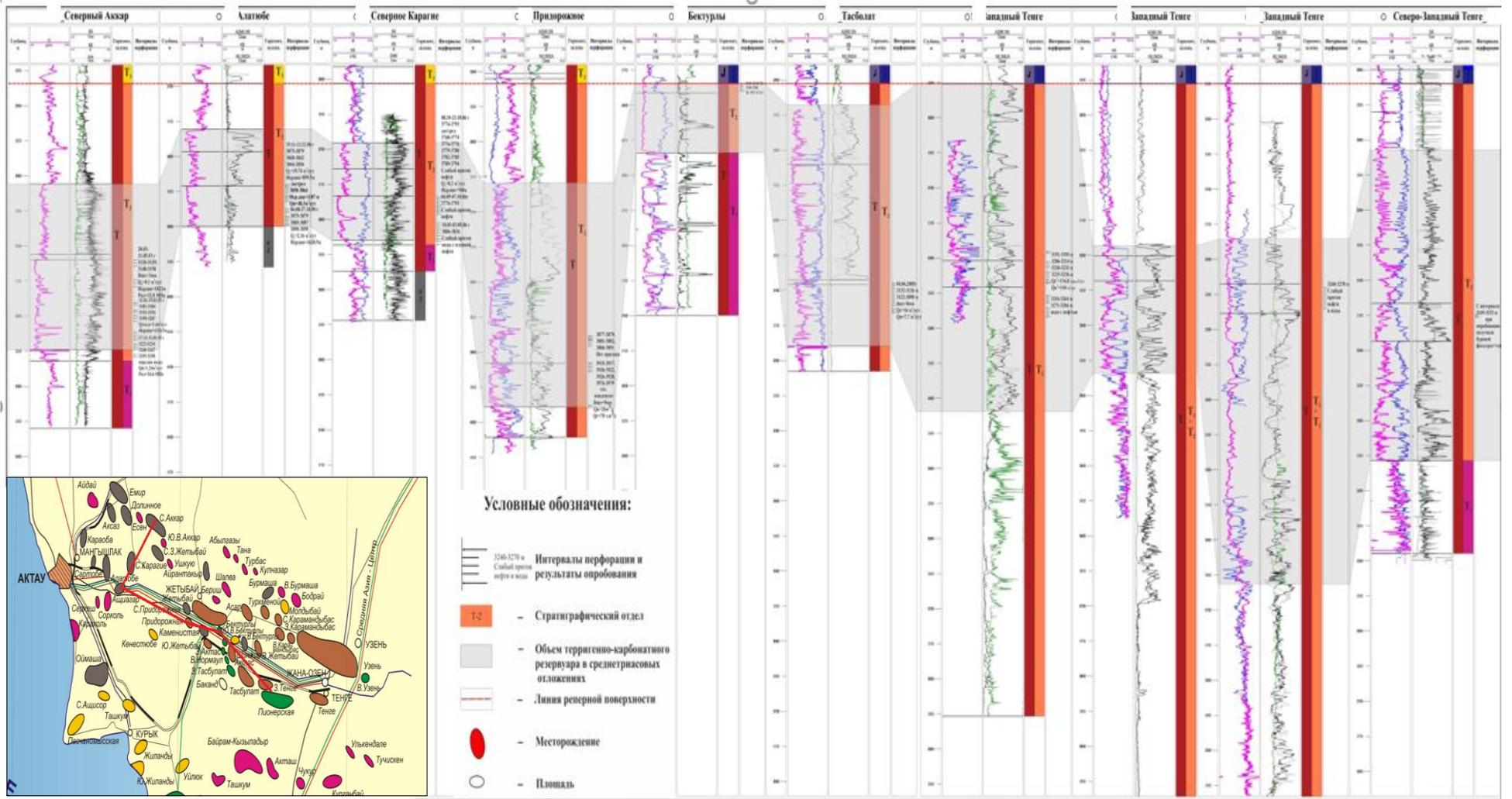


Рисунок 11-Корреляционная схема среднетриасовых отложений по линии С.Аккар – С3 Тенге

3.6 Рекомендации по проведению ГРП

Ждать открытие месторождений нефти и газа в осматриваемой местности возможно во юрских, в средне также верхне триасовых отложениях.

Мало перспективность ниже триасовых осадочных отложений сопряжена со весьма невысокими уместительный-фильтрационными качествами слагающих пород.

Эффективность в средне триасовых также верхне триасовых отложениях на генном уровне сопряжена со участками формирования второстепенных коллекторов во карбонатах средне триасового возраста также верхнего триаса базальных отложений

Первостепенных зон поисково-разведочных работ акцентируются:

1) Структуры западной зоне и восточный части Сегендыкмыский ступени центральной части;

2) Структуры Песчаномыско- Ракушечная зона рядом месторождений Оймаша,

3) Структуры в центарльный части Жазгурлинской депрессии

На территорию выделяемых структур, заложение поисково-разведочных скважин затрудительно. Согласно итогам произведенных исследований возможно выделить, то что кроме обнаруженных антиклинальные структур, могут быть также ловушки неантиклинального типа (стратиграфические , литологические также др.). По этой причине с целью извлечения наиболее правдивых сведений рекомендовано осуществление высокоразрешающих сейсморазведочный 3D работ во границах Жазгурлинской депрессии также Сегендыкский ступени, со дальнейшей постановкой бурения основательных скважин в первостепенных поисковых работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании изученности имеющегося материала и современных представлениях о перспективах нефтегазоносности Южного Мангистауа, в настоящей работе выполнены исследования позволяющие, наметить перспективные участки.

В данное время отложения среднего триаса считаются более перспективными на обнаружение скоплений залежей нефти и газа в Южном Мангистауе. Исследование данных отложений показывает, что основную роль в формировании их коллекторских качеств трещинообразования и выщелачивания.

Цель поисково-разведочных работ залежей углеводородов в до юрских отложениях заключается в раскрытии зон формирования вторичных коллекторов, сложившихся в пределах зон стратиграфического выклинивания и дизъюнктивных нарушений, а также оценки их вероятной продуктивности.

По результатам выполненных исследований первоочередных зон поисково-разведочных работ можно отметить, что помимо выявленных антиклинальных структур также могут быть и ловушки неантиклинального типа (стратиграфические, литологические). Так как зоны формирования вторичных низкопроницаемых коллекторов в разрезе считаются либо доминирующим, или единственным резервуаром для углеводородов. Абсолютно очевидно, что резервуары, к которым приурочены месторождений углеводородов могут быть представлены и неструктурными.

Перспективы нефтегазоносности вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса базируются на обширном материале, полученном по результатам проведенных геологоразведочных работ на Южном Мангистауе. В статье отмечаются высокие перспективы обнаружения залежей УВ в карбонатах среднего триаса, приуроченных как к ловушкам структурного, так и неструктурного типа, основанные на аналитических и фактических данных.

В завершение можно подчеркнуть, что методы поисково-разведочных работ новых залежей нефти и газа будет перспективной только в том случае если комплексных геолого-геофизических изучений с применением нынешних геоинформационных исследований, разных аналитических методов и значительном степени научного сопровождения поисково-разведочных работ.

Успешное освоение углеводородного потенциала палеозойских и триасовых глубокозалегающих сложнопостроенных объектов Южного Мангистауа позволит в ближайшие годы значительно увеличить добычу нефти и газа, прирастить запасы углеводородов в регионе, что является одной из основных задач для развития инфраструктуры Мангистауской области.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 А. А. Абдулин, В. В. Липатова, Ю.А. Волож, Триас Южного Мангышлака, (ВНИГНИ. Труды. Вып. 224) Москва, Недра, 1981. с.8-17
- 2 Попков В.И., Балеста Г.И., Письменная и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности фундамента и переходного комплекса Мангышлака. Отчет по теме №226, г. Шевченко, 1986 г.
- 3 Рабинович А. А., Попков В. И., Тимурзиев А. И. и др. Отчет КазНИПИнефть, по договору 5-06/991 Совершенствование методики зонального и локального прогноза нефтегазоносности применительно к условиям Южного Мангышлака, Шевченко, 1990г
- 4 Рабинович А. А., Попков В. И., Тимурзиев А. И. и др. Отчет КазНИПИнефть, по договору 5-06/991 Совершенствование методики зонального и локального прогноза нефтегазоносности применительно к условиям Южного Мангышлака, Шевченко, 1990г
- 5 А.А. Крупин, М.В. Рыкус, Нефтегазоносность вторичных коллекторов углеводородов в карбонатных породах среднего триаса на месторождениях Южного Мангышлака Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012 с.275-286
- 6 Крупин А.А. Оценка нефтегазового потенциала и комплекс геолого-геофизических методов поиска сложнопостроенных коллекторов среднетриасовых отложений Мангышлакского осадочного бассейна, Доклад, Международная научно-практическая конференция «Инновационное развитие нефтегазового комплекса Казахстана», г. Актау 25-26 апреля 2013г.
- 7 С. М. Оздоев, М. А. Машрапова, Н. Тлеуберди, Геохимия органического вещества и нефтегазоматеринский потенциал мезозойских пород Мангышлака и Устюрта, Институт геологических наук им. К. И. Сатпаева, Алматы.
- 8 К.Боранбаев, С. Ступак, А. Боранбаев, Краткая литолого-стратиграфическая характеристика территории Мангистауской нефтегазоносной области, Сборник трудов Выпуск 1, НИПИнефтегаз, Актау, 2014г с.19-44
- 9 Отчет Переобработка и переинтерпретация данных сейсморазведки 3Д МОГТ на месторождениях Алатюбе, Атамбай-Сартюбе и Ащиагар. г.Алматы- Актау 2013, г.
- 10 Текст отчета Программа геолого-разведочных работ на месторождениях АО«ММГ» г. Актау 2013г.

Дата ОПЗ 04.04.2018	Приемистость, м3/сут	10,0	26,0
	Работающая толщина, м	8,4	8,4
	Параметры	До ОПЗ 12.08.2017	После ОПЗ 25.06.2018
Скважина № 3 Дата ОПЗ 30.03.2018	Проницаемость, мД	0,15	0,27
	Приемистость, м3/сут	5,0	11,0
	Скин-фактор	-3,0	-5,3
	Полудлина трещины, м	0	41,6
	Работающая толщина, м	22,8	22,8

Увеличение приемистости во всех скважинах составило более 2 раз.

Применение ДГК-2 в Дагестане показало увеличение производительности добывающих скважин более чем в 1,5 раза.

Применение реагентов ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» в Калмыкии обеспечило открытие нового газоконденсатного месторождения, названного именем Василия Бембева.

Выводы

1. Реагенты «РБС-3» и «ДГК-2» представляют собой сложный многокомпонентный органический продукт, включающий хелатные комплексы, полидентатные лиганды и ПАВ, для повышения активности основного действующего вещества.
2. На основании полученных промысловых результатов, реагенты рекомендуются для диспергации глинистой буровой корки, барита, для очистки ПЗП от отложений нерастворимых солей тяжелых металлов, глинистых частиц, оксидов и гидроксидов железа, удаления нерастворимых продуктов реакции соляной кислоты с породой, а также для освоения скважин, в том числе после технологических операций с использованием баритовых наполнителей.
3. Применение РБС-3 и ДГК-2 является эффективной альтернативой СКО, что позволяет значительно снизить затраты на ОПЗ скважинах.
4. Щелочная среда реагентов позволяет проводить обработки скважин по затрубному пространству без постановки бригады КРС.
5. Обработка призабойной зоны скважин позволяет реализовать усадку глинистого вещества.
6. Составы можно использовать в жидкости гидроразрыва для предотвращения набухания глин.

АНАЛИЗ ОБСТАНОВКИ ОСАДКОАКОПЛЕНИЯ ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНО-МАНГЫШЛАКСКОГО БАСЕЙНА

Ходжаев Р.Г., Узбекгалиев Р.Х.
khojayev_r@kaznipi.kz

КазНИТУ имени К. И. Сатпаева
(г. Алматы, Казахстан)

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз»
(г. Актау, Казахстан)

Аннотация. Рассмотрены особенности геологического строения и анализ обстановки осадконакопления триасовых отложений в связи с обнаружением залежей углеводородов с промышленными кондициями, новые данные указывающих на возможные вероятные скопления углеводородов. Прогноз нефтегазоносности, зон развития вторичных коллекторов

в карбонатах среднего триаса и механизмов их формирования. Триасовые отложения Южно-Мангышлакского бассейна представляет большой интерес в поисково-разведочных работах.

Ключевые слова: триасовые отложения, вулканогенно-карбонатные породы, осадочный бассейн, вторичный коллектор, трансгрессия, фация, нефтегазоносность.

Южно-Мангышлакская нефтегазоносная область представляет собой обширную область прогибания, протягивающуюся Северным ограничением этой зоны являются Мангышлакская и Центрально-Устюртская системы поднятий, в пределах которых выделяются Беке-Башкудукский, Тумгачинский валы и Чакырганский, и другие прогибы. На юге нефтегазоносная область включает районы Песчаномысского блока и северный склон Карабогазского свода, на востоке до Карынжарыкской седловины, на западе продолжается в районе Каспийского моря (рисунок-1) [1].

Стратиграфический разрез, вскрытых бурением пород Южного Мангышлака, достаточно широк. Мощность платформенного чехла Южного Мангышлака достигает 4000-6000 м. В стратиграфическом отношении глубоким бурением вскрыты породы, представленные осадочными отложениями триасового, юрского, мелового и четвертичного возраста. Фундамент сложен преимущественно терригенными и карбонатно-терригенными толщами, метаморфизованными в зеленосланцевой фации регионального метаморфизма, прорванными гранитными интрузиями. На породах фундамента ложатся с размывом отложения позднепермско-триасового возраста. При этом красноцветные грубообломочные отложения верхней перми, имеют локальное распространение и на породах фундамента залегают преимущественно разновозрастные породы триаса или даже юры. В составе триасового разреза выделяется пестроцветный в основном алеволито-аргиллитовый комплекс нижнего триаса, сформировавшийся в континентальной обстановке, вулканогенно-карбонатный морской среднетриасовый и вулканогенно-терригенный верхнетриасовый комплексы отложений. В зависимости от фациальных условий образования выделяются как терригенные типы пород, так и породы морского происхождения.

Триасовые отложения рассматриваемых регионов характерны большие градиенты изменения мощностей отдельных стратиграфических подразделений, резкая смена фаций на коротком расстоянии, наличие стратиграфических, в том числе нередко угловых, несогласий между установленными литостратонами, большая анизотропия в обломочных, карбонатных и вулканогенно-обломочных коллекторах. Карбонатные коллекторы локализованы в среднем триасе в туфоогенно-доломитовой и туфоогенно-известняковой толщах. По вещественному составу среди них встречаются доломиты, оолитовые известняки, оолитовые и органогенно-детритовые известняки. По морфологии порового пространства среди карбонатных пород выделяются порово-трещинные, порово-кавернозные и трещинные коллекторы [2].

В конце триасового времени на Мангышлаке произошли резкие тектонические движения, в результате которых пермо-триасовые породы в районе Центрального Мангышлака были смяты в крутые складки и претерпели инверсию. С этого времени на территории, расположенной к югу и к северу от Центрального Мангышлака, начали формироваться крупные платформенные прогибы: Южно-Мангышлакский и Южно-Бузачинский, где в последующее время происходило интенсивное накопление осадков. Так как исходящие движения преобладали, то в пределах Южно-Мангышлакского прогиба образовались в основном крупные впадины, среди которых локальные поднятия занимают как бы подчиненное положение (рисунок-2).

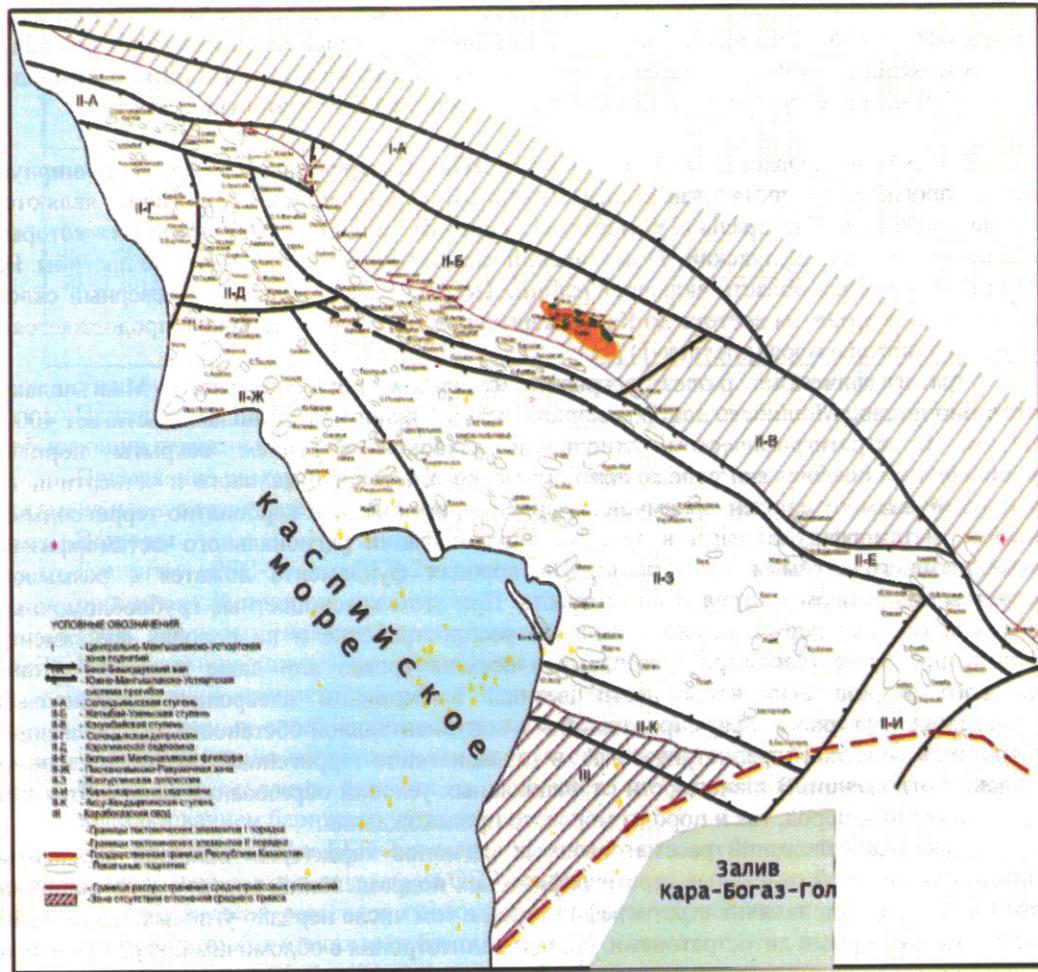


Рисунок 1 - Тектоническая схема и схема распространения среднетриасовых отложений Южного Мангышлака

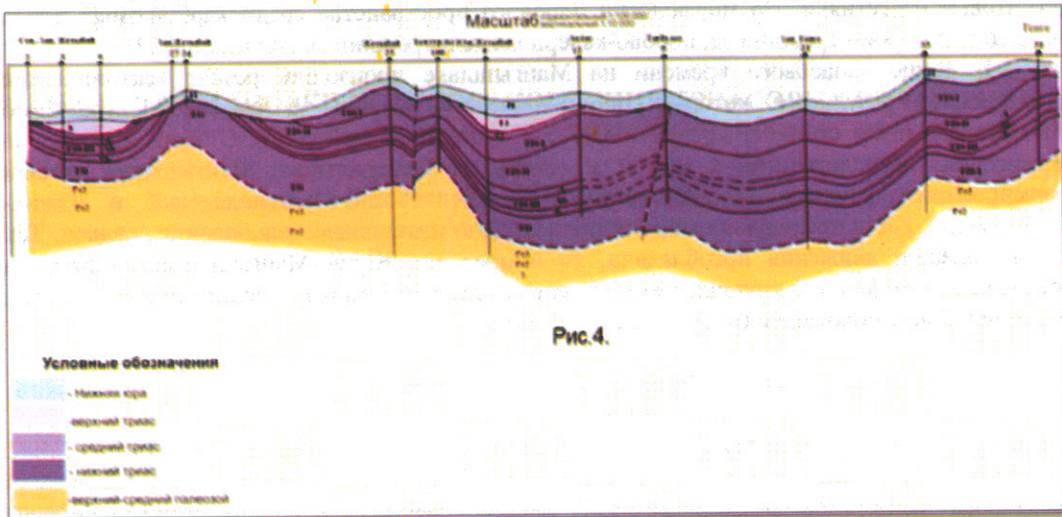


Рисунок 2 - Геологический профиль по линии С-3 Жетыбай - Тенге

В среднеюрское время направленность тектонического развития территории в целом сохраняется: областям увеличенных мощностей нижней юры соответствуют области максимальных мощностей средней. Этот факт говорит об унаследованном характере развития территории в ранне среднеюрское время. Эта территория испытала длительное и устойчивое прогибание, компенсированное накоплением мощных толщ осадочных пород. Именно в такой обстановке складывались условия, благоприятные для захоронения и преобразования органического вещества и формирования скоплений нефти и газа.

Разные участки этой территории отличаются по степени своей перспективности. Изучение современного структурного плана и палеогеологических особенностей структурных элементов в сочетании с данными по литологическому составу и гидрогеологическим показателям позволили провести качественную оценку перспектив нефтегазоносности исследуемой территории. В связи с этим данные о характере изменений стратиграфического диапазона, литологии и мощностей отложений платформенного чехла по территории Южного Мангышлака в целом накапливались очень медленно. Это обстоятельство затрудняло общую оценку перспектив нефтегазоносности района. Основной продуктивной толщей на этой территории являлась серия преимущественно песчано-глинистых отложений нижней, средней и частично верхней юры.

Предсреднетриасовое время произошло поднятие территории Мангышлака, что привело к размытию нижнетриасовых отложений (рисунок-3). Последовавшая трансгрессия моря в среднем триасе охватила значительную часть территории, где в нормальных морских условиях отлагались известняки, аргиллит с прослоями туфогенных пород. После непродолжительного перерыва и слабых тектонических движений, приведших к размытию, началось поздне триасовое время с развитием глинистых осадков прибрежного характера мелководного моря и песчаных, аллювиальных отложений. Верхнетриасовым отложениям характерно высокое содержание органического вещества в отдельных отложениях, что значительно повышает их нефтегазогенерирующие свойства. Фациальные различия при рассмотрении однообразных образований, в целом, невелики. Наиболее существенные изменения фациальных обстановок наблюдаются в широтном направлении, что обусловлено распространением морских трансгрессий в восточном направлении, как в триасовом, так и в юрском периодах. Более значительные изменения отмечаются для юрского этапа, поскольку в структурно-тектоническом отношении впадина была дифференцирована в большей степени. Это могло обусловить появление различных подтипов нефтей, формировавшихся в западных и восточных частях региона. [3]

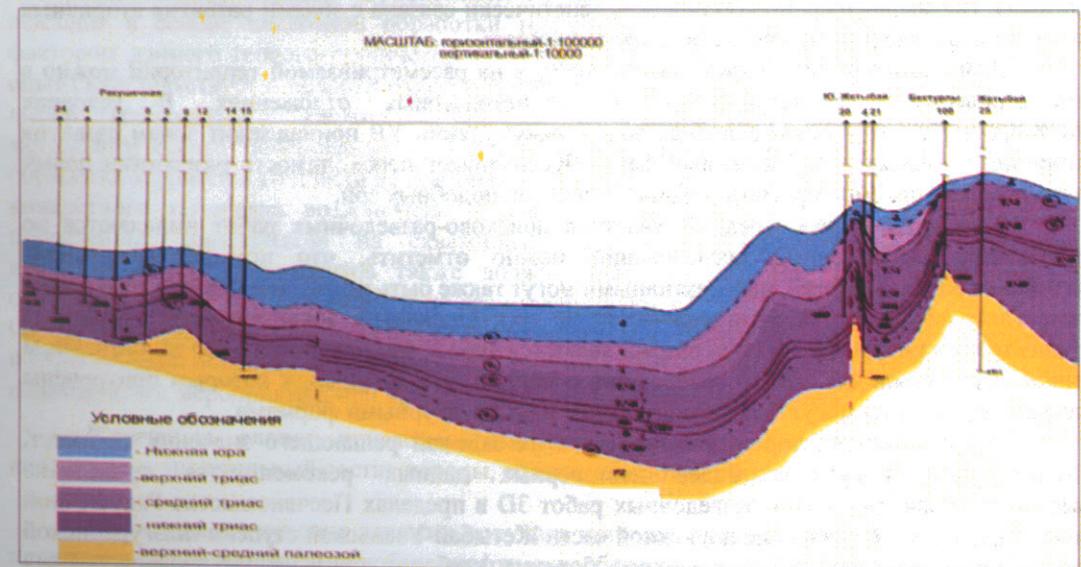


Рисунок 3 - Геологический профиль по линии Ракушечная- Жетыбай

В пределах Жетыбай-Узеньской ступени наиболее обогащены органическим веществом отложения среднеюрского возраста и средне-верхнего триаса. В настоящее время триасовых отложений промышленные притоки нефти и газа получены на площадях Южный Жетыбай, Северо-Ракушечной, Северное Карагие, Атамбай-Сартюбе, Алатюбе, Аккар, Оймаша и др. непромышленные зафиксированы при опробовании площадей Актас, Махат, Прибрежная и др [4].

Результаты испытаний и детальное расчленение триасовых отложений в региональном плане позволило выделить ряд продуктивных горизонтов внутри отдельных частей разреза. Так, с отделом верхнего триаса связаны два продуктивных горизонта Т₃-А и Т₃-Б, верхний - Т₃-А горизонт в объеме отвечает Жазгурлинской свите, а нижний - Т₃-Б Североракушечной. Промышленная нефтегазоносность их определена только на Жетыбай- Узеньской ступени Карагинской седловине.

Нефтегазопоявления обнаружены на площадях Северо-Ракушечная, Каунды, Придорожная и др. В среднем триасе содержатся продуктивные горизонты Т₂-А, Т₂-Б, по объему отвечающие Южно-Жетыбайской свите, которая делится на две подсвиты и четыре литологические пачки. С верхней подсвитой связаны продуктивные горизонты Т₂-А, Т₂-Б, с нижней подсвитой, главным образом, со средней и нижней частями ее – продуктивный горизонт Т₂-Б. Промышленная нефтегазоносность среднетриасовых продуктивных горизонтов доказана на большом количестве пробуренных скважин в пределах Жетыбай-Узеньской ступени, Карагинской седловине и Песчаномыско-Ракушечного свода. С наличием нефтегазоносности в нижнем отделе триаса связаны три продуктивных горизонта (Т₁-А, Т₁-Б и Т₁-В). Первые два по объему отвечают Долинапинской свите, соответственно располагаясь в верхней и нижней частях ее. Продуктивный горизонт Т₁-Б приурочен к мощной Узеньской свите. Здесь следует оговориться, что выделение продуктивных горизонтов внутри оленекского яруса имеет условный характер, поскольку нельзя пока четко ограничить мощность выделяемых продуктивных горизонтов. Стратификацию продуктивных горизонтов, их номенклатуру и в пределах локальных структур Южного Мангышлака можно считать обоснованной, и в этом случае представляется целесообразным провести анализ основных показателей продуктивных горизонтов по ряду локальных площадей рассматриваемого геологического региона.

В пределах исследуемой территории были установлены залежи нефти и газа в средне-верхнетриасовых отложениях на месторождениях Северный Аккар, Алатюбе, Северное Карагие, Атамбай-Сартюбе, Ашиагар и нефтегазоконденсатное – Придорожное, газонефтяное Оймаша. Промышленная продуктивность генетически связана с зонами развития вторичных коллекторов в карбонатах среднетриасового возраста.

Ожидать открытие залежей углеводородов на рассматриваемой территории можно в нижнетриасовых, среднетриасовых и верхнетриасовых отложениях. В условиях низкопроницаемого разреза основная роль в аккумуляции УВ принадлежит зонам развития вторичных коллекторов. Указанный факт обуславливает необходимость разработки новых методических приемов прогнозирования и поисков подобных зон.

В качестве первоочередных участков поисково-разведочных работ выделяются по результатам выполненных исследований можно отметить, что помимо выявленных антиклинальных поднятий, перспективными могут также быть и ловушки неантиклинального типа (литологические, стратиграфические и др.). Поскольку зоны развития вторичных коллекторов в низкопроницаемом разрезе являются либо доминирующим, либо единственным типом резервуаров для УВ, то совершенно очевидно, что ловушки, к которым приурочены залежи нефти и газа могут быть представлены и неструктурными формами.

Структурный фактор в локализации этих залежей решающего значения не имеет. Поэтому для получения более достоверных данных рекомендуется проведение высокоразрешающих сейсморазведочных работ 3D в пределах Песчаномыско-Ракушечной зоне, Карагинской седловине и в южной части Жетыбай-Узеньской ступени Жазгурлинской депрессии с последующей постановкой бурения глубоких скважин на первоочередных

поисковых объектах. Между тем эффективность поисково-разведочных работ в Западном Казахстане в значительной степени может быть повышена с применением результатов комплексных седиментологических исследований пермо-триасовых отложений Южного Мангышлака.

Список литературы

1. А. А. Абдулин, В. В. Липатова, Ю.А. Волож, Триас Южного Мангышлака, (ВНИГНИ. Труды. Вып. 224) Москва, Недра, 1981. с.8-17
2. А.А. Крупин, М.В. Рыкус, Нефтегазоносность вторичных коллекторов углеводородов в карбонатных породах среднего триаса на месторождениях Южного Мангышлака Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2012 с.275-286
3. С. М. Оздоев, М. А. Машрапова, Н. Тлеуберди, Геохимия органического вещества и нефтегазоматеринский потенциал мезозойских пород Мангышлака и Устюрта, Институт геологических наук им. К. И. Сатпаева, Алматы.
4. К. Боранбаев, С. Ступак, А. Боранбаев, Краткая литолого-стратиграфическая характеристика территории Мангистауской нефтегазоносной области, Сборник трудов Выпуск 1, НИПИнефтегаз, Актау, 2014г с.19-44

УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В КОНГЛОМЕРАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Шакен М. Ш., Жиенгалиев Б. Е., Абитова А. Ж., Зейнула А. М.

Shaken.M@llpcmg.kz

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»
(г. Атырау, Казахстан)

Аннотация: На сегодняшний день, кислотная обработка скважины является одним из широко используемых и наиболее эффективных методов воздействия на ПЗС для увеличения или восстановления продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Важным и наиболее ответственным этапом проектирования технологии кислотной обработки является выбор технологической жидкости процесса. Успешность обработки продуктивного пласта во многом зависит от сочетаемости подобранной кислотной композиции и минералогического состава обрабатываемого интервала, так как химические реакции, лежащие в основе кислотной обработки терригенного коллектора, являются ключевым фактором данного геолого-технического мероприятия. Однако накопленный промысловый опыт свидетельствует о недостаточной степени проработанности данного вопроса. Зачастую выбор необходимого кислотного состава проводится без достаточного научно-методологического обоснования. В частности, при выборе кислотной композиции для обработки терригенного пласта не принимается во внимание минералогический состав пород конкретного интервала воздействия. А еще немаловажным фактором является ранее проведенные мероприятия на скважинах, такие как проппантный ГРП, так как кислотостойкость проппантов также должны быть учтены. Все типы проппантов, в основном, химически устойчивы и не взаимодействуют с жидкостями разрыва или пласта. Однако некоторые типы кислот в пластовых условиях могут повредить целостность проппанта и отрицательно повлиять на проводимость трещины. Эти факторы должны быть учтены при планировании мероприятия, при выборе композиции кислотного состава.

Ключевые слова: конгломератная залежь, кислотная обработка терригенных коллекторов, минеральный состав породы, влияние кислотных составов на проппант.

Кислотная стимуляция скважин получила широкое применение в нефтепромысловой практике для интенсификации добычи нефти из карбонатных и терригенных коллекторов, что

ДАТА ОТЧЕТА: 2020-07-02 04:40:08

НАЗВАНИЕ:

Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна

АВТОР:

Ходжаев Рахат Газизулы

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ:

Ризахан Узбекгалиев

ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ:

ИГНиГД

ДАТА ЗАГРУЗКИ ДОКУМЕНТА:

2020-07-02 04:38:37

КОЛИЧЕСТВО ПОВТОРНЫХ ПРОВЕРЕК ДОКУМЕНТА:

3

ПРОПУЩЕННЫЕ ВЕБ-СТРАНИЦЫ:

Объем найденных подоби

Обратите внимание! Высокие значения коэффициентов не означают плагиат. Отчет должен быть проанализирован экспертом.



% комбинаций из 5 слов, найденный во всех доступных источниках, кроме БЮА

25
Длина фразы для коэффициента подобия 2



% комбинации 25 -слов, найденных во всех доступных источниках, кроме БЮА

8397
Количество слов



% найденных слов в тексте, помеченных как цитаты

68477
Количество символов

Список возможных попыток манипуляций с текстом

В этом разделе вы найдете информацию, касающуюся манипуляций в тексте, с целью изменить результаты проверки. Для того, кто оценивает работу на бумажном носителе или в электронном формате, манипуляции могут быть невидимы (может быть также целенаправленное вписывание ошибок). Следует оценить, являются ли изменения преднамеренными или нет.

Замена букв	45	показать в тексте
<small>Использование символов из другого алфавита - может указывать на способ обойти систему, поэтому следует установить их использование.</small>		
Интервалы	0	показать в тексте
<small>Количество увеличенного расстояния между буквами (просим определить является ли расстояние имитацией пробела, так как исходно слова могут быть написаны слитно).</small>		
Микропробелы	0	показать в тексте
<small>Количество пробелов с нулевым размером - необходимо проверить влияют ли они на неправильное разделение слов в тексте.</small>		
Белые знаки	0	показать в тексте
<small>Количество символов, выделенных белым цветом, пожалуйста, проверьте не используются ли белые символы вместо пробела, соединяя слова (в отчете подобия система изменяет автоматически цвет букв в черный, чтобы их сделать видимыми).</small>		

Подобия по списку источников

Просмотрите список и проанализируйте, в особенности, те фрагменты, которые превышают КП №2 (выделенные жирным шрифтом). Используйте ссылку «Обозначить фрагмент» и обратите внимание на то, являются ли выделенные фрагменты повторяющимися короткими фразами, разбросанными в документе (совпадающие сходства), многочисленными короткими фразами расположенные рядом друг с другом (парафразирование) или обширными фрагментами без указания источника ("криптоцитаты").

10 самых длинных фраз (3,89 %)

Десять самых длинных фрагментов найденных во всех доступных ресурсах.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ И АДРЕС ИСТОЧНИКА URL (НАЗВАНИЕ БАЗЫ)	АВТОР	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ
1	https://docplayer.ru/67848142-Tshazatshstan-respublika-sy-dzhlhtytsh-dzylm-akademiyasynvgi-habarlary-izvestiy-a-nacionalnoy-akademii-nauk-respubliki-kazahstan.html		79 0,94 %
2	https://moluch.ru/archive/146/40971/		64 0,76 %
3	https://docplayer.ru/67848142-Tshazatshstan-respublika-sy-dzhlhtytsh-dzylm-akademiyasynvgi-habarlary-izvestiy-a-nacionalnoy-akademii-nauk-respubliki-kazahstan.html		31 0,37 %
4	https://docplayer.ru/67848142-Tshazatshstan-respublika-sy-dzhlhtytsh-dzylm-akademiyasynvgi-habarlary-izvestiy-a-nacionalnoy-akademii-nauk-respubliki-kazahstan.html		28 0,33 %
5	https://moluch.ru/archive/146/40971/		27 0,32 %
6	https://docplayer.ru/67848142-Tshazatshstan-respublika-sy-dzhlhtytsh-dzylm-akademiyasynvgi-habarlary-izvestiy-a-nacionalnoy-akademii-nauk-respubliki-kazahstan.html		26 0,31 %

7	https://docplayer.ru/67848142-Tshazatshstan-respublikasy-dzhlttytsh-dzylm-akademiyasynygi-habarlary-izvestiya-nacionalnoy-akademii-nauk-respubliki-kazahstan.html	22	0,26 %
8	https://moluch.ru/archive/146/40971/	21	0,25 %
9	https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd79b5c53a88421306d27_0.html	15	0,18 %
10	https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd79b5c53a88421306d27_0.html	14	0,17 %

из базы данных RefBooks (0,00 %)

Все фрагменты найдены в базе данных RefBooks, которая содержит более 3 миллионов научных публикаций.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	АВТОР	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (КОЛИЧЕСТВО ФРАГМЕНТОВ)
---------------------	----------	-------	---

ЗАИМСТВОВАНИЙ НЕ НАЙДЕНО

из домашней базы данных (0,20 %)

Все фрагменты найдены в базе данных вашего университета.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ	АВТОР	ДАТА ИНДЕКСАЦИИ (АРХИВАЦИИ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Южного Мангышлака <i>Satbayev University (ИГНУГД)</i>	Амирова Ардак	2017-05-16	17 (3)	0,20 %

из программы обмена базами данных (0,00 %)

Все фрагменты найдены в базе данных других университетов.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	НАЗВАНИЕ НАЗВАНИЕ БАЗЫ ДАННЫХ	АВТОР	ДАТА ИНДЕКСАЦИИ (АРХИВАЦИИ)	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (КОЛИЧЕСТВО ФРАГМЕНТОВ)
---------------------	----------------------------------	-------	-----------------------------------	---

ЗАИМСТВОВАНИЙ НЕ НАЙДЕНО

из интернета (4,10 %)

Все фрагменты найдены в глобальных интернет-ресурсах открытого доступа.

ПОРЯДКОВЫЙ НОМЕР	ИСТОЧНИК URL	КОЛИЧЕСТВО ИДЕНТИЧНЫХ СЛОВ (ФРАГМЕНТОВ)	
1	https://docplayer.ru/67848142-Tshazatshstan-respublikasy-dzhlttytsh-dzylm-akademiyasynygi-habarlary-izvestiya-nacionalnoy-akademii-nauk-respubliki-kazahstan.html	186 (5)	2,22 %
2	https://moluch.ru/archive/146/40971/	112 (3)	1,33 %
3	https://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b2bd79b5c53a88421306d27_0.html	46 (4)	0,55 %

Протокол анализа Отчета подобия

заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Ходжаев Рахат Газизулы

Название: Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна

Координатор: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент подобия 1:4,3

Коэффициент подобия 2:3

Замена букв:45

Интервалы:0

Микропробелы:0

Белые знаки:0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

.....
.....
.....
.....
.....

02.07.2020

Дата

.....
Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Ходжаев Рахат Газизулы

Название: Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна

Координатор: Ризахан Узбекгалиев

Коэффициент подобия 1: 4,3

Коэффициент подобия 2: 3

Замена букв: 45

Интервалы: 0

Микропробелы: 0

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

.....

.....
2.07.2020г.
.....

Дата



.....
Подпись Научного руководителя

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

на диссертацию магистранта

Специальность: 6М070600 – Геология и разведка месторождений
полезных ископаемых

Магистрант: Ходжаев Рахат Газизулы

Магистерская диссертация на тему: **Перспективы поисков нефти и
газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна**

Представленная магистерская работа посвящена перспективе поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна. Тема диссертации очень актуальна в современном мире. поисково-разведочных работ проведенные в этих местах, не были успешными. Многие исследователи сделали прогноз на этот счет и опубликовали десятки статей.

Основной целью данной работы является сбор, экспертиза различных геолого-геофизических данных в исследуемом районе и данных всех месторождений, расположенных на нем, информации, полученной от многих скважин и т. д., представление основных задач, поставленных на тему, т. е. умение применять свои дополнительные знания и оптимальные рекомендации к ним с точки зрения современного уровня.

В процессе работы над диссертацией его автором проработаны научные статьи, отчетные материалы прошлых лет. Основные результаты проведенных исследований были представлены на международной научно-практической конференции «Сатпаевские чтения» приуроченная к 120-летию Академика К.И.Сатпаева и 85-летию образования КазНИТУ.

Магистрант показал способность самостоятельно работать над диссертацией. Ходжаев Р.Г. удостоена звания "магистр" и направлен на защиту диссертации.

**Научный руководитель
Кандидат геолого-минералогических наук.**

 _____ Узбекгалиев Р.Х.

«1» июнь 2020

РЕЦЕНЗИЯ

на магистерскую диссертацию

Ходжаев Рахат Газизулы

Специальность 6М070600 – «Геология и разведка месторождений полезных ископаемых».

Магистерская диссертация на тему: Перспективы поисков нефти и газа в триасовых отложениях Южного Мангышлакского бассейна

Текст рецензии:

В рассматриваемом районе очень хорошо изучены и в настоящее время разрабатывается множество месторождений. Триасовые отложения Южного Мангышлака еще недостаточно освоены. Многие исследователи рассматривают его как эффективный и перспективный комплекс для сохранения и выведения углеводородов. В данной диссертационной работе магистрант уточнил геологическое строение Южного Мангышлака, тектоническое строение и литолого-стратиграфическое описание. Кроме того, анализ, опираясь на собранные до сегодняшнего дня геолого-геофизические материалы, в частности, полученные за последние годы, позволил оценить перспективность нефтеносных отложений исследуемого района триасовых отложений определить направления на перспективные геологоразведочные работы. Диссертация имеет последовательную контактную структуру, соответствует требованиям, предъявляемым к диссертациям для получения магистерской степени и рекомендуется к защите.

Замечания к магистерской диссертации:

Существенных недостатков в диссертационной работе не выявлено.

Диссертационная работа оценивается с баллом « 80 » - В %.

Рецензент

Научный сотрудник Института
геологических наук им. К.И. Сатпаева

К. Ш. К. Тогизов Куаныш Серикханович
(подпись)

« 1 » 07. 2020 г.



Примерные критерии оценки диссертации:

№ п/п	Квалификационная характеристика	Оценка степени соответствия	Рекомендации к оцениванию (в баллах)	Отметка
1	Актуальность	Высокая	min:0 – max:20	10
		Средняя		
		Низкая		
		Не актуальна		
2	Новизна	Имеется	min:0 - max:15	10
		нет		15
3	Практическая значимость	Имеется	min:0 - max:10	10
		нет		
4	Соответствие темы научного исследования профилю подготовки специалиста	Соответствует	min:0 - max:10	
		Не соответствует		10
5	Наличие выводов и рекомендаций	имеются	min:0 - max:10	
		нет		
6	Степень решения проблемы	Высокая	min:0 - max:15	10
		средняя		
		низкая		
7	Завершенность исследования	высокая	min:0 - max:20	15
		средняя		
		низкая		
	ИТОГО			80