

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

Кайшыбай Айдана Асхаткызы
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

На соискание академической степени магистра

Геодинамическая модель и нефтегазоносность Аксайской горст
антиклинали
6M070600 – Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

Научный руководитель
Доктор геолого-минералогических наук

Профессор
 Жолтаев Г.Ж.

« _____ » _____ 20__ г.



Доктор РнС
 Сулезов К.С.

« _____ » _____ 20__ г.

Нормконтроль
 Санатбеков М.Е.

«27» июня 2020г.

×

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
Геологии нефти и газа

Подписано цифровой _____ Енсеппбаев Т.А.
подпись: Енсеппбаев,Т.А. _____ 20__ г.
Дата: 2020.07.01 16:27:48
+06'00'

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 ГНГ

Енсеппбаев Т.А.

" _____ " _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение магистерской диссертации

Магистранту Кайшыбай Айдана Асхаткызы

Тема: Геодинамическая модель и нефтегазоносность Аксайской горст антиклинали

Утверждена приказом руководителя университета № 311-М от 06.11.2019 г.

Срок сдачи законченной работы «02» 07 2020 г.

Исходные данные к магистерской диссертации: геологические, текстовые и графические материалы Аксайской горст антиклинали

Перечень подлежащих разработке в магистерской диссертации вопросов:

- а) Изучение геологических и геотехнологических условий района;
- б) Сбор и анализ эксплуатационных данных и определение основных параметров;
- в) Обработка и анализ полученных расчетов.

Рекомендуемая основная литература:

1. Абдулин А.А., Нурлыбаев А.Н., Кунаев Д.С. и др. Геология и полезные ископаемые юго-востока Тургайского прогиба и Северного Улытау.
2. Жолтаев. Г.Ж., Парагульгов Т.Х. и др. Геология нефтегазоносных областей Казахстана (Геология и нефтегазоносность Южного Торгая), Алматы. 1998
3. Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., Парагульгов Х.Х., Давыдов Н.Г. Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Южно-Тургайского бассейна. Алматы. 2004


ГРАФИК

подготовки магистерской диссертации

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультатам	Примечание
Общие сведения района	26.03.2020 г.	
Геологическое строение района	03.04.2020 г.	
Нефтегазоносность	16.04.2020 г.	
Геохимические характеристики	24.04.2020 г.	
Методы подсчета запасов	07.05.2020 г.	

Подписи

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

Наименования разделов	Консультанты, Ф.И.О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Общие сведения района	Жолтаев Г.Ж. Научный руководитель Доктор геолого- минералогических наук Профессор	26.03.2020 г.	
Геологическое строение района	Жолтаев Г.Ж. Научный руководитель Доктор геолого- минералогических наук Профессор	03.04.2020 г.	
Нефтегазоносность	Жолтаев Г.Ж. Научный руководитель Доктор геолого- минералогических наук Профессор	16.04.2020 г.	
Геохимические характеристики	Жолтаев Г.Ж. Научный руководитель Доктор геолого- минералогических наук Профессор	24.04.2020 г.	
Методы подсчета запасов	Жолтаев Г.Ж. Научный руководитель Доктор геолого- минералогических наук Профессор	07.05.2020 г.	
Нормоконтролер	Санатбеков М.Е.	01.07.2020 г.	

Научный руководитель
Задание принял к исполнению
магистрант



Жолтаев Г.Ж.
Кайшыбай А.А.

Дата

" 20 03 2020 г.

АННОТАЦИЯ

Данная диссертация магистранта на тему «Геодинамическая модель и нефтегазоносность Аксайской горст антиклинали».

Объект исследования- Аксайская горст антиклиналь Южно-Тургайского бассейна.

Цель исследования- анализ имеющихся данных и результатов бурения (поисково-разведочного, эксплуатационного) Арыкумского прогиба, выявление перспектив нефтегазоносности, оценка ресурсов углеводородов прогиба и обоснование эффективных направлений геолого-разведочных работ.

В данной диссертации на основе анализа уже имеющих геологической и геофизической информации обоснованы литолого-стратиграфические покрывки, коллектора, комплексы нефти и газа, зоны аккумуляции и генерации углеводородов, геохимические характеристики пород и флюидов. Сделано нефтегеологическое районирование, закономерности пространственного расположения месторождений нефти и газа.

Также даны рекомендации к дальнейшим направлениям геологоразведочных работ.

АҢДАТПА

Бұл магистерлік диссертация тақырыбы «Ақсай горст антиклинальдің геодинамикалық модельі және мұнай-газдылығы».

Зерттеу объектісі-Ақсай горст антиклиналі.

Зерттеу мақсаты- Оңтүстік Торғайының Арыскүм ауытқысының барлау және пайдалану бұрғылауының нәтижелен және геологиялық, геофизикалық ақпараттарын сараптау, мұнайгаздылы болашағын анықтау, бассейннің көміртерін потенциалды ресурстарын бағыттау және мұнай мен газдың геологиялық барлау жұмыстарын тиімді бағыттау негіздері.

Диссертацияда геологиялық-геофизикалық ақпараттарды кешенді сараптау нәтижесінде шөгінді тыстың түзілімдердің литолого-стратиграфиялық сипаттамалары, жапқыш қабаттар, коллектор қабаттар және генерация аймақтары анықталды.

Геологиялық барлау жұмыстарының болашақ бағыттарының ұсыныстары берілген.

ABSTRACT

This master's degree dissertation on a theme «Geodynamic conditions of formation and oil and gas fields in the Aksay deflection».

The object of research – Aksay deflection.

The purpose of research - analysis of the available geological and geophysical information and results of exploration and development drilling Arysium deflection, the definition of oil and gas prospects, evaluation of potential hydrocarbon resources of the basin and study effective ways of prospecting for oil and gas.

The dissertation is based on a complex analysis of present geologo-geophysical information is grounded lithologic and stratigraphic descriptions of complexes of deposits, sediments, marked thick tires, layers overlays are selected, collector and oil and gas bearings complexes, basic geochemical descriptions of breeds and fluids, areas of generation and accumulation of hydrocarbons. The oil and gas discticting, conformities to law of spatial location deposits of oil and gas and their description is executed.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	10
1	Геолого-геофизическая изученность	11
2	Литолого-стратиграфическая характеристика	13
3	Геодинамические условия формирования Южно-Тургайского бассейна	23
3.1	Условия формирования домезозойских образований	26
3.2	Условия формирования мезозойских образований	28
4	Тектоническое строение бассейна и условия формирования УВ скоплений	30
5	Геохимическая характеристика	33
6	Нефтегазоносность	35
6.1	Зоны нефтегазонакопления	43
6.2	Нефтегазогеологическое районирование по геодинамическим условиям формирования	45
7	Геологическая моделирование основных типов месторождений	47
8	Оценка ресурса УВ	53
9	Рекомендации дальнейших направлений геологоразведочных работ	55
	Заключение	57
	Список использованной литературы	58

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной магистерской диссертации заключается в комплексном анализе имеющих геологических и геофизических данных обоснованы литолого-стратиграфические покрывки, коллектора, комплексы нефти и газа, зоны аккумуляции и генерации углеводородов, геохимические характеристики пород и флюидов.

Южно-Тургайская область занимает территорию площадью 99 тыс. км². С юга на север протяженность составляет около 540 км, максимальная ширина с запада на восток равна 275 км.

В тектоническом отношении Южно-Тургайский бассейн состоит из двух прогибов: Арыкумский и Жиланчинский, которых делит Мынбулакское поднятие.

Геолого–геофизическими исследованиями и нефтеразведочными работами более детально изучена территория Арыкумского прогиба, а остальные два тектонических элемента изучены относительно слабо. Все открытые месторождения сосредоточены в центральной части Арыкумского прогиба. На сегодняшний день в Арыкумском прогибе открыты и находятся на разных стадиях освоения 50 месторождений нефти и газа разной величины. Открытые месторождения нефти и газа сосредоточены в центральной части прогиба на площади более 14 тыс. км², то есть занимает около 15% от общей площади бассейна. На 85% территории поисковые работы проведены слабо.

В работе рассмотрены данные геологических и теоретических основ поисков нефти и газа в толщах рифтогенных структур, геодинамическая модель и общая направленность эволюции земной коры.

Цели и задачи диссертации основывается на анализе уже имеющих геологических и геофизических данных, а также результатов поискового, разведочного и эксплуатационного бурения Арыкумского прогиба Южного Торгая, а также оценка ресурсов углеводородов прогиба и обоснование эффективных направлений геологических и разведочных работ.

В ходе исследования использованы опубликованные и фондовые материалы прошлых лет, а также новые геологические и геофизические материалы, материалы по бурению поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, которые проводились недропользователями в последние годы.

1 Геолого-геофизическая изученность

Южно-Торгайский бассейн представляет собой юго-восточную окраину Торгайского прогиба, характеризующуюся наиболее высокой степенью изученности геолого-геофизическими методами и содержащую в толще мезозойских и частично палеозойских образований промышленные скопления углеводородов.

Региональные комплексные геофизические работы с целью изучения общего геологического строения до глубины 2-3 км и выявления благоприятных структур для поисков нефтегазовых скоплений проводятся Казгеофизтрестом с 1957 г.

В 1963 г. в результате проведенных сейсмических работ были выявлены и подготовлены для проверки нефтегазоносности Бисаринская и Аксайская структуры, уточнен рельеф палеозойского фундамента и получены первые отражения из пород палеозойского комплекса. В том же году трестом "Актюбнефтеразведка" на северной окраине депрессии проведены сейсмические работы с целью выявления структур, перспективных для постановки нефтепоисковых работ.

Наибольший размах геофизические работы получили в первой половине 80-х годов минувшего столетия. Уже первые результаты интерпретации материалов геофизики и бурения показали, что мощности осадочных толщ Южного Торгая значительно варьируют как во времени, так и пространстве. Последнее проявилось не только в их изменениях по мере приближения к бортовым обрамлениям, но и в резких сокращениях вплоть до полного выклинивания на отдельных участках внутренних районов бассейна.

Поисково-детальная сейсморазведка и бурение показали на дифференцированность внутренних частей Жиланшиковского и Арыскупского прогибов, на относительно приподнятые и опущенные участки, соответствующие современным горст-антиклиналям и грабен-синклиналям. Последующие геолого-геофизические работы показали, что внутренние участки - грабен-синклиналей также подверглись дифференциации на относительно приподнятые и опущенные блоки, на протяжении определенного этапа развития оказывающие воздействие на процессы осадконакопления.

В результате бурения структурных скважин и применения более совершенных методов сейсморазведочных работ была уточнена глубина залегания палеозойского фундамента в обрамлениях впадины, выделен и стратифицирован ряд сейсмических отражающих горизонтов.

При разбуривании выявленного в 1983 году поисковым сейсмопрофилерованием с шагом 4км поднятия Кумколь в начале 1984 года получен фонтанный приток нефти из отложений нижнего мела и верхней юры.

В настоящее время в пределах Южно-Торгайской впадины пробурено более 2000 скважин разного назначения, параметрических, поисковых,

разведочных и эксплуатационных, и если учесть, что очевидное количество их пробурены в пределах центральной и южной частях, то изученность бурением этих частей составляет $15,4\text{км}^2/\text{скважина}$ и при этом учтено, что на одном месторождении Кумколь пробурены около 700 скважин.

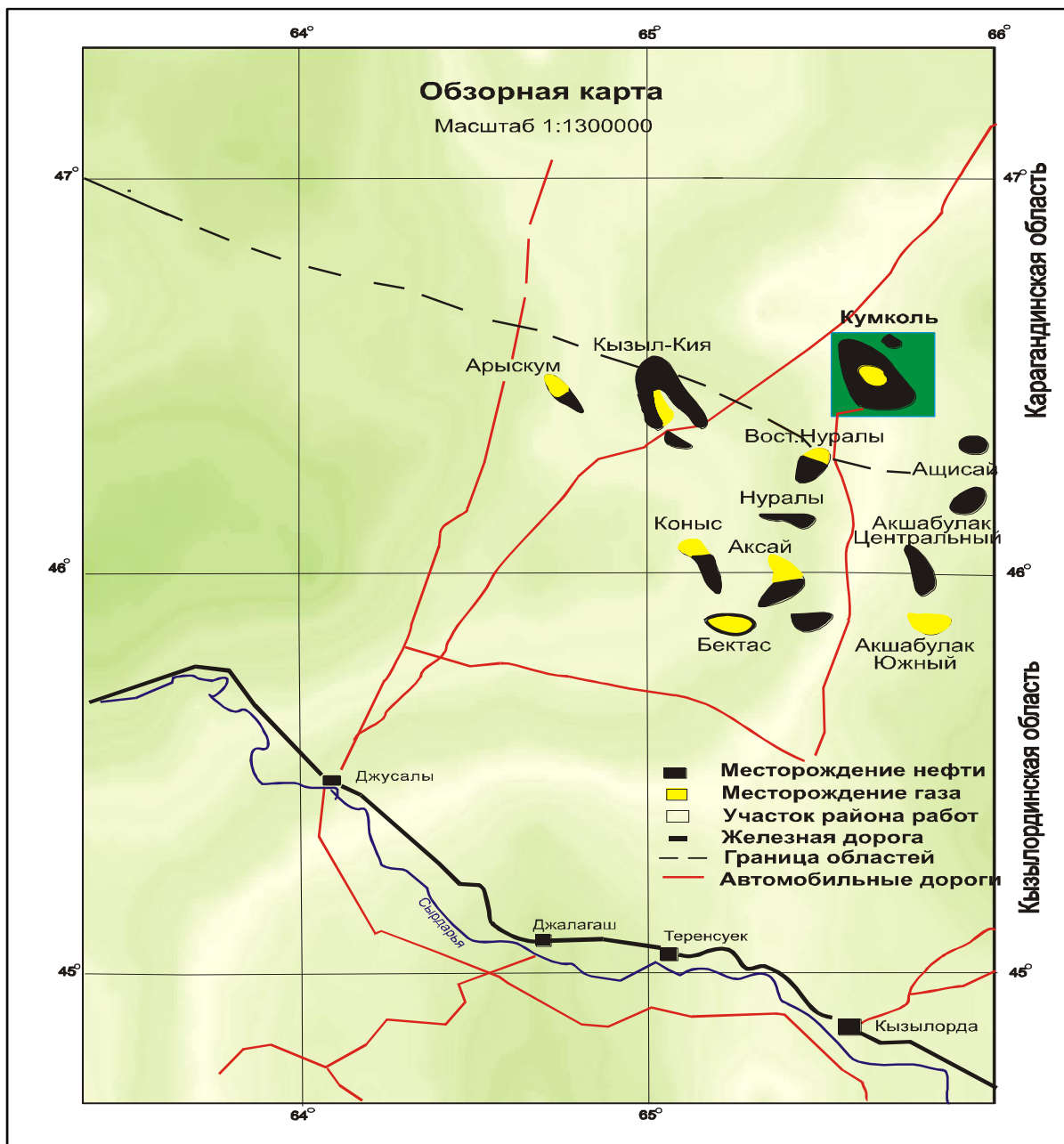


Рисунок 1- Обзорная карта

2 Литолого-стратиграфическая характеристика

В южной и северной частях Торгайского прогиба в основании осадочного чехла залегает промежуточный комплекс, которые имеют разные строения. На севере мощность промежуточного комплекса составляет более одного километра, а на юге она быстро уменьшается до полного выклинивания.

Протерозойско-нижнепалеозойский кристаллический фундамент Арыкумского прогиба представлен метаморфическими породами (кремнисто-серицитовыми и хлорит-серицитовыми сланцами, гнейсами и порфиритами. На них залегают слабометаморфизованные и слабодислацированные осадочные породы среднего и верхнего палеозоя, которые слагают квазиплатформенный комплекс и отложения мезо-кайнозоя – верхний структурный этаж осадочного платформенного комплекса. В Южно-Тургайской впадине геологические исследования палеозойских и протерозойских отложений проводились с небольшим количеством скважин вскрывших доюрские отложения, из-за большей толщины мезо-кайнозойского платформенного чехла. Только первые десятки скважин на этой территории вскрыли протерозойские и нижнепалеозойские отложения кристаллического фундамента и отложения среднего и верхнего палеозойские промежуточного структурного этажа, и поэтому литологическая характеристика данных отложений на половину взята из описаний на ближних территориях, также структурно-тектоническое строение описано на основе комплексной интерпретации магнитно-гравитационного поля вместе с данными сейсморазведки по региональным профилям.

На месторождениях Дошан, Северный и Западный Коныс, Еспе, Ащисай, Нуралы, Кумколь, Аксай, Коныс палеозойские отложения представлены разнотернистыми песчаниками, гравием, хлоритизированными сланцами с прослойками гравелитов, серыми и темно-серыми аргиллитами.

Сазымбайский (Жиланшикский прогиб), Кайдагульский (Жинишкекумская грабен-синклиналь) и Жамансу (Арыкумский прогиб) располагаются соответственно в северной, центральной и южной частях Южно-Торгайского осадочного бассейна. Поэтому ниже приведена краткая характеристика рифейских, палеозойских и мезозой-кайнозойских отложений всего Южно-Торгайского осадочного бассейна с указанием специфических особенностей строения разрезов в отдельных его частях.

Фундамент в пределах Южно-Торгайского Осадочного Бассейна имеет довольно широкое развитие и представлен глубокометаморфизованными до зеленосланцевой и, редко, амфиболитовой стадий рифейскими породами и слабо метаморфизованными образованиями венда. Следует отметить, что в сопредельных регионах на фундаменте залегают мощные толщи кембрия и ордовика, образовавшиеся в процессе эволюции Доуральского палеоокеана.

Фундамент по данным изучения керна скважин Арыскупского и Жиланшикского прогибов главным образом представлен породами бектурганской и коксуйской серий. Возраст первой по результатам последних исследований определен как ранне-среднерифейский. Ранее она относилась к нижнему протерозою. Вышележащая коксуйская серия датируется поздним рифеем, тогда как прежде, данные образования выделялись в майтобинскую серию нижнего протерозоя. Широко распространены гранито-гнейсовые комплексы, возраст которых варьирует от рифея до нижнего палеозоя. Породы позднего протерозоя (венда) вскрыты скважинами 4С и 6С в восточном борту Южно-Торгайского прогиба на южном погружении Байконурского синклинали.

Бектурганская серия наиболее полно вскрыта в пределах Акшабулакской грабен-синклинали глубокими поисковыми скважинами 1-Г, 3-Г, 5-Г Нуралы, 3-Г Акшабулак и параметрическими 1-П Акшабулак, 2-П Арыскуп в интервале глубин от 1900 до 3500 м. В Караваншикской структуре породы этой серии пройдены скважиной 2-Г в интервале 1772-1782,6 м. В остальных скважинах площади Караванши докембрийский цоколь представлен в различной степени рассланцованными гранито-гнейсами. Кроме того, метаморфиты бектурганской серии пройдены в Аксайской горст-антиклинали скважиной 1-Г Аксай на глубине 1674-1680 м и в Арыскупской грабен-синклинали скважинами 57-С в интервале 1207-1210 м и 55-С в интервале 1075-1082 м. Скважиной 2-П Арыскуп, западного борта Акшабулакской грабен-синклинали (центральная часть Арыскупского прогиба), вскрыт литологический комплекс, по составу резко отличный от ранее рассмотренных. Так в интервале 1901-1909 м ею вскрыты гнейсы зеленовато-серые со слабым розовым оттенком с характерной гнейсовидной текстурой, сопоставимые с верхнепротерозойскими лейкократовыми гнейсами бектурганской серии Улытау. В интервале 2041-2045 м пройдены роговообманково-биотитовые гнейсы, лепидогранобластовой мелкозернистой структуры. Текстура сланцеватая за счет субпараллельного расположения чешуек биотита, удлиненных зерен роговой обманки и темноцветных минералов. Встречаются выделения рудного материала.

Коксуйская серия в составе ее типовых компонентов – порфиридов, вскрыта главным образом, в Жиланшикском прогибе. В Арыскупском прогибе порфиритоиды были выявлены в скважине 2-Г Дошан на глубине 2991-3000 м. Скважиной 2-П Сазымбай в интервалах 2968-2975 м и 3040-3122 м пройдены рассланцованные порфириды липаритового состава. Породы в значительной степени рассланцованы до филлитовидных кварц-серицитовых сланцев. В низах вскрытого разреза выделяются участки, содержащие большое количество углеродистого вещества. Несколько отличается по составу образец, отобранный из основания вскрытого разреза. Его основную массу образует микрозернистый агрегат альбит-кварц-гидрослюдистого

состава, в котором выделяются прожилки и гнезда карбоната и зернышки титанистых минералов.

Так, в кристаллическом фундаменте в Арыскупском прогибе – амфиболит – лептитовые гнейсы бектурганской серии. В пределах нефтегазоносных структур типа Нуралыской и Караваншиской гранитогнейсовые и метаморфические комплексы слагают ядра антиформных поднятий, образуя в кристаллическом фундаменте положительные тектонические и геоморфологические структуры. Эти структуры вероятнее всего находят отражение в мезозойском чехле, формированием антиклиналей типа складок облекания.

Силурийские отложения в прогибе отсутствуют, так как для всего Казахстанского микроконтинента это время высокого стояния и широкого развития денудационных процессов.

Промежуточный структурный этаж (квазиplatformенный комплекс). Данные отложения занимают меньшую по сравнению с породами фундамента площадь Южно-Торгайского бассейна и представлены слабометаморфизованными и слабодислоцированными осадками верхнего палеозоя. По фациально-формационному составу они аналогичны образованиям Центрального Торгая, Шу-Сарысуйского и Кызылкумского бассейнов.

Девонские отложения. Квазиplatformенный комплекс в исследуемом регионе вскрыт ограниченным числом скважин и установлен, главным образом, в пределах северо-западного сектора и частично в северной половине западного борта Арыскупского прогиба, соответственно в зоне его сочленения с Мынбулакской седловиной и Нижнесырдарьинским сводом. Стратиграфически он охватывает толщу пород верхнего палеозоя, которые представлены в основном континентальными красноцветными образованиями нижнего-среднего и среднего-верхнего девона (возможно, весь девон представлен нижней красноцветной толщей фаменского яруса), среднего – верхнего карбона и разнообразными по составу известняками фаменско-турнейского (визейского) возраста.

Нижний-средний девон. Наиболее древними породами квазиplatformенного чехла, установленными в пределах Южно-Торгайского бассейна, являются ранне- и средне-позднедевонские, хотя не исключена возможность сужения их возраста до фаменского яруса позднедевонской эпохи, т.е. к нижней его половине. Последнее, исходя из общей геологической ситуации конца девонского периода и по аналогии с формационным составом образований фаменского яруса смежных регионов Центрально-Торгайского (Костанайская седловина), Улытау, Шу-Сарысуйского ОБ и других, представляется наиболее вероятным. В рассматриваемом бассейне данный комплекс пород также вскрыт скважинами в пределах северо-западного сектора Арыскупского прогиба и в Жинишкекупской грабен-синклинали. Крайне южная из них – скважина 60-С Дошан, пробурена в створе

регионального сейсмического профиля 8354 I на западном борту Арыскупской грабен-синклинали.

В пределах восточного борта северо-западной окраины Арыскупского прогиба скважиной 2-Г Майбулак, пробуренной в присводовой части восточной половины одноименного поднятия, в интервале 2031-2035 м (забой) вскрыты алевролиты серые, зеленовато-серые, плотные, крепкие с тонкими (до нескольких мм) прослоями коричневых аргиллитов (напластование под углом 50-70°). По напластованию фиксируются зеркала скольжения. Отмечаются субвертикальные трещины длиной до 1,5 см, залеченные кремнистым, реже кремнисто-карбонатным материалом.

Средний-верхний девон. Северо-восточнее поднятия Бестобе на южном погружения Мынбулакской седловины в своде антиклинали Долдабай скважиной 50-С под меловыми отложениями в интервале глубин 1133-1152 м (забой) вскрыта толща аргиллитов часто алевролитистых, серо-коричневых, темно-коричневых, плотных, крепких, местами и прослойками окремненных, некарбонатных, переслаивающихся с алевролитами. Порода трещиновата. Трещины различной ориентировки преимущественно субвертикальные, редко субгоризонтальные, часто зигзагообразные, залечены кремнистым и карбонатным материалом. В пределах центральной части западной половины Мынбулакской седловины скважиной 9-С под отложениями неокома в интервале глубин 989-1121 м вскрыта толща псаммито-псефитовых образований. По гранулометрическому составу обломочного материала разрез отчетливо подразделяется на две части: верхнюю (в интервале 989-1034 м) и нижнюю (1034-1121 м, забой скважины). Верхняя часть представлена гравелитами и конгломератами серо-коричневыми и коричнево-серыми, местами переходящими в крупнозернистые песчаники, разбитыми редкими субвертикальными трещинами, залеченными кальцитом. Встречаются линзы и прослойки плотных алевролитов. Видимая слоистость под углом 40-45°, хотя не исключена вероятность того, что это видимые в керне фрагменты крупной волнистой слоистости. Цемент кремнистый, участками глинисто-карбонатный. Нижняя часть представлена песчаниками коричнево-серыми, серо-коричневыми, красновато-серыми, средне-крупнозернистыми, полиминеральными с прослоями аргиллитов и редко гравелитов. Обломочный материал сложен кварц-серицитовыми сланцами, гранодиоритами и кремнистыми породами, цемент глинистый, участками глинисто-карбонатный.

Домезозойские образования вскрыты также несколькими глубокими поисковыми скважинами в пределах Жинишкекумской грабен-синклинали на поднятии Северный Жинишкекум. Так, скважиной 4-Г под нижнеюрскими осадками в интервале 2485-2523 м пройдены конгломерат-брекчии, гравелито-конгломераты пестрые (темно-зеленые, красноватые, коричневые), участками и карманами переходящие в песчаники гравелитистые, сильно хлоритизированные, трещиноватые. Трещины разноориентированные от

субгоризонтальных до субвертикальных, залечены глинисто-железистым материалом и кварцем.

В соответствии с изложенным выше, образования нижнего-среднего и верхнего девона имеют ограниченное распространение, занимая в основном центральные участки южного погружения Мынбулакской седловины и северную половину Аксайского выступа, разделяющего Арыкумскую и Акшабулакскую грабен-синклинали.

Фаменский ярус верхнего девона – турнейский и визейский ярусы нижнего карбона. Данные отложения представлены мощным карбонатным комплексом, содержащим в небольшом объеме слои терригенных пород. В последние годы на основании пройденных скважин и геофизических исследований в пределах структур Кенлик и Кокбулак закартирована карбонатная постройка “атоллообразной” формы, являющаяся перспективным объектом для поисковых работ. Геофизическими исследованиями установлено, что данная структура представляет собой складку облекания, располагающуюся на выступе кристаллического фундамента.

Мелкокристаллическими серыми известняками сложена также большая часть разреза скважины 63-С (интервал 1230-1250 м). Породы сильно трещиноваты. Трещины разноориентированные, преимущественно субвертикальные, залечены белым кальцитом. Отдельные трещины ориентированы под углом 45° к оси керна. Отмечается также мелкая изоклиальная складчатость, часто с раздробленными плоскостями наслонения. Редко наблюдаются слабовыраженные сутурно-стилолитовые швы по которым отмечается пиритизация и углефикация.

Скважиной 2-Г Кенлык, пробуренной на одноимённой площади Аксайской горст-антиклинали в непосредственной близости восточного борта Арыкумской грабен- синклинали, с глубины 1500 м вскрыты карбонатные породы. В интервале 1517-1524 м ею пройдены известняки органогенно-обломочные, серые, крепкие, трещиноватые; трещины, разноориентированные с преобладанием субвертикальных, залечены кальцитом. Текстура пород массивная. Основную массу пород составляет микрозернистый агрегат доломит-кальцитового состава. Первичная органогенная структура породы практически утеряна за счёт интенсивного развития процессов перекристаллизации и доломитизации. Среди органических остатков и отпечатков преобладают обломки мшанок, в небольшом количестве встречаются раковинки фораминифер, отмечается также присутствие водорослей. В породе наблюдаются редкие микростилолитовые швы, выполненные углисто-глинистым веществом.

Следует отметить, что порода подверглась тектоническому воздействию, выразившемуся некоторой сланцеватостью и развитием сети мелких трещин, залеченных мелкокристаллическим кальцитом. По микрофауне фораминифер возраст данных известняков определен как турнейско-визейский.

Карбонатные породы квазиплатформенного чехла пройдены также скважиной 28-С, пробуренной в 20 км к северу от выше рассмотренной в сводовой части поднятия Кокбулак. На глубине 1400 м она вскрыла известняки серые, тёмно-серые, прослоями близкие к светло-серым, со слабым желтоватым оттенком, крепкие, плотные, прослоями и участками массивные, часто брекчированные и залеченные карбонатным материалом, от аморфных до скрыто- и мелкокристаллических, редко среднекристаллических. Наблюдаются редкие волнистые поверхности, напоминающие сутурно-стилолитовые швы, по которым развит глинисто-охристый материал. Известняки разбиты довольно частыми трещинами различной ориентировки от долей до нескольких сантиметров.

Средний карбон. Породы данного стратиграфического уровня достоверно установлены только в пределах Жинишкекумской грабен-синклинали в разрезе скважины №2-Г. Она под конгломератами сазымбайской свиты в интервале глубин 2830-3005 м (по материалам ГИС) вскрыла породы предположительно среднекаменноугольного возраста. Данная толща пройдена с поинтервальным отбором керна, который поднят из трех интервалов. Разрез толщи литологически представлен красноцветными континентальными отложениями, сложенными псаммитово-псефитовыми породными ассоциациями с уменьшением размерности кластического материала вверх по разрезу с единичными маломощными прослоями пелитов в верхах рассматриваемой секции разреза. В целом данная толща сложена двумя довольно хорошо наблюдаемыми ритмами, которые представлены ассоциациями красноцветных пород с постепенным переходом сверху-вниз пелитовых разностей в псефитовые.

Интрузивные комплексы. Описанные выше метаморфические, осадочные и вулканогенно-осадочные толщи прорываются различными интрузивными образованиями. В пределах Южно-Торгайского бассейна скважинами вскрыты докембрийские гранито-гнейсовые комплексы и лейкократовые граниты более поздних тектонических этапов. Однако по аналогии с соседними районами здесь возможно присутствие и других групп интрузивных образований, сформировавшихся в диапазоне от позднего протерозоя до среднего девона включительно.

Гранитогнейсовый комплекс. Как уже отмечалось, в Арыскупском прогибе среди метаморфитов широко распространены докембрийские гранитогнейсовые комплексы, реже лейкократовые граниты более поздних тектонических этапов. На структурах граниты и гранито-гнейсы вскрыты скважинами 2-Г Нуралы (1456-1997 м), 1-Г Караванши (1840-1848 м), 4-Г Караванши (1663-1682 м), I-II Акшабулак (2787-3184 м), 3-Г Акшабулак (1903-1905 м), 4-Г Арыскуп (2510-2519 м).

Результаты приведенных исследований базируются на материале, полученном при бурении опорных, параметрических и структурных скважин. Хотя район и хорошо разбурен, домезозойские отложения были вскрыты лишь

относительно небольшим числом скважин и на небольшую глубину. При этом следует отметить, что керн из них отбирался или поинтервально или вообще не отбирался. Колонки скважин построены в основном на материале геофизических исследований, так как они лишь частично охарактеризованы керновым материалом.

Платформенный структурный этаж. Осадочный чехол Южно-Торгайского осадочного бассейна по ряду структурно-формационных признаков расчленяется на два комплекса: нижний плитный (рифтовый, для молодых платформ-тафрогенный) и верхний плитный (ортоплатформенный, эпирифтовый), отражающие особенности тектонической эволюции региона.

Комплекс мезозойских отложений. В стратиграфическом отношении рифтовый комплекс (J_{1-2}) включает отложения сазымбайской, айбалинской, дощанской и карагансайской свит, стратифицируемые в объеме нижнего и среднего отделов юрской системы.

Юрские отложения в целом детально изучены по разрезам параметрических и глубоких поисковых скважин, по комплексу материалов промысловой геофизики, полевой сейсморазведки и палинологическим данным. Для них характерны как разнообразие литологического состава, так и стратиграфическая полнота разрезов, являющиеся следствием палеогеографических и палеоструктурных особенностей.

Сазымбайская свита (J_1 het-sin). В целом сазымбайской свите свойственен песчано-конгломератово-алевролитовый разрез с подчиненными прослоями аргиллитов и алевро-аргиллитов. В Жиланшикской депрессии она почти нацело сложена конгломератами, замещающимися к востоку песчаниками с прослоями алевролитов (Бозщакольская грабен-синклиналь). В Арыскупском прогибе отложения рассматриваемой свиты, вскрыты большим количеством скважин. Айбалинская свита (J_1 sin-plb) также, как и сазымбайская установлена лишь в разрезах параметрических скважин.) перекрываются, дощанской свитой тоар-байосского возраста.

Дощанская свита (J_{1-2} toa-baj) широко развита во всех рифтах (грабен-синклиналях), однако по сравнению с сазымбайской и айбалинской свитами она пользуется более широким распространением. Дощанская свита сложена алевролитами и аргиллитами с прослоями песчаников, очень редко гравелитов. В верхней части разреза свиты песчаники преобладают.

Карагансайская свита (J_2 bth) на полную мощность вскрыта всеми пробуренными в Южно-Торгайском бассейне параметрическими (кроме скв. 1-П Карасор) и значительным числом глубоких поисковых скважин. Мощность ее в целом не превышает 300 м. Сложена она черными известковистыми аргиллитами, серыми алевролитами и песчаниками с тонкими прослоями углей и горючих сланцев. Возраст карагансайской свиты обосновывается спорово-пыльцевыми комплексами с учетом материалов ГИС. Приведенный комплекс близок к таковым батских отложений сопредельных регионов, охарактеризованных морской фауной

беспозвоночных. Внутреннее строение, вещественный состав и структурно-текстурные особенности отложений дощанской и карагансайской свит позволяют заключить, что их накопление также происходило на стадии проседания полного цикла рифтогенеза. По аналогии с соседними районами описываемые отложения отнесены к верхнетриасово-юрской континентальной терригенно-угленосной (аллювиально-озерно-болотная) формации.

Меловые отложения (К) в Южно-Торгайском бассейне распространены повсеместно. Они залегают субгоризонтально и образуют типично платформенный чехол. Меловые отложения характеризуются пестрым литологическим составом и неравномерно насыщены органическими остатками. Анализ литолого-фациального состава, изучение спорово-пыльцевых комплексов, микрофауны и фауны моллюсков, использование материалов ГИС, послужили основой для детального расчленения и корреляции меловых отложений по Южно-Торгайскому бассейну. В пределах Южно-Торгайского осадочного бассейна в меловых отложениях выделяются следующие стратиграфические подразделения: даульская, карашатауская, баймуратская, корганбекская, балапанская, канказганская свиты, отложения сантона, кампана и маастрихта.

Даульская свита (K_1 пс). Отложения даульской свиты широко распространены в пределах Арыкумской прогиба и Мынбулакской седловины. По особенностям литологического состава даульская свита разделяется на две части: нижне- и верхнедаульскую подсвиты. В пределах Жиланшикского прогиба отложения нижнедаульской подсвиты, достоверно не установлены. Нижняя подсвита представлена песками, песчаниками, алевролитами, глинами, мергелями. Верхняя пачка сложена переслаиванием зеленовато-серых и красно-коричневых глин, алевролитов и песчаников с многочисленными прослоями гравелитов и мелкогалечных конгломератов.

Сантонский ярус (K_2 сан). В Южно-Торгайском бассейне отложения сантонского яруса характеризуются практически повсеместным распространением. Они с глубоким стратиграфическим несогласием перекрывают континентальные красноцветные отложения кангазганской свиты. В разрезе сантона преобладают песчаные породы, а глинистые имеют подчиненное значение. Пески, песчаники - кварцевые, мелкозернистые, содержат глауконит. Мощность отложений 70-120 м. Кампанский ярус (K_2 стр). Данные отложения широко развиты в Южно-Торгайском бассейне. Они отчетливо выделяются в разрезе и представлены глинами, алевролитами, с подчиненными прослоями песчаников. Глины алевролитистые, серые, темно-серые, зеленовато-серые, каолинит-гидрослюдистые, с мелкими ОРО, по которым развит пирит, с зернами глауконита и мелкими тонкостенными раковинами моллюсков. В основании разреза отмечается прослой (0,3 м) гравелитов или мелкогалечных конгломератов. Толщина отложений кампана в южной половине бассейна составляет 20-50 м.

Маастрихтский ярус (K_2 маа). Данные образования также распространены повсеместно и залегают на породах кампана с трансгрессивным несогласием. В Арыкумском прогибе преобладают песчаники кварцевые, кварц-полевошпатовые, на известковистом или карбонатном цементе, характерной особенностью которых является значительное содержание органического детрита, высокая карбонатность, наличие крупных раковин моллюсков, фрагментов аммонитов, цельнораковинных гастропод и фораминифер, полости которых часто выполнены пиритом. В подошве толщи карбонатных пород прослеживается маломощный слой мелкогалечных конгломератов. Мощность рассматриваемых отложений в вышеназванных районах составляет 10-40 м.

Комплекс кайнозойских отложений (KZ). В рассматриваемом регионе кайнозойские образования большинством пробуренных скважин пройдены без отбора керна, так как они детально изучены по естественным обнажениям и материалам картировочного бурения, проведенного в больших объемах в процессе геологической съемки. Они представлены морскими осадками палеогена и континентальными породами - неогена. Палеогеновые образования имеют глинистый состав и расчленены на геологические тела в ранге местных стратиграфических подразделений (свита, толща, горизонт) - снизу вверх; горизонт карбонатных песчаников; толща серых глин; горизонт мергелей; толща мергелей и карбонатных глин; толща опоковидных глин; толща шаганских серых, зеленовато-серых глин. Стратиграфическое расчленение их в значительной мере условное и базируется на сопоставлении с одновозрастными образованиями соседних регионов. Общая мощность палеогеновых образований в Арыкумском прогибе достигает 300 м, а в Жиланшикском - 500 м и более.

Неогеновые образования представлены незначительной по мощности толщей аллювиально-делювиального, аллювиально-пролювиального генезиса, песками и песчаниками светло-серыми, гравием, галечниками и глинами, часто загипсованными. Толщина отложений в целом не превышает 50 м. Возраст кайнозойских образований и их отнесение к определенному стратиграфическому подразделению (более дробному) базируется на богатом комплексе фораминифер, остракод, моллюсков, зубов акул, спор и пыльцы.

Палеогеновый комплекс пород генетически делится на две неравные части: палеоцен-эоценовые отложения, представленные исключительно морскими фациями и олигоценовые с господством континентальных осадков.

Четвертичный комплекс образует верхнюю часть осадочного чехла Южно-Торгайского осадочного бассейна и представлен исключительно континентальными отложениями. Наиболее полные его разрезы в центральной части бассейна достигают мощности до 50 м. Литологический состав их очень разнообразен и полностью зависит от фациальной принадлежности (пески, пестроцветные глины, лигниты).

ЭРА (ФОН)	ПЕРИОД	ОТДЕЛ	ЯРУС	СВИТА (СЕРИЯ)	ПОДСВИТА	СТРУКТУРНЫЙ КОМПЛЕКС	ЛИТОЛОГИЯ	МОЩНОСТЬ (м)	ПАЛЕОНТОЛОГИЧЕСКАЯ И ПАЛИНОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	
										КАЙНОЗОЙ
КАЙНОЗОЙ	ПАЛЕОГЕН	ЧЕТВЕРТИЧНАЯ						0-40	Фораминиферы, остракоды, моллюски, зубы акул	
		верхний K ₂	турон-сантонский K ₂ t-sn					150-700	Фораминиферы: Trochammina; моллюски: Astarte subrotunda Vinox, A. attanata Vinox, Astartea fritici Blank, Gibbula ctminina (Favve), Fucus nerides Munst. Споры и пыльца: Selaginellaceae, Rouseisporites, Aurosporites, Kuprilanipollis, Vacuopollis и др.	
	сеноманский K ₂ s		Кызыл-кинская K ₁ kk				120-260	Спорово-пыльцевые комплексы: Taurocusporites, Cicatricosisporites, Gleicheniidites, Foveosporites, Retitricolpites, Kornilovites, Gnetaepollenites		
	нижний K ₁	альбский K ₁ al	Карача-тауская K ₁ k				65-475	Спорово-пыльцевые комплексы: Gleicheniidites, Concaevissimisporites, Impardecispora trioreticulosa, Ginkgocycadophytis, Piceapollenites, Cyathidites, Retitricolpites		
		неокомский K ₁ nc	Даульская K ₁ d	верхнедаульская K ₁ d ₂			90-260	Пресноводные остракоды: Cypridea conculae Lubimova, Cypridea Koskulensis Mandelst, C. vitimensis Mandelst		
	ЮРА	верхний J ₁	титонский J ₁ tt	Акшабулакская J ₁ ak	верхне-акшабулакская J ₁ ak ₂			0-250	Пыльца: Classopolis, Cyathidites minor Coup, Gleichenia laeta Bolch., Chomotriletes anagrammensis (K-M) и др.	
			кимериджский J ₁ km		нижне-акшабулакская J ₁ ak ₁			0-370	Пыльца: Classopolis guroflexus Kos., C. torosus Соор. и др. Споры: Cyathidites minor Coup., Cyathidites sp.	
			оксфордский J ₁ ox					0-500	Пыльца: Classopolis, Pinaceae, Spheripollenites psilatus psilatus Coup., Sph. scabratus Coup., Shizosporis sprigii Cook. Споры: Cyathidites minor Coup., C. australis Coup. и др.	
		средний J ₂	келловейский J ₂ ks	Кумкольская J ₂ kk				0-450	Пыльца: Eucommidites traedssonii Erdman. Споры: Cyathidites australis Coup., C. minor Coup., Concaevissporites gpanulosus, Tranconverrucosisporites disporites и др.	
			батский J ₂ b	Карагансайская J ₂ ks				0-1300	Obtusisporites janctus (K-M) Sam., Osmundacites welmani Coup., O. jurassicus (K-M) Kuz., Lycopodiumsporites marginatus Vin и др.	
			байосский J ₂ b	Дощанская J _{1,2} ds				0-1300	Пыльца: Piceapollenites spp., Pinuspollenites spp., Quadraeculina limbata Mal., Protoconiferus funarus (Olaum) и др.	
	нижний J ₁	аалейский J ₁ a	Айбалинская J ₁ ab				0-2000 (0-2500)	Пыльца: Alisporites pergrandis (Bolch) Iljina, A. robustus Nil. Dipterella oblatinoides Mal., Chomosporites sp. и др.		
		тоарский J ₁ t								
		плинебахский J ₁ p		Сазымбайская (Бектауская) J ₁ s(b)						
	ПАЛЕОЗОЙ	КАРБОН	средний-верхний C _{2,3}					0-300		
нижний C ₁			турнейский C ₁ t				0-300	Фораминиферы: Radiosphaera, Visinesphaera, Arhaesphaera, Bisphaera, Diplosphaerina, Eotubertina, Parathurammina, Parastegnammina, Auroria		
ДЕВОН		верхний D ₃	фаменский D ₃ fm				0-300	Фораминиферы: Diplosphaerina, Eotubertina, Endothura, Planoarchaediscus, Howchinia, Archaediscus Monotaxinoides, Tetrataxis		
		средний D ₂	франский D ₂ f				0-200			
		нижний D ₁					600-?			
ОРДОВИК	нижний-средний O _{1,2}									
ПРОТЕРОЗОЙ	РИФЕЙ	ВЕНД V _{1,3}					1500-?			
		верхний R ₁		Коксуйская R ₁ ks			3000-?			
	нижний R ₁		Бектурганская R _{1,2} bk			4000-5000-?				

Рисунок 2 - Стратиграфическая колонка домезозойских отложений Южно-Торгайского осадочного бассейна

3 Геодинамические условия формирования Южно-Тургайского бассейна

Современный (геодинамический) принцип прогноза нефти и газа базируется на теории органического происхождения нефти и газа и традиционных критериях, разработанных многолетней практикой геолого-разведочных работ (тектонических, структурных, палеотектонических, неотектонических, палеогеографических, литолого-стратиграфических, геохимических, гидрогеологических и др.), но рассматриваемых с позиций геодинамики, т.е. на новых представлениях о строении и эволюции крупных тектонических элементов (континентов, океанов, платформ, складчатых областей и др.); новом понимании условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления в их пределах; методах палеогеодинамического анализа; подходах составления карт нового поколения.

Принципы палеогеодинамических реконструкций нефтегазоносных областей заключаются в выделении наиболее важных для этих регионов плитотектонических структур - пассивных, трансформных, континентальных палеоокраин, палеорифтов, надрифтовых депрессий, островных дуг, активных континентальных палеоокраин и др., обуславливающих формирование НГБ. При формировании залежей нефти и газа и их резервуаров велика роль современной геодинамики. С ее помощью можно выделить перспективные зоны нефтегазонакопления для поисков нефти и газа. Например, в породах фундамента Южно-Тургайской впадины.

В Южно-Тургайской впадине докембрийский фундамент является погруженным блоком консолидированной коры. В пределах впадины гипсометрия его поверхности колеблется в пределах 700-800 метров на Мынбулакской седловине, 1200 м в Жыланшикском и 4400 м в Арыскупском прогибах.

Отложениями палеозоя сложен нижний структурный этаж, со стратиграфическим несогласием и резким угловым несогласием залегает на нижнепротерозойских образованиях фундамента. Стратиграфически этот этаж объемлет комплекс пород среднего - верхнего палеозоя, широко распространенный в Тургайской депрессии, на Нижне - Сырдарьинском своде, в Шу-Сарысуйской, Тенизской и Кызылкумской впадинах, представленный континентальными отложениями красного цвета среднего-верхнего девона и среднего и верхнего карбона, а также разнообразными известняками фаменского яруса и турнейского и визейского ярусов нижнего карбона. Помимо этого, на небольших участках установлено развитие нижне-среднедевонских, вулканогенных и вулканогенно-осадочных комплексов пород.

Отложениями мезозоя и кайнозоя сложен верхний структурных этаж, который распадается на рифтовый и платформенный подкомплексы, также имеет сложные взаимоотношения с нижележащими разновозрастными толщами. В истории формирования структуры Южно-Тургайского

осадочного бассейна мезозой-кайнозойский возраст сложен и многоактен. Интенсивные тектонические движения в этап коллизии Восточно-Европейской и Казахстан палеоплит оказали большое влияние на формирование современного структурного плана Южно-Тургайской впадины [2]. Данный структурный этаж выделяется в основном в пределах северо-западного сектора Арыскупского прогиба и западной половины Мынбулакской седловины, включая сюда и большую часть Жинишкекумской грабен-синклинали. Вероятно, эти образования имели практически повсеместное развитие в Южно-Тургайской впадине, но в последующие эпохи Тургайская впадина связывает две крупнейшие геоструктурные элементы: Евразия-Туранская и Западно-Сибирская плиты. По особенностям строения мезозойско-кайнозойских образований юго-восточная часть Тургайской депрессии обозначена как самостоятельная геоструктурная единица, как Южно-Тургайская впадина, которая состоит из: Жиланшиковского и Арыскупского прогибов и Мынбулакской седловиной. Наиболее существенное влияние оказали интенсивные тектонические движения в этап коллизии Восточно-Европейской и Казахстанской палеоплит, на образование современного структурного плана.

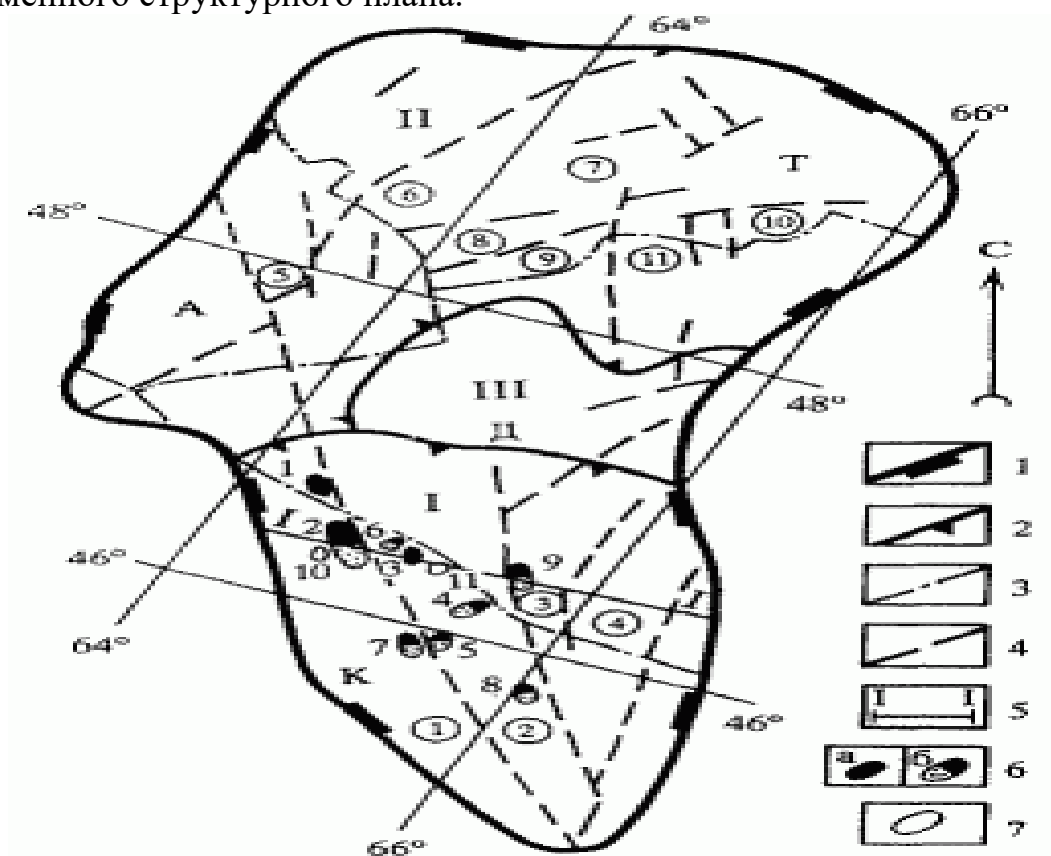
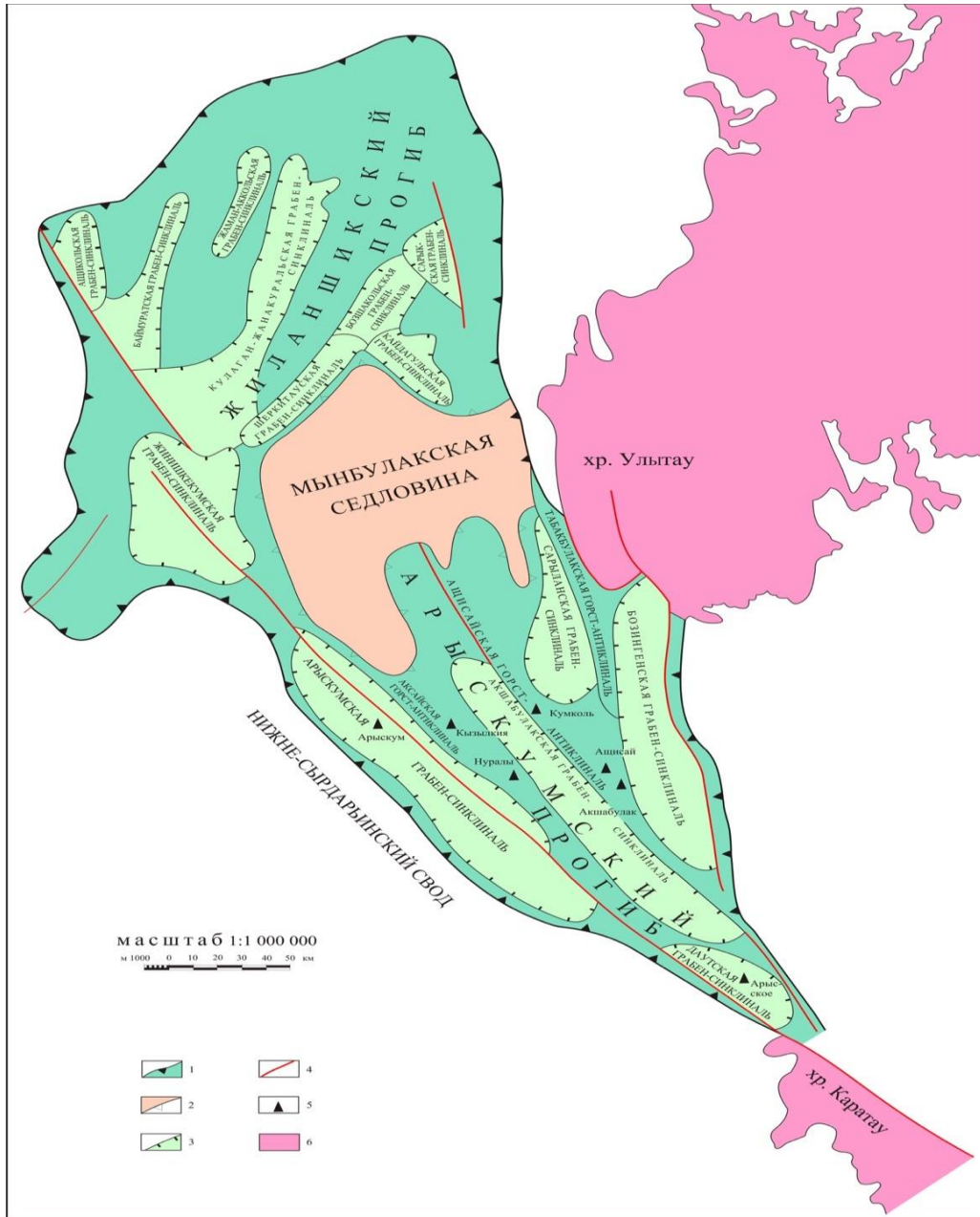


Рисунок 3- Плитотектоническая модель тургайской депрессии

Г. Ж Жолтаев, Т. Х Парагульгов (1993) считают, что в истории геологии этот этап включает время от конца триаса и до позднеюрской эпохи включительно. Геодинамическая модель Тургайского прогиба в раннем и среднем триасе сместился к югу, затем, начиная среднего и верхнего триаса до

юрской эпох в обратном направлении, т. е. испытал подвижки, способствовавшие образованию в структурном плане межгабеновых выступов. Из-за этого наблюдается постепенное омолаживание осадочных отложений грабен-синклиналей с севера на юг.



1 – границы Южно-Торгайского осадочного бассейна. 2 – граница Мынбулакской седловины. 3 – границы грабен-синклиналей. 4 – тектонические нарушения. 5 – Месторождения нефти и газа. 6 – выходы на поверхность домезозойских отложений.

Рисунок 4- Схема тектонического строения Южно-Торгайского осадочного бассейна

3.1 Условия формирования домезозойских образований

На большей части территории Южного Тургайя домезозойское основание показано квазиплатформенным (переходным) комплексом наложенный на протерозойский и нижнепалеозойский кристаллический фундамент. Формационный анализ позволяет детально восстановить тектонические и динамические условия накопления различных осадочных и вулканогенно-осадочных толщ. В районах перекрытых мощным мезокайнозойским чехлом, к которым и относится Южно-Тургайский бассейн, изучение домезозойских формаций сопряжено со значительными трудностями. В первую очередь это касается недостаточной охарактеризованности палеозойских и протерозойских комплексов керновым материалом. Так как подавляющее большинство месторождений нефти и газа приурочено к отложениям мезозоя, последние вскрыты на полную мощность. При достижении забоя скважин домезозойских комплексов, бурение обычно прекращалось. Только единичными параметрическими скважинами, пробуренными еще в 70-80 годах прошлого столетия, данные отложения вскрыты на несколько десятков и в редких случаях сотен метров. Да и то отбор керна из них проводился выборочно (поинтервально) в небольших объемах (5-10% от пройденного интервала). Поэтому полных разрезов мы не имеем. Зачастую очень трудно по небольшому кусочку керна определить возраст пород и сопоставить его с аналогичными отложениями соседних районов. Следует отметить, что юго-восточная часть Южно-Тургайского бассейна в пределах Бозингенской и южной части Акшабулакской грабен-синклиналей представляет собой погруженный и перекрытый чехлом мезокайнозойских отложений блок, являющийся южным продолжением Байконурского синклинория. По ширине это примерно четвертая часть Южно-Тургайского бассейна [5].

Формации протерозоя. В Южном Тургае протерозойские образования имеют довольно широкое развитие и представлены глубокометаморфизованными (зеленосланцевая и, значительно реже, амфиболитовая стадии метаморфизма) и интенсивно дислоцированными докембрийскими породами бектурганской серии раннего-среднего рифея, коксуйской серии позднего рифея, а также венда. Формации рифея. Рифейский структурный комплекс образует самостоятельную складчатую структуру, прослеживающуюся от Приишимья на севере до Большого Каратау на юге и далее в Срединный Тянь-Шань. По времени проявления главной складчатости в Кокшетау-Северо-Тяньшаньской складчатой системе выделены зоны ранне- и позднекаледонской консолидаций.

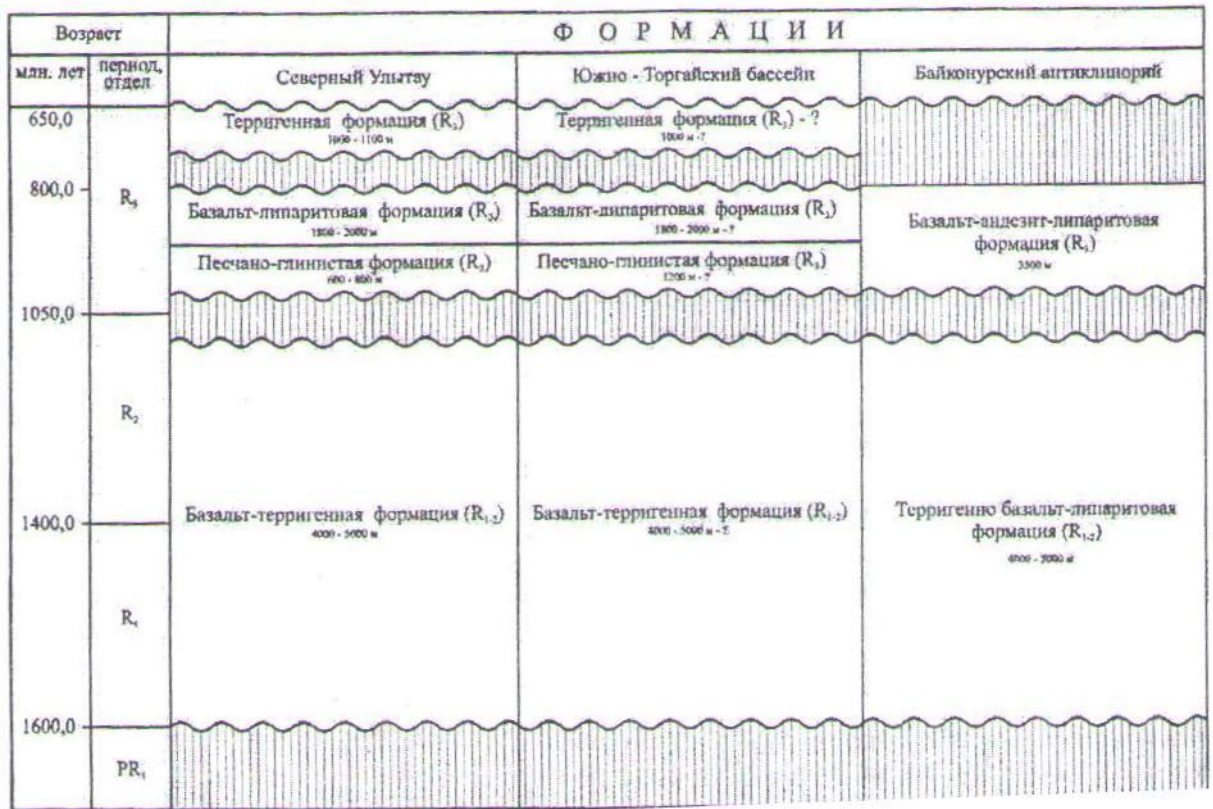


Рисунок 5- Схема сопоставления формаций рифея Южного Торгая, Северного Торгая и Улытау

Формации промежуточного структурного этажа или квазиплатформенного комплекса представлены слабометаморфизованными и слабодислоцированными «положениями венда и палеозоя. у Формации нижнего палеозоя. Нижнепалеозойские отложения в пределах Южно-Торгайского осадочного бассейна установлены пока лишь на восточном борту Бозингенской грабен-синклинали. Они сложены темно-зелеными аргиллитами. По аналогии с обнажениями юга Улытау возраст их условно принят ниже-среднеордовикским. Более древние отложения палеозоя в районе пока скважинами не вскрыты. Однако исходя из того, что в соседних регионах, а именно в Северном Торгае, Улытау и Большом Каратау осадки кембрия и раннего ордовика имеют широкое распространение, а также общности развития Южного Торгая с указанными территориями, можно с достаточной долей уверенности предполагать наличие здесь пород этих стратиграфических уровней.

Формации девона. Наиболее древними породами квазиплатформенного чехла, установленными в пределах Южно-Торгайского бассейна, являются сероцветные и красноцветные континентальные ниже-средне и средне-верхнедевонские, хотя не исключена возможность сужения их возраста до фаменского яруса верхнедевонской эпохи. Последнее, исходя из общей геологической ситуации конца девонского периода и по аналогии с формационным составом образований фаменского яруса смежных регионов

Северо-Торгайского (Костанайская седловина), Улытау, Большого Каратау, Шу-Сарысуйского ОБ и других, представляется наиболее вероятным. Формации верхнего девона - нижнего карбона. Более высокие секции разрезов квазиплатформенного комплекса в Южно-Торгайском осадочном бассейне представлены карбонатными образованиями верхнедевонско-нижнекаменноугольного возраста, вскрытыми скважинами на структурах Узалежи углеводородного сырья.

3.2. Условия формирования мезозойских образований

Отложения, формирующие юрский и мел-палеогеновый структурные этажи осадочного чехла Южно-Торгайского осадочного бассейна, существенно отличаются друг от друга. Особенностью юрских литокомплексов является формирование их в исключительно внутриконтинентальных условиях, характеризующихся активным тафrogenным тектоническим режимом, обусловивших, в свою очередь, формирование узких линейно-вытянутых грабен, расширяющихся вверх по разрезу по каждому выполняющему их ритмокомплексу отложений и разделенных относительно плоскими, устойчивыми выступами фундамента, не испытывавшими активного воздымания.

Мел-палеогеновый структурный этаж Южно-Торгайского осадочного бассейна формировался в период длительных прерывисто-пульсационных прогибаний Туранской плиты, сопровождавшихся морскими трансгрессиями. К началу мелового периода относится формирование постоянно расширяющейся Арыкумской синеклизы, в контуры которой в верхне-меловую и палеогеновую эпохи были вовлечены обрамлявшие ее территории в связи со сменой внутриконтинентального режима осадконакопления морским.

Комплексы отложений юрского структурного этажа Юрский структурный этаж слагают литокомплексы типичные для внутриконтинентального осадконакопления: элювиальный (в сочетании с корами выветривания по породам складчатого фундамента), пролювиально-делювиальный (конус выноса и временных потоков пологих склонов равнины), аллювиальный (широких речных систем, формирующихся, главным образом, по простиранию систем грабен-синклиналей, с выделением среди них фаций русла, поймы и озерно-болотных). Отложения элювия представлены, главным образом, осветленными зеленовато-серыми, иногда почти белыми каолиновыми глинами, в нижней части содержащими остроугольные обломки сильно выветрелых подстилающих пород фундамента - преимущественно гнейсов, хлорит-серицитовых и глинистых сланцев допалеозоя, нижнего палеозоя реже - выветрелых песчаников, алевролитов и аргиллитов, эффузивных пород среднего-верхнего палеозоя.

Проллювиально-деллювиальный тип отложений по данным бурения имеют крайне ограниченные площади распространения в юрский период. К этому типу можно уверенно отнести конгломераты и гравелиты, слагающие разрез до- шанской (скважины 1П-Акшабулак и 3-Ащисай), а также нижние (базальные) пласты гравелитов и гравийных песчаников сазымбайскфй свиты, вскрытые скважинами 2,5,6,7-Дошан и грубообломочные отложения кумкольской свиты.

Гранулометрический и минеральный состав обломочного материала литокомплексов этих свит указывает на формирование в то время речных систем, ориентированных вдоль грабен-синклиналей. Меандрирование этих палеопотоков обусловило быструю смену литологического состава отложений вкрест простирания грабен-синклиналей. В этом плане на площадях структур особое место занимает месторождение Кумколь, на котором кумкольская свита содержит три, выдержанных по всей площади горизонта, кварцевых мелко-и тонкозернистых песков и пласты алевролитов, разделенных горизонтами ленточных жирных глин.

Озерные глинистые отложения айбалинской, карагансайской и акшабулакской свит занимают практически всю площадь грабен-синклиналей, выходя за пределы площадей распространения подстилающих свит.. Установлено увеличение их доли в строении разреза в бортовых частях грабен- синклиналей, где в айбалинской и карагансайской свитах появляются частые слои песчаных пород, являющихся, вероятно, баровыми и пляжными образованиями, прослеживающимися в виде узких полос (скв. 3, 6-Дошан) и содержащие небольшие залежи нефти. Песчаные отложения чаще встречаются в разрезе нижней акшабулакской подсвиты; они представлены, помимо озерных фаций, также и русловыми. Толщины отдельных слоев их, приуроченных к верхней части подсвиты, достигают 5-Юм (пл. Коныс, Арыскуп).

Комплекс отложений мел-палеогенового структурного этажа В строении разреза этого структурного этажа рассматриваются отложения нижнего мела (в основном, неокома), которые являются нефтегазоносными и детально изучались в разрезах скважин.

Аллювиальные отложения повсеместно участвуют в строении арыскупского горизонта и верхнедаульской подсвиты. В арыскупском горизонте они представлены литофациями конусов выноса, русла и поймы. В плане фации конусов выноса тяготеют к западной и восточной окраинам Арыскупского прогиба (пл. Дошан, Арыскуп, Коныс). Песчано-гравийно-галечные аллювиально- проллювиальные и аллювиальные отложения в этих частях прогиба выполняют весь стратиграфический объем арыскупского горизонта, тогда как во внутренней его части (пл. Кызылкия, Зап.Нуралы, Аксай), в основном, они слагают нижнюю секцию разреза.

4 Тектоническое строение прогиба и условия формирования УВ скопления

В Южном Тургае осадочный бассейн делится на три структурных этажа: нижний-фундамент, средний- квазиplatformенный и верхний- platformенный. Фундамент Южно-Тургайского осадочного бассейна представлен разнообразными глубокометаморфизованными докембрийскими породами.

Данная территория является частью срединного массива, который испытал слабую переработку в рифейский, каледонский и герцинский этапы тектогенеза.

Арыкумский прогиб характеризуется сложным строением. Квазиplatformенный чехол сложен карбонатами и терригенно-карбонатными отложениями верхнего девона и нижнего карбона.

В соответствии с материалами бурения и сейсморазведки в Южно-Тургайском бассейне отмечается широкое развитие квазиplatformенных образований верхнего палеозоя значительной мощности, распределение которых на отдельных его геоструктурных элементах довольно сложное. Толщина Мынбулакской седловины испытывает тенденцию к постепенному сокращению до 1 км. Зона их повышенных мощностей (3 км и более) тяготеет к юго-западной окраине Мынбулакской седловины и западной части Арыкумского прогиба в зоне их сочленения с Нижнесырдарьинским сводом.

Резкое сокращение мощностей пород квазиplatformенного чехла отделяет Арыкумский прогиб от Шу-Сарысуйского бассейна. Вдоль восточного борта Арыкумского прогиба, под мезозоем, скважинами вскрыты темно-зеленые и зеленовато-серые аргиллиты, аналогичные ордовикским породам юго-запада Улытау, и темно-серые алевроаргиллиты возможно нижнекаменноугольного возраста [2].

Верхний структурный этаж включает все отложения мезозоя и кайнозоя и распадается на два яруса: нижний-рифтовый, верхний-эпифтовый. Данный структурный этаж наиболее изучен геофизическими методами и глубоким бурением.

На территории Арыкумского прогиба с запада на восток наблюдаются Арыкумская, Акшабулакская, Сарыланская, а также Богингенская грабен-синклинали, которых делят Аксайская, Ащисайская и Табакбулакская горст-антиклинали. Разломы служат границами между этими структурными элементами.

Арыкумская грабен-синклиналь, расположенная на западной окраине одноименного, имеет размеры 250 x 30-50 км. Эта грабен-синклиналь разрушена сетью разломов, самая крупная из них главный Каратауский разлом =, которая осложнена приразломными локальными структурами (Бекстас, Майбулак, Арыкум).

Акшабулакская грабен-синклиналь, характеризующаяся размерами 250x30 км, занимает центральную часть прогиба. Она разделена на три

мульды: Северный Акшабулак, который имеет глубину поверхности фундамента 3-4м, Южный Акшабулак с глубиной фундамента до 8км и Центральный Акшабулак- до 7км. Обнаружено большое количество ловушек неантиклинального типа в бортовых частях мульд.

Сарыланская грабен-синклиналь расположена на северо-восточной части Арыкумского прогиба с размерами 100 х 25 км. В её пределах глубины погружения фундамента составляют более 5 км.

Бозингенская грабен-синклиналь заложилась на крайнем востоке Арыкумского прогиба. Её размеры составляют 160х30км, а глубины погружения фундамента превышают 6км.

Среди горст-антиклиналей наиболее важными представляются Аксайская и Ащисайская горст-антиклинали. Они занимают центральные части Арыкумского прогиба и в их пределах выявлено значительное количество залежей углеводородов Южно-Торгайского НГБ. Подобный характер соотношения грабен-синклиналей и горст-антиклиналей, представляющий собой «клавиатуру блоков», является надежной основой для дифференциации территории Южно-Торгайского бассейна на земли с различными перспективами нефтегазоносности.

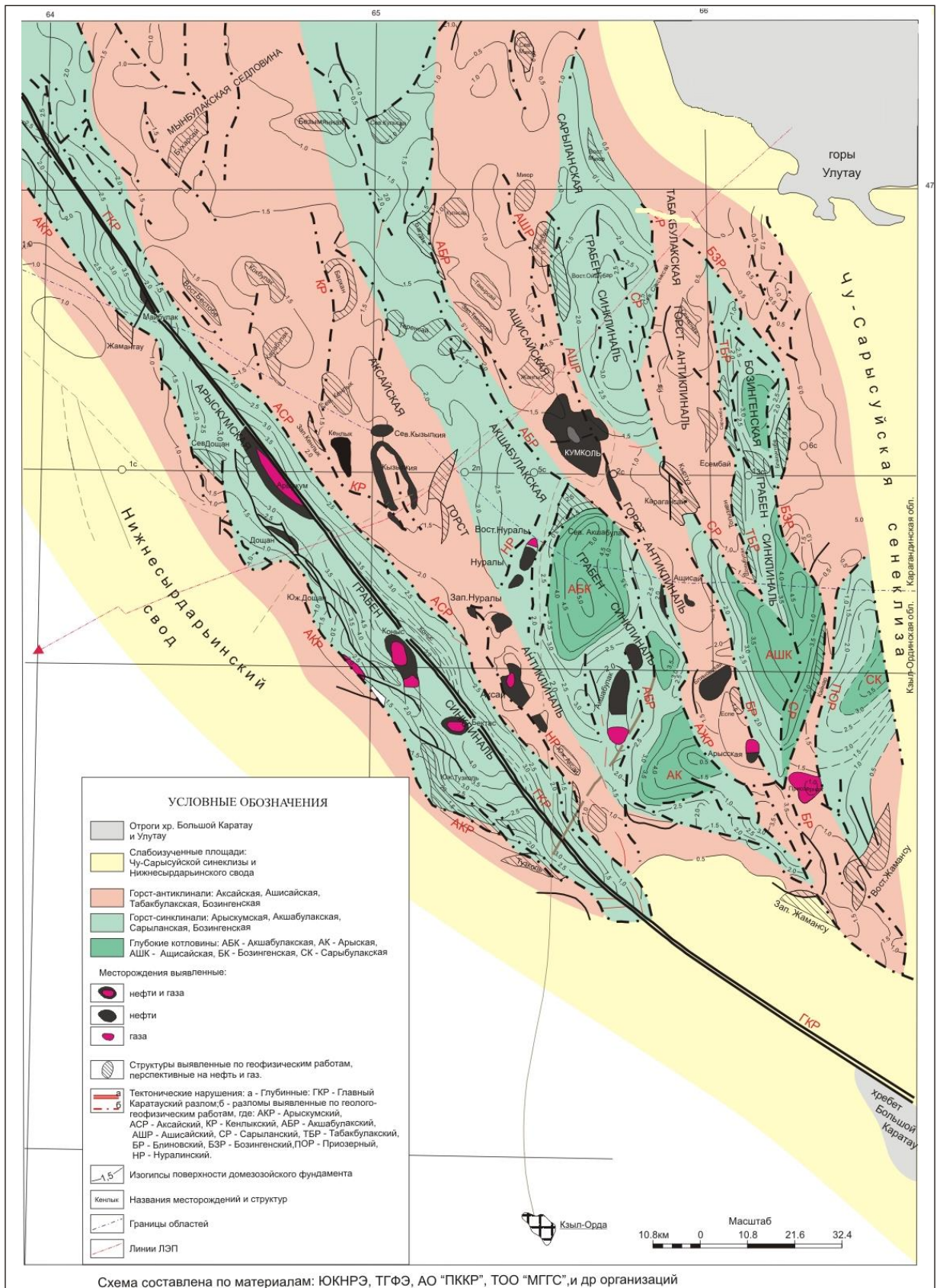


Рисунок 6- Тектоническая схема Арысумского прогиба

5 Геохимическая характеристика отложений

Среднее содержание органического вещества (ОВ) по литологическим типам пород (глины, алевролиты, песчаники, горючие сланцы и обогащенные ОВ породы) принимается по результатам ранее проведенных исследований, так как после выявления ряда месторождений подобные исследования проводятся крайне редко и дополнительных сведений не вносят.

Фациально-генетический тип ОВ может рассматриваться как важнейший базовый параметр при решении задач по оценке генерационного потенциала УВ нефтегазоносных бассейнов. Именно с химико-генетическим типом ОВ с учетом палео-и существующей баротермических обстановок воздействия на ОВ, а также надежности экранирования нефтегазоносных комплексов обусловлены в последних фазовое состояние и соотношение фаз УВ.

Объектом изучения явились породы с высокой естественной концентрацией - керогены. Таковыми рассматривались горючие сланцы (ГС), к которым с известной долей условности отнесены породы с содержанием ОВ свыше 10% (вес) и выходом смолы полукосования более 5%, а также менее обогащенные керогеном породы, характеризующиеся содержанием ОВ 5-10% и выходом смолы до 3,5%.

По результатам исследований естественно обогащенных ОВ разностей пород было установлено присутствие в юрском разрезе керогенов арконового (лимпиские угленосные формации), амикагинового (ОВ прибрежного генезиса) и алфинового (ОГ озерного генезиса) типов (I). Иными словами, выявлен весь спектр фациально-генетических типов (за исключением морского генезиса) гумусового и сапропелевого рядов ОВ. контрольные определения элементного состава тургайских керогенов.

По современным представлениям реализация генерационного потенциала УВ прямо зависит от степени катагенетической преобразованности ОВ. Выделяются три этапа или стадии метагенеза: прото -, мезо- и апокатагенеза соответственно с тремя (ПК1.3), пять (МК 1.5) и тремя (АК 1-3) градиациями.

По результатам этих исследований (I) был сделан вывод, что нижнемеловой ОЛСК вследствие низкого уровня катагенеза его ОВ не может рассматриваться как нефтегазопроизводящий, верхнеюрский - входил в ГЗН лишь частично и на большей части территории своего развития характеризуется степенью катагенеза, отвечающей лишь начальной стадии нефтеобразования, а нерасчлененный триас-среднеюрский комплекс повсеместно прошел через главную фазу нефтеобразования, постигнув в наиболее погруженных зонах крупных грабен - синклиналей (Арыкумской, Акшабулакской, Бозингенской) стадий катагенеза, соответствующих главной фазе метанообразования.

Коэффициенты эмиграции жидких и газообразных углеводородов в зависимости от типов в ОВ: алфинового, амикагинового, арконового ОВ с

лейптинитом и арконового для каждого из этапов катагенеза приведены в литературе.

Таблица 1- Коэффициенты эмиграции жидких и газообразных УВ, оценочных литолого-стратиграфических комплексов Южно-Торгайского НГБ.

Структурно-катагенетические зоны	ЛСК	Типы ОВ	Этапы и градации катагенеза	Коэффициенты эмиграции вес,% от конечного 0	
1		3		5	
Жинишкекум - Арыскупская	1	Арконовое	МК-3 МК-3-2	,1	,0
Сарылан-Бозингенская	1-2	Амикагиновое	МК-2	,9	,0
	3	Алфиново е+ амикагиновое	МК-1-2	,0	,0
Аксай-Акшабулакская	1	Арконовое	МК-4-5	,03	,0
	1-2	Амикагиновое	МК-1	,0	,0
	3	Алфиново е+ амикагиновое	ПК ₃	,73	,25

Нефтематеринские породы-глины, аргиллиты, глинистые алевролиты, глинистые известняки. Выделяются породы с «бедным», «хорошим» и «богатым» генерационным потенциалом.

Содержание органического вещества (ОВ) в юрских отложениях: 0,2-5,3%. Фациально-генетический тип - гумусово-сапропелевый и сапропелево-гумусовый.

Стадия катагенеза: ПК₃-МК₃. Верхнеюрские отложения находятся в начальной стадии катагенеза; среднеюрские - в конечной стадии катагенеза или начальной стадии апокатагенеза (таблица 2).

Таблица 2- Геохимическая характеристика юрских пород.

Геолог, возраст	Геохимические параметры		Стадия катагенеза	Тип орг.вещества	Классификация нефтематеринских пород
	С орг,%	Р о, %			
3	0,5-5,3	0,5-0,6	ПК ₃ -МК ₁	Гумусово-сапропелевый	«бедные», «хорошие», «богатые»
2	0,4-2,5	0,7-1,0	МК ₂ -МК ₃	Сапропелево-гумусовый	бедные», «хорошие»
1	0,2-2,45	0,9-1,1	МК ₂ -МК ₃	Гумусовый	бедные», «хорошие»

6 Нефтегазоносность

В данное время в Южно-Тургайском осадочном бассейне открыты месторождения: Кумколь, Кызылкия, Нуралы, Арысум, Аксай, Майбулак, Коныс, Бектас, Дошан, выделены многочисленные нефти и газопроявления в скважинах от коры выветривания фундамента до мела.

Проведенный анализ геолого-геофизических материалов свидетельствует, что Южно-Тургайская впадина обладает рядом благоприятных критериев нефтегазоносное. К их числу относятся: геоморфологические, структурно-тектонические, литолого-стратиграфические, гидрогеологические, геохимические и ряд других.

В пределах впадины работами последних лет выявлены Арысумский нефтегазоносный и Жыланшикский нефтегазо-перспективный районы. В Арысумском прогибе установленные нефтегазовые залежи и проявления, в целом, имеют четкую стратиграфическую приуроченность. В разрезе этого крупного структурно-тектонического элемента впадины выделено два нефтегазоносных комплекса: нижнемеловой (неокомский) и юрский. Последний в свою очередь, состоит из трех подкомплексов: нижнего, объединяющего сазымбайскую и айболинскую свиты; среднего, представленного образованиями дошанской и карагансайской свит и верхнего, включающего кумкольскую и акшабулакскую свиты.

Следует отметить, что домезозойские нефтегазолокализирующие отложения не выделены в как самостоятельные нефтегазоносные комплексы, потому что они у них нет собственного генерационного потенциала, а залежи углеводородов в верхней, дезинтегральной части фундамента, рассматриваются как вторичные, образовавшиеся в последствии миграции нефти и газа из нефтематеринских пород юры. Нефтегазоносность кор выветривания по отложениям палеозойско-протерозойского фундамента подтверждена получением непромышленных притоков нефти на структурах Кызылкия, Караванчи, Дошан. Объемы на отдельных структурах равны: 6,49 м³/сут. при Н= 1386,5 м (скважина №5 Кызылкия, интервал 1525-1530м) и 1,78 м³/сут. при Н дин -809м. (структура Караванчи). Исключение составляет месторождение Кенлык, где дебиты достигают 200-300м³/сут. Нефтегазопроявления в корах выветривания отмечены также на структурах Нуралы (скважина No18, интервал 2562-2609м), Аксай (скважина No10, интервал 1636-1700м) и Акшабулак (скважина No3, интервал 1787-1905м). Анализ накопленной геолого-геофизической информации позволяет выделить в пределах Южно-Тургайского нефтегазоносного бассейна шесть зоны нефтегазонакопления: арысумскую, аксайскую, акшабулакскую, ащисайскую, бозингенскую и жинишкекумскую. К настоящему времени в Южно-Тургайском бассейне выявлено более 30 нефтегазовых месторождений. Последние различаются не только по величинам извлекаемых запасов.

Таблица 3-Типы месторождений Южно-Торгайского нефтеносного бассейна.

Месторождение	Год открытия	Фазовое состояние	Тип коллектора	Продуктивный горизонт	Осложнено	Типы залежей	Максимальный дебит нефти
		3	4	5	6	7	8
Арыкумская грабен-синклиналь							
1. Арыкум	1984	Газовое с нефтяной оторочкой	Терригенный, нижний мел, арыкумский горизонт	М-II, М-I глубина залегания М-11=928м	Главным Каратауским разломом, литологически ограниченные, песчано-гравелистовые коллектора от свода к перифериям замещается глинами.	Пластово-сводовая, тектонически экранированная и литологически экранированное высота общая - 108мнсфтяной час-ги-27м Р _{пл} = 10,49 МПа Г _д = 44°C	73,3 м / сут - нефть 37 тыс м ³ /сут - газ
2. Дошан	1987	Нефтяное	Терригенный, нижняя юра, в скв. №5 получен из интервала 2000-2035 м нефть и газ	Ю-V инт. 1304-1306м, 1288-1300м, нефть с газом	Разломом, литологическими, стратиграфическим и тектоническими факторами	Пластово-сводовая, литологически, стратиграфическая и тектонически экранированная	24,8 м Vсут - нефть 3300 м ³ /сут - газ из интервала 2000-2035м
3. Майбулак	1988	Нефтяное	Терригенный, средняя юра	Ю-IV, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII глубина залегания 1090-1300м	Главным Каратауским разломом	Пластово-сводовая, тектонически экранированная	Горизонт Ю-IV 88,6м ³ /сут нефти ВНК-1170-1208м

Продолжение таблицы 3

4. Бектас	198 8	нефтегазовое	Терригенный, нижний мел, верхний неоком	М-0 глубина 792м	Главным Кара-тауским разлолом при амплитуде 150-200м	Пластово-сводовая, высота газовой части-38м, высота нефтяной части-36м Р _{шт1} =9,66Мпа	25,м ³ /сут - нефти 7мм штуцере
5.Коныс	199 0	Газонефтяное	Терригенный, верхняя юра, нижний мел	Ю-0-1, верхняя юра - нефть Ю-0-2, юра нефть М-И, нижний мел-газонефтяной	Цитологическим замещением, локальным разлолом	Пластово-сводовая, стратиграфическая и цитологически экранированные	
6. Южный Коныс	198 9	Нефтяное	Терригенный	Юрские Ю-0-1 Ю-0-2 Мел-М-11	Тектоническим нарушениям, стратиграфическим и литологическим выклиниванием	Неантиклинальный	Горизонт Ю-0-1 11-69 м 3/сут на 7мм штуцере Ю-0-2 18,770,1 м ³ /сут на 7-8 мм штуцере
Аксайская горст-антиклиналь							
1 .Кызылка	198 6	Газонефтяное (с одной стороны горизонт М-II)	Терригенный, вулканогенный	Коравыветривания фундамента, гор=Ф-1 нижний мел-арыкумский горизонт М-II	Литологическим и факторами	Пластовая, всякая литологическая ограниченная	Газ - 42 м ³ /сут Нефть- 158,4 м ³ / сут при 7мм штуцере по гор. Горизонт М-II В11К на

Продолжение таблицы 3

2.Акса й	1988	Газонеф- гяное	Терриген ный	Нижний мел, нижний не- оком, арыскуп- ский горизонт- М-1, М-П- 1, М-П-2 горизонт М-1 газонефтян ой; остальные горизонты нефтяные	Разломами локального характера, цитологичес ким замещением	Пластово- сводовая, тектонически литологически экранированная	гор. 1М-1 - 313 м ³ /сут нефти при 22 мм штуцере, М-П-1 - 50,7 м ³ /сут нефти при 7мм шту- цере М-П-2 — 98,9 м ³ /сут нефти при 7мм шту- цере
3.Кен лык	1989	Газонеф- гяное	Терриген ный	Кора выветриван ия- палеозой, горизонт Ф- 1, М-П - арыскупск ий горизонт	Разломами локального характера	Пластовая, тектонически экранированная, кальцевого гипа, лигологиче- ски экранированная	М-П получена нефть дебитом 2,5 м ³ /сут. гор - 41,4м ³ /м ³ ВНК- 1410 м ГНК- 1364 м
4. Северо - Западная Кы- зылкия (PZ-вс крыто)	2004	Нефтя ное		Кора выветриван ия- палеозой, верхняя юра, горизонт Ю, арыскуп ский горизонт - М-П , всего 7 нефтенос ных ловушек на восточном и западном сводах	Разломами локального характера, цитологиче ское выклини вание, страти графиче ское выклини вание	Пластово- сводовая, неантиклинальна я, по гор. Ю и М- П тектонически цитологически жраниро ванная, по горизонту М- П - неантикли- нальные ловушки	Нефть, запасы по категории C1=14,176 млн.т и извлекаем ые - 6,295 млн.т, по категории C2=8,1 90 млн.т геолог, извлекаем ые - 3,904 млн.т по категории C1+C2= 22,367

Продолжение таблицы 3

5. Таур	2008	Нефтяное	Терригенный	Верхнеюрские отложения - горизонт Ю-0 нижнемеловые отложения - горизонты М-1, М-2, М-2-3,	Разломами локального характера	Антиклинально-сводовая тектонически экранированная, пластово-линзовидные	Гор.М-1 получена нефть дебитами от 6 до 31 м ³ /сут при 7 мм штуцере. Гор. М-2 получена нефть дебитом 7,46 м ³ /сут при 5 мм штуцере
6. Юго-Западный Карабулак	2008	Нефтяное	Терригенный в мелу. Карбонатный в палеозое с,+с2	Нижний мел М-2, палеозой	Тектоническими нарушениями	Пластово-сводовая, Страги графически-экранированная	Юра: 185-257м ³ /сут На 8-9 мм шт. в скв. ЮК-4 фонтанным способом Палеозой: 99,66 м ³ /сут из скв ЗК-9
7. Караванчи	1987	Нефтяное	Терригенный, вулканогенный	Коравыветривания-PR, Горизонт Ф-1, Верхнеюрская - Ю-III	Литологическими, стратиграфическими факторами	Пластово-массивная, литолого-стратиграфически осложнением	24,8м ³ /сут - нефть 3300 м ³ /сут - газ Из интервала 2000-2035м

Продолжение таблицы 3

Акшабулакская грабен-синклиналь							
1. Акшабулак		Нефтегазовое. Газ в горизонте Ю-1, остальные нефтяные	Терригенный	Верхняя юра, горизонты Ю-1, Ю- II, Ю- III Средняя юра Ю- IV Нижний мел М- II - газонефтяной	Разломами локального характера, литологическое замещение	Пластово-сводовая, литологически экранированная	Горизонт Ю- III Нефть - 197 м ³ /сут при 7 мм штуцере ВНК-1778,4м Горизонт Ю- II 98,21 м ³ /сут при 7 мм штуцере ВНК-1655м
2. Нуралы	1987	Нефтяное	Терригенный	Верхняя юра горизонт Ю- II, Нижний мел М- II арыскупский горизонт	Разломами стратиграфическим выклиниванием		
3. Западный Нуралы	1992	Нефтяное	Терригенный	Нижний мел М- I Арыскупский горизонт	Разломами локального характера, литологическое замещение		
4. Восточный Нуралы	1994	Нефтяное	Терригенный	Верхняя юра, горизонты О-О, Ю-1, Ю-Н, Ю- IV Тижнемеловые, арыскупский продуктивный горизонт М- II- I М- II-2	Разломами локального характера.	неантиклинальная	Горизонт Ю-1 дебит нефти 12,8 м ³ /сут Ю-0, Ю-Н 110-149 м ³ /сут при 3-7 мм штуцере М- II- I дебит нефти /9 м ³ /сут М- II-2

Продолжение таблицы 3

5. Туз-коль	2006	Нефтяное	Терригенный	Верхняя юра, горизонты Ю-1-А, Ю-1-Б, Ю-П-А, Ю-Н-Б, Ю-П-Б-1, Ю-Ш-А, Ю-Ш-А Средняя юра горизонт Ю-У	Разломами локального характера, литологическое Ю-Ш-1 замещение	пластовая	Горизонт Ю-1-Б Фонтан нефти дебитом 44 м ³ /сут при 10мм штуцере
6. Табакбулак (PZ-не вскрыт)	2002	Газонефтяное, газ в горизонтах Ю-Ш-1, Ю-У-1 остальные горизонты нефтеносные	Терригенный	Верхняя юра, горизонты О-Ш-1, Ю-Ш-2, Ю-Ш-3 Нижне-средняя юра, горизонты Ю-У-А, Ю-У-Б	Разломами локального характера, литологическим и тектоническим экранированием		•
Ащисайский горст-антиклиналь							
1. Кум-коль	1984	Нефтегазовое	Терригенный	Верхняя юра, горизонты Ю-1, Ю-П, Ю-Ш Средняя юра Ю-IV Неоком М-1, М-П	Разломами локального характера	Гор. М-1, М-П Пластово-сводовая тектонически экранированная, Пласт М-1 пластово-сводовая	Горизонт Ю-IV Газ- до 135,1 тыс.м ³ /сут ГНК-1179м ВНК-1197,8м Нефть- 127,5 гор. Ю-Н, Ю-1 Горизонт Ю-Н Высота 89,5м ВНК-1203м Горизонт Ю-IV - Пластово-сводовая

Продолжение таблицы 3

2. Ащисай	199 0	Нефтяное	Терригенный	Верхняя юра горизонт Ю-И, неокм горизонт М-1	Разломами локального характера, литологическое замещение горизонтов	М-1 антиклинальная, пластовая, стратиграфически и тектонически экранированная	М-1 142,9м ³ /сут при 0 9 мм штуцере Р _ш = 12,53 МПа
3. Арыское	199 2	Газоконденсатное нефтяное	Терригенный	Кора выветривания - нефть Верхняя юра Ю- 0, Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-2, Ю-0-3 Кумкольская свита Ю-Ш, 10-П, Ю-1 Нижний мел, арыкумский горизонт М-П, М-И-ТМ-И- 2		Пластово-сводовая тектонически и стратиграфически экранированная	гор. Ю-Н, Ю-1 скв.№14, инт. 1419-1437м фонтанный приток нефти с газом, ВПК-1362м гор.Ю-0-2, Ю-0-1 нефть с газом, гор. Ю-0=75,56 м ³ /сут нефти,
4. Блиновское	199 4	Нефтегазовое	Терригенный, палеозойские гнейсы, трещинные	Нижний мел, арыкумский горизонт М-1 кора выветривания фундамента			гор. М-1 дебит нефти от 82-83,5 м ³ /сут до 115,45 м ³ /сут при 5 мм штуцере
5. Южный Кумколь	199 3	Нефтяное	Терригенный	Верхняя юра Ю-1, Ю-Н, Мел М-1	Тектоническим разломом, литологическим замещением	Пластово-сводовая, тектонически экранированная	гор. Ю-1 399,5 м ³ /сут при 32мм штуцере из скв.№11 гор.Ю-П нефть от 39,17 до 251 м ³ /сут

Продолжение таблицы 3

Жинишкекумская грабень-синклиналь							
1. Жылан кыр		Нефтяное	Терригенный	Верхняя юра	Тектоническим разломом	сводовая	59 м ³ /сут
Бозингенская грабень-синклиналь							
1. Сарыбулак	2007	Нефтяное	терригенный	Верхняя юра-Ю-0, Ю-1, Ю-11, Ю- III	Тектоническими нарушениями	Пластово-сводовая, Некоторые тектонически нарушенные	115,8м /сут при 8мм штуцере из интервала 1564-1511,8м
2. Майкыз		Нефтяное	терригенный	Верхняя и средняя юра	Тектоническими нарушениями	Пластово-сводовая, Некоторые тектонически нарушенные	

6.1 Зоны нефтегазонакопления

Нефтегазоносность Южного Торгая определяется его принадлежностью к Туранской плите, в пределах которой юрско-меловой комплекс характеризуется региональной продуктивностью. Несмотря на локальное распространение, ограниченное в основном грабенами, нижнесреднеюрские породы имеют хорошие генерационные признаки, позволяющими рассматривать их как нефтегазоматеринских толщ. Образование многочисленных газонефтяных залежей в юрско-меловых отложениях предопределено сочетанием оптимальных геолого-структурных, геохимических и термобарических обстановок, обусловленных в свою очередь устойчивым и длительным погружением внутренних частей грабенов.

Юрские породы выделяют 6 продуктивных горизонтов: Ю-0 – Ю-V, которые являются объектом эксплуатации на месторождениях и на разведочных площадях. Среди них месторождение Кумколь, является самым крупным приуроченным к межграбеновому поднятию, разделяя Арыкумскую, Сарыланскую и Акшабулакскую грабен-синклинали, откуда нефтегазоносный комплекс юры пользуется широким распространением.

Неокомский (нижнемеловой) эпигенетичный нефтегазоносный подкомплекс. По литологическому составу породы, образующие нижнемеловой эпигенетичный нефтегазоносный подкомплекс, является континентальной песчано-глинистой красноцветной толщей в границе даульской свиты. Зональный нефтегазоносный комплекс коры выветривания домезозойских образований.

Продуктивность Арыкумского прогиба по геолого-структурным особенностям носит особый характер. Данная особенность заключается в

нефтегазоматериских толщах в распространении ограничивались узкими линейными грабен-синклиналими, которые обуславливают независимость очагов нефтегазообразования, разнообразность типов зон нефтегазонакопления. Не меньше особенно продуктивность пород мезозойского основания, откуда залежи приурочиваются к его верхней выветрелой части [2].

Практически весь разрез осадочного чехла сложен терригенными породами - песчаниками, алевролитами, глинами и аргиллитами. В тектоническом отношении месторождение Бектас расположено в юго-восточной части Арыскупской грабен-синклинали, приуроченной к юго-западной части Арыскупского прогиба, представляющего южную часть Южно-Торгайской впадины.

Акшабулакская зона нефтегазонакопления. В этой зоне нефтегазонакопления открыты месторождения "Акшабулак", "Нуралы", "Нуралы Восточный", "Нуралы Западный" и пр.

В районе месторождения Нуралы в разрезе осадочных отложений, залегающих на поверхности протерозойского фундамента, выделяется два структурных этажа: нижний тафрогенный (рифтогенный) юрской системы и верхний платформенный меловой, палеогеновой и неоген-четвертичной систем.

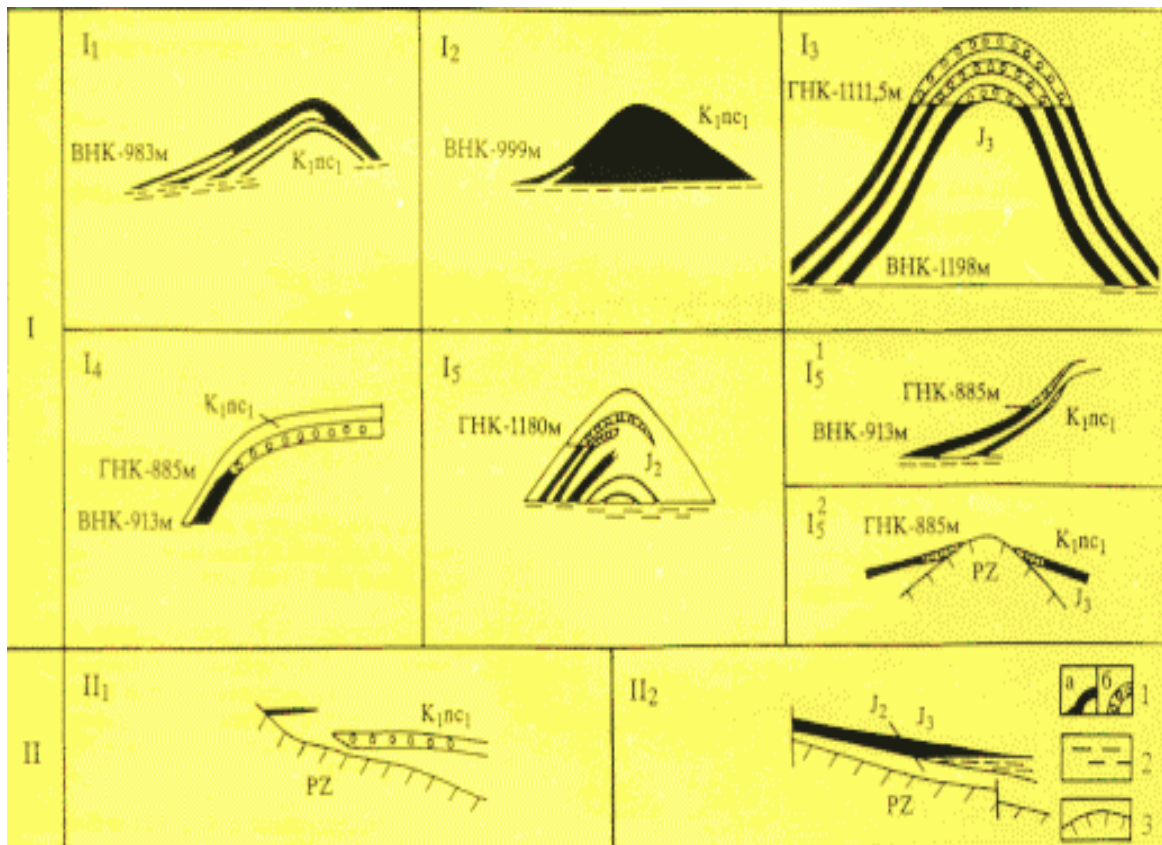
Тафрогенный ярус в полном стратиграфическом объеме юры (до 4-) выполняет систему грабен-синклиналей северо-западного простирания и в редуцированном объеме верхнего отдела участвует в строении горст-антиклиналей, полностью выклиниваясь к их наиболее поднятым частям по поверхности фундамента. Грабен-синклинали выступами поверхности фундамента поперечного северо-восточного простирания разделены на мульды.

Месторождение Нуралы занимает площадь одноименного выступа, который расположен в центре Аксайской горст-антиклинали. В пределах месторождения Нуралы вскрыты отложения от четвертичных до юрских. Также отложения фундамента протерозоя на максимальной глубине.

Породы протерозойского фундамента являются гнейсами, глинистыми сланцами, редко брекчии и гравелиты. Мезозой представлен юрскими и меловыми отложениями. Юрские отложения имеют распространение только в пределах Северного поднятия, где поверхность фундамента погружается относительно Центрального и Западного поднятий. Юрская система на площади Нуралы представлена средним и верхним отделами. Нижний отдел отсутствует.

6.2 Нефтегазогеологическое районирование по геодинамическим условиям формирования

В пределах Южно-Тургайского бассейна, базируясь на особенностях структурно-тектонической основе и характере распределения нефтегазоносных месторождений, представляется вполне оправданным выделение шести нефтегазоносных зон и четырех перспективно-нефтегазоносных зон.



I - антиклинальные залежи: I₁ - сводовые, пластовые (месторождение Кумколь горизонт М-I), I₂ - сводовые, массивные (месторождение Кумколь, горизонт М-II), I₃ - сводовые, пластово-массивные (месторождение Северный Кумколь, горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III), I₄ - сводовые, пластовые, тектонически экранированные (месторождение Арыскуп, горизонт М-II), I₅ - сводовые, пластовые, литологически экранированные (месторождение Кумколь, горизонт Ю-I), I₅¹ - связанные с литологическим выклиниванием коллекторов (месторождение Арыскуп, горизонт М-I), I₅² - связанные с выклиниванием коллекторов, типа "лысый свод" (месторождение Кызылкия, площадь Караванчи); II - неантиклинальные залежи: II₁ - литологически экранированные (месторождение Нуралы), II₂ - тектонически экранированные (площадь Доцан); 1 - залежи: а - нефти, б - газа; 2 - водоносный горизонт; 3 - породы фундамента

Рисунок 7- Типы залежей нефти и газа в Тургайской НГО

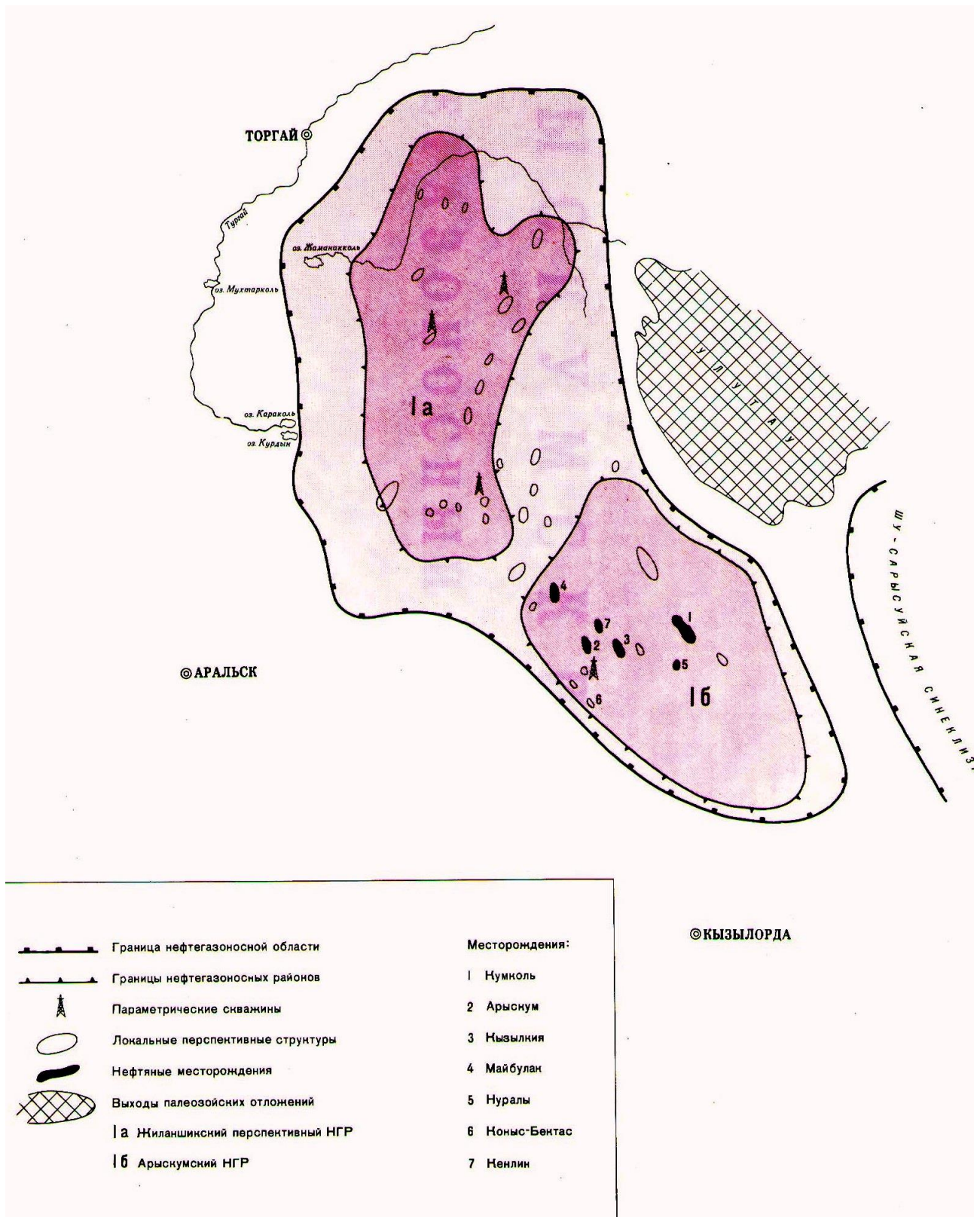


Рисунок 8- Нефтегазогеологические районирования Южного Торгая

7 Геологическое моделирование основных типов месторождений.

На сегодняшний день около 70 % территории Южно-Торгайского прогиба покрыта сейсморазведной 2Д разной плотности и на территории некоторых месторождений проведена 3Д и пробурены более 2000 скважин, включая эксплуатационных скважин на месторождениях, открыто 35 месторождений нефти и газа.

Немецкой компанией EEG произведена интерпретация материалов сейсморазведки 3Д, в результате которых выявлены отложения руслового типа (палеореки) и построена геологическая модель по всем продуктивным горизонтам.

Специальная обработка сейсмике 3D

Переинтерпретация и специальная обработка сейсмике 3D произведена в целом по лицензионной территории, включая месторождения Акшабулак Центральный, Акшабулак Южный и Акшабулак Восточный Кумколь, Блиновское. В ходе работы по переобработке (инверсия) и переинтерпретации сейсмике объем промысловых материалов были значительно дополнены - использованы данные всех 53 скважин (вместо 15), увеличены точности с помощью шага обработки в 1 мс (вместо 2 мс) и использованы широкие спектра при инверсии. Кроме этого, была использована новая программа для анализа сейсмических атрибутов и сейсмофации - STRATIMAGIC. Для русловых отложения была определена приуроченность отдельных русел к горизонтам Ю-0-1, Ю-0-2 и Ю-1 и выделены новые русла, расширив, таким образом, потенциал этих отложения. В результате работ получены новые структурные карты и схемы (3D) всех опорных горизонтов и исходные материалы для геологических моделей залежей.

Месторождение Южный Акшабулак находится в Арыскупском прогибе и является частью Южного Тургая. В Южном Акшабулаке горизонт М II 1 (мел) содержат имеет залежь газа, горизонт М II 2 и Ю II содержать воду, а в горизонтах Ю 0 и Ю III находится газонефтяная залежь.

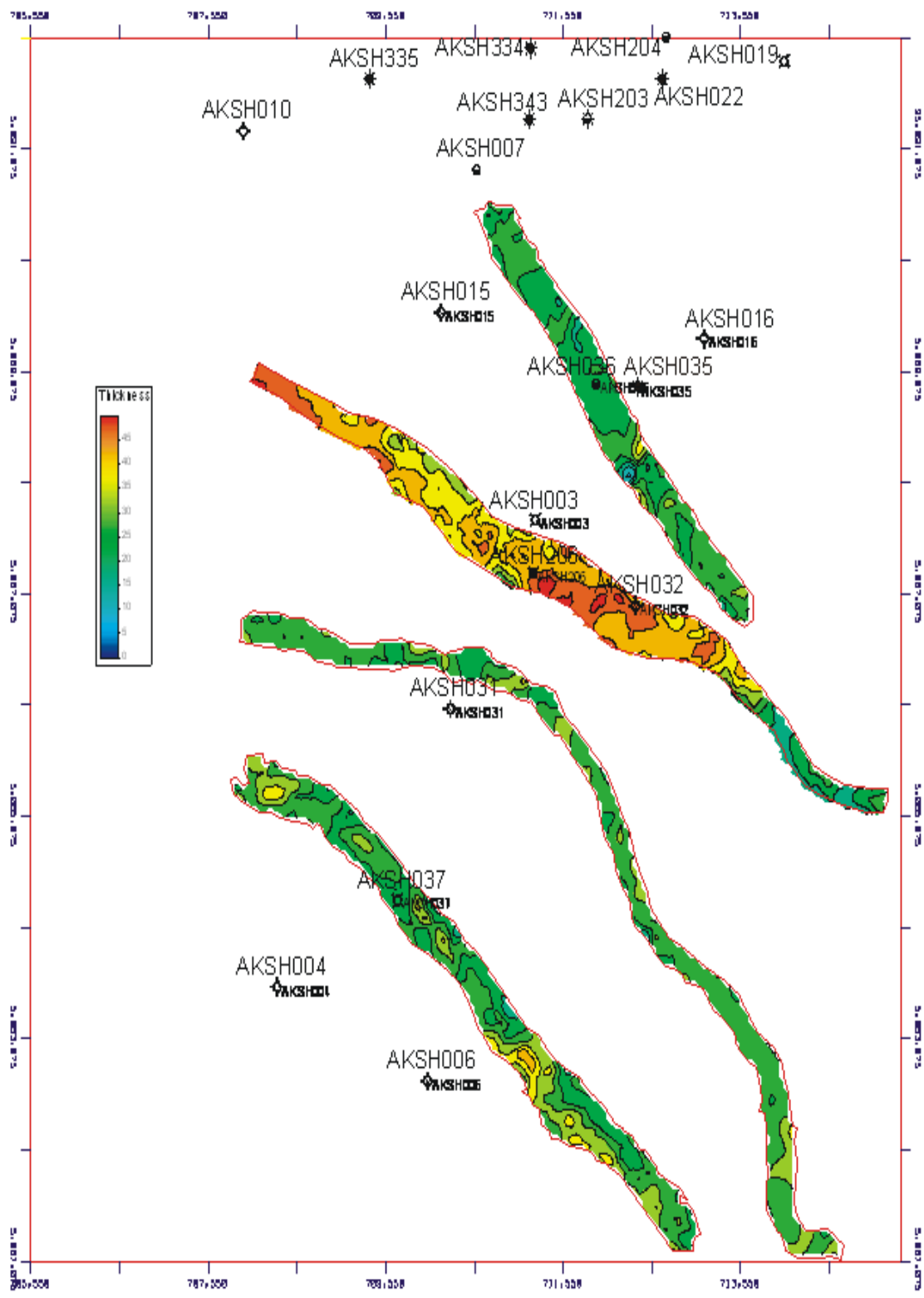


Рисунок 9- Структурная модель Акшабулак

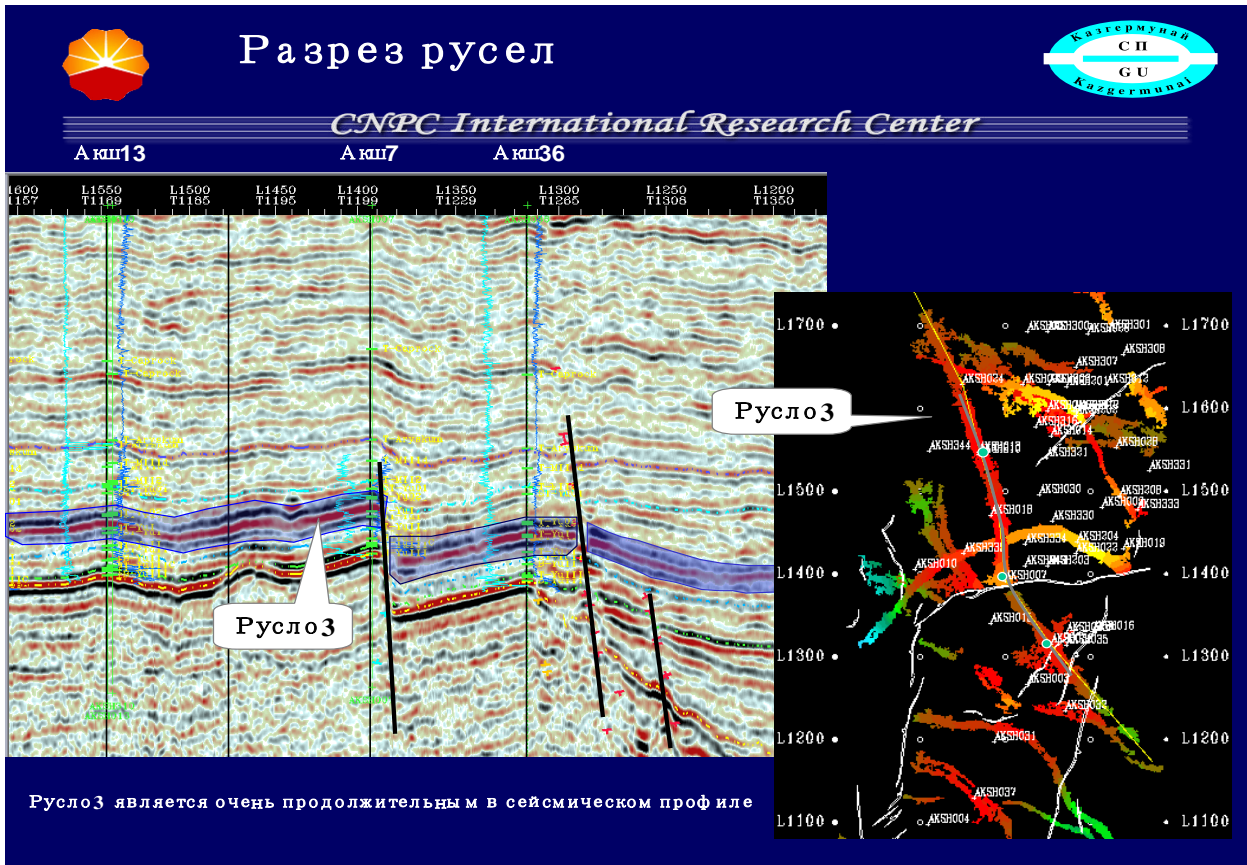


Рисунок 10- Разрез русел

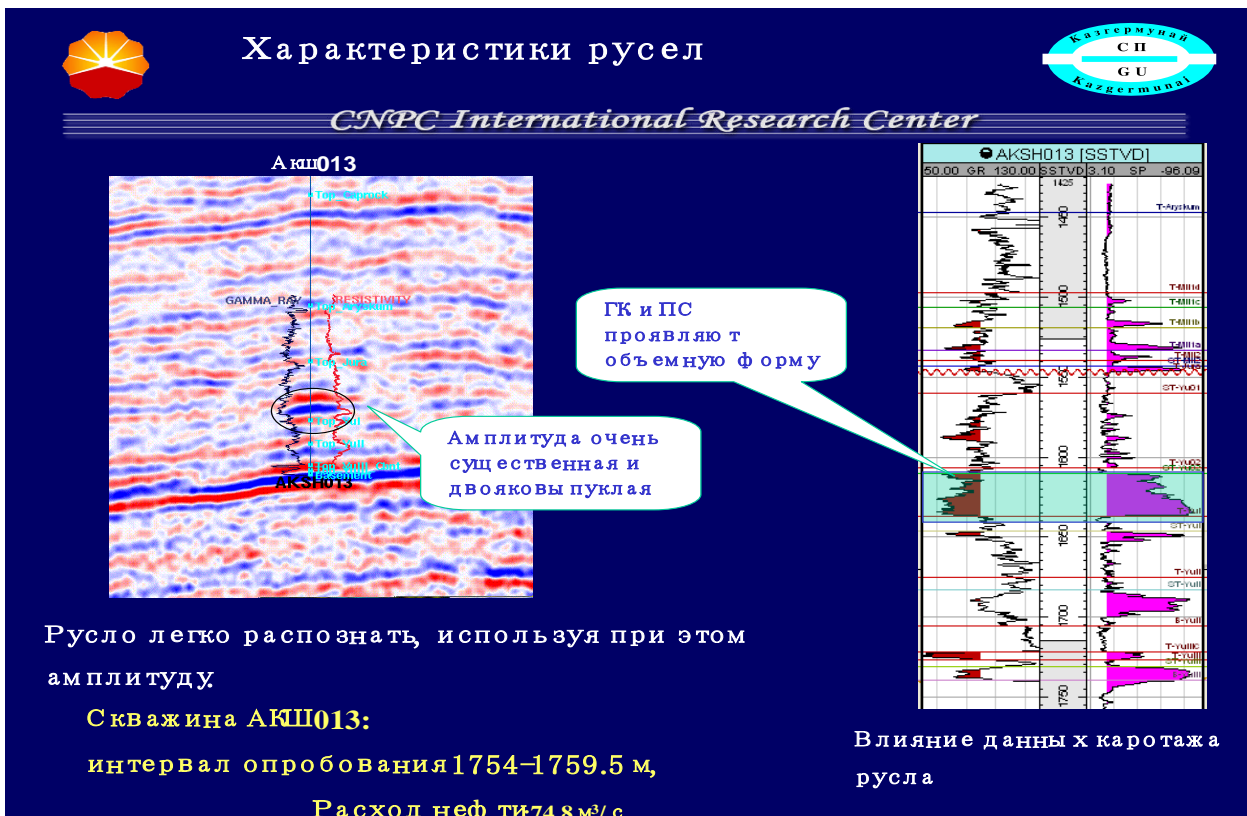


Рисунок 11- Характеристика русел

Месторождение Блиновское

Месторождение Блиновское приурочено к южной части одноименного выступа поверхности докембрийского фундамента, осложняющего Ащисайскую горст-антиклиналь в пределах восточной части Арыкумского нефтегазоносного бассейна. Во вскрытом разрезе месторождения Блиновское участвуют складчатые метаморфизованные образования докембрийского фундамента, где со стратиграфическим несогласием лежит комплекс осадочных пород: юра, мел-палеоген, четвертичный ярус, которые отличаются тектоническими формированиями. Месторождение Блиновское расположено в южной части Тургайской нефтегазоносной зоны с залежами углеводородов в отложениях юры и мела, вблизи действующих нефтепромыслов Кумколь, Ащисай и Акшабулак. Впервые промышленная нефтеносность площади была установлена в поисковой скважине No1, где в процессе опробования пород фундамента (кора выветривания) получена нефть дебитом 27,22 м³/сут. В разрезе структуры Блиновское были выделены 3 продуктивных горизонта, из которых 2 горизонта М-I и М-II приурочены к арыкумскому горизонту и один горизонт Pz приурочен к поверхности палеозойского фундамента. Основные запасы нефти месторождения сосредоточены в горизонте М-I. Коллекторы продуктивного арыкумского горизонта представлены песчано-алевритовыми и песчано-гравелитовыми толщами.

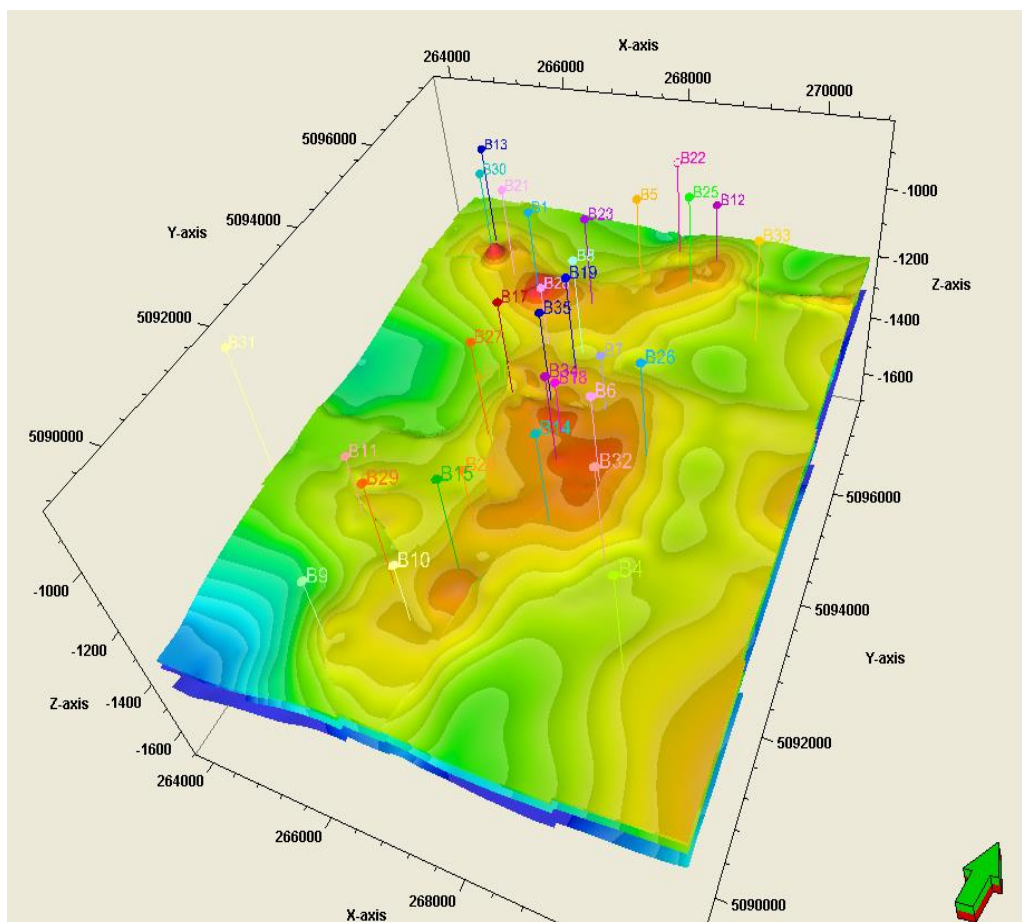


Рисунок 12- Структурная модель месторождения Блиновское

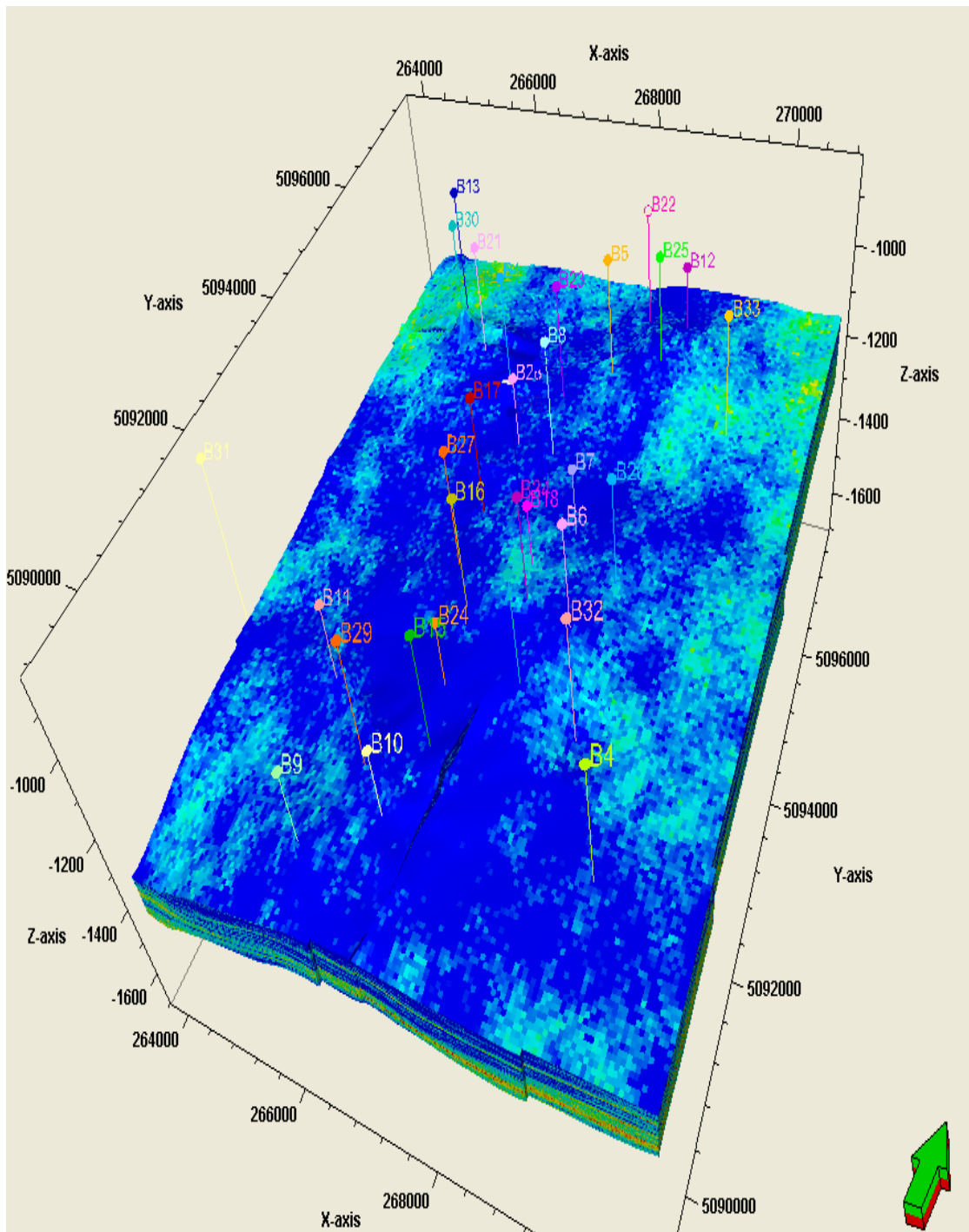


Рисунок 13- Модель атрибута

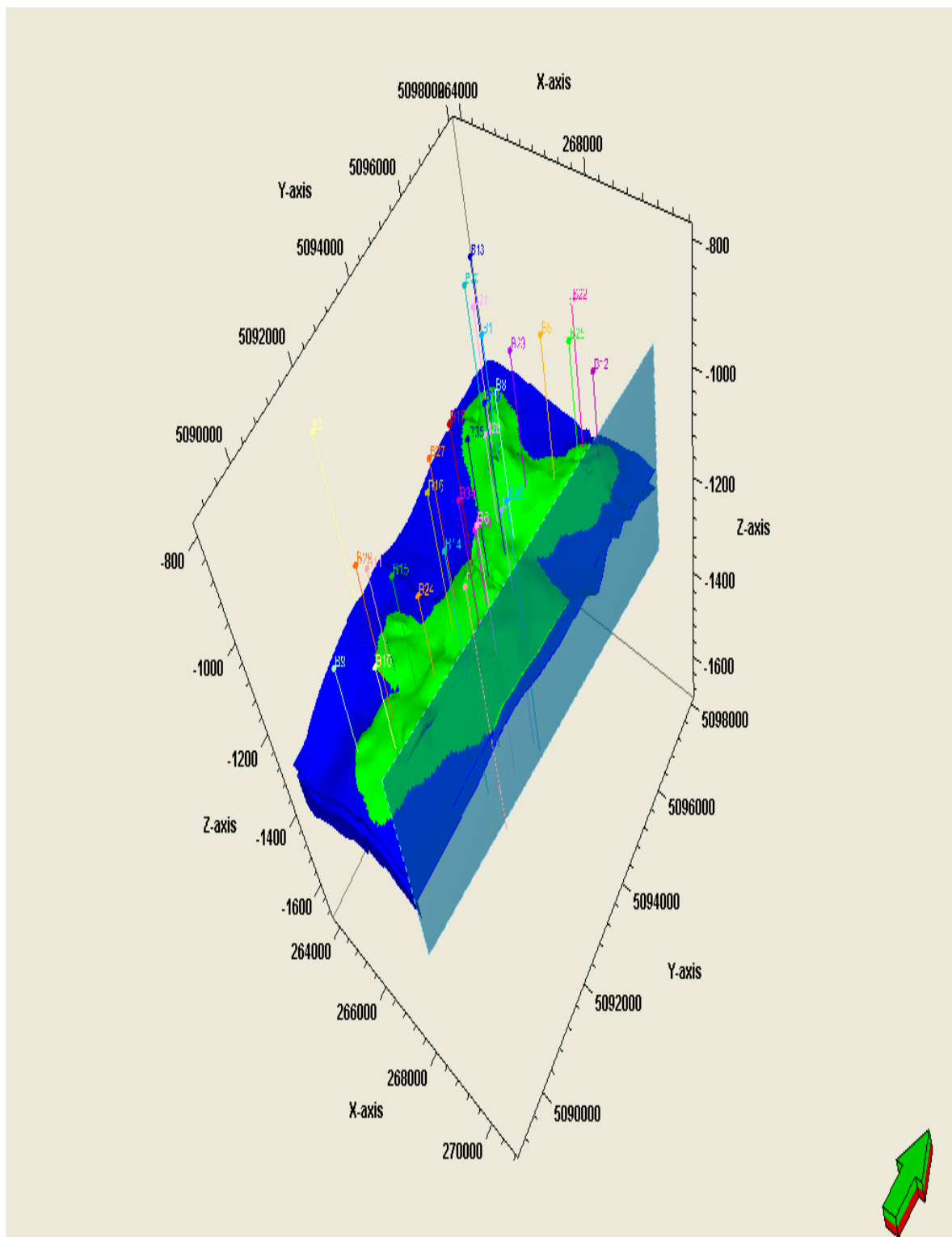


Рисунок 14- Модель расположения флюидов

8 Оценка ресурса углеводородов

Прогнозные ресурсы УВ Южно-Торгайского бассейна рассчитаны объемно-генетическим методом. При использовании данного метода прогнозные ресурсы УВ определяются на основе количественного моделирования всего комплекса природных процессов, обуславливающих образование нефти и газа из органических веществ нефтегазоматеринских пород, эмиграцию УВ из материнских пород в резервуары, дальнейшую их миграцию в коллекторах и аккумуляцию в ловушках. Прогнозные ресурсы нефти и газа определяются с учетом количества генерированных и эмигрировавших из нефтегазоматеринских пород жидких и газообразных УВ за вычетом их потерь при миграции в коллекторах и аккумуляции в ловушках.

Для подсчета запасов нефти и газа применяют следующие методы:

объемный метод - наиболее точный и распространенный, применяется на всех стадиях изучения геологического строения месторождения;

метод материального баланса - используется в основном при подсчете запасов газа, а также запасов нефти в случае трещиноватых коллекторов, когда невозможно определить объем пор;

метод натурного моделирования - применяется для определения оставшихся запасов нефти при разработке месторождения.

Запасы нефти объемным методом рассчитываются по формуле:

$$Q = \frac{V_b \cdot k \cdot \eta}{b} \quad (1)$$

Где, Q - промышленные запасы, т;

V - объем нефтенасыщенных пород, м³;

k_n - коэффициент нефтенасыщенности, доли единицы;

η_п - коэффициент извлечения нефти, доли единицы;

δ - плотность разгазированной (товарной) нефти, т/м³;

b – объемный коэффициент, показывающий, какой объем 1 м³ товарной нефти занимает в пластовых условиях.

Значения величин m, k_n, η_п, δ и b определяются путем лабораторных исследований.

Объем нефтенасыщенных пород V при подсчете запасов категории А определяют по картам мощности нефтенасыщенных пород, а категорий В и С1 - по формуле

$$V = S \cdot h \cdot \cos \alpha \quad (2)$$

Где, S – нефтеносная площадь на поверхности, м²;

h - средняя эффективная мощность пласта, м;

α'- угол падения пласта.

Методы материального баланса и натурального моделирования применяются для подсчета оставшихся запасов газа и нефти при разработке месторождений.

Суммарные запасы открытых месторождений составляют: По категории С1 Геологические запасы – около 550 – 570 млн тонн, Извлекаемые -250-260 млн тонн

Потенциальные прогнозные ресурсы Арыкумского прогиба составляют:

Жидкие УВ - 2 млн 311 тыс тонн, Газообразные 427 млрд м³, Извлекаемые жидкие УВ при коэф. 0.3 составляет 773 млн тонн.

По Жыланшикскому прогибу соответственно составляют:

Жидкие УВ - 432 млн тонн, Газообразные -232.8 млрд м³, Извлекаемые-127.3 млн тонн.

9 Рекомендации дальнейших направлений геологоразведочных работ

Обусловленная активизацией разломов, структурная расчлененность данного прогиба, позволяют формировать отдельные грабен-синклинали, являются автономными очагами нефти и газа.

Присутствие в юре развитие приподнявших блоков фундамента и больших валлообразных поднятий, которые разделили грабен синклинали, определило фациальное замещение юрских пород и стратиграфическое выклинивание, способствуя образованию соответствующих типов ловушек, которые на данный момент изученности прогиба представляют собой стратегический разрез.

Глубина залегания верхней юры в Арыкумской, Бозингенской, Акшабулакской и Жинишкекумской, разные (800-3200 м), это означает что объем нефтегазоматеринских отложений, а именно кумкольской свиты, остался не привлеченным в нефтегазообразовании, что значит веским доказательством высокой потенциальной возможности недр Южного Тургая. Толщи нефти и газа, которые связаны с отложениями нижнего неокома, не рекомендуется рассматривать как синтетичных. Данный момент необходимо рассматривать с двух позиций: геохимических и геолого- структурных.

По скорости осадконакопления неоконская эпоха сильно отличается от юрской. Отложения верхней юры являются доказательством восстановительной геохимической среды седиментационного бассейна, в то время как меловые песчано-глинистые образования характеризуют резкую выраженную окислительную обстановку их формирования. Вот почему концентрация органического вещества и битумоидов в меле незначительная.

Только в центре Акшабулакской грабен-синклинали низ мела погрузилась на 1700-2000 м, отражающий начальный порог процессов нефтегазообразования. Параллельно приближенные расчеты показывают, что объем органического вещества не хватает для генерации того количества углеводородов, которое содержит в продуктивных горизонтах мела.

В Арыкумском прогибе палеотектоническими построениями доказано, что наибольшая нефтегазонасыщенность разреза относится к грабен-синклиналям, где замечена максимальная концентрация органического вещества. Примерами являются Арыкумская, Сарыланская, Акшабулакская и Бозингенская грабен-синклинали.

Основное количество месторождений территориально расположены в центральной и юго-восточной части региона, где осадочный комплекс имеет значительную мощность доходящих 4-5 и более километров. Если учесть, что регион расчленен на грабен-синклинали и горст-антиклинали, то нетрудно заметить приуроченность наибольшего количества месторождений к горст-антиклинали: в пределах Аксайской - 11 месторождений, в пределах Ацисайской 7 месторождений и по запасам наиболее крупные приурочены к ним (Кумколь) и другие.

Первоочередными объектами поискового бурения являются крупные по размерам структуры, расположенные в зонах глубоких разломов в западной части региона и максимальных мощностей осадочного чехла. Изложенный материал показывает, что Южно-Торгайская впадина представляет собой нетрадиционную в нефтегазоносном отношении структуру, где общие закономерности размещения нефти и газа в земной коре, свойственные платформенным областям. Исходя из выше изложенного первоочередными задачами дальнейших поисково-разведочных работ являются проведение региональных сейморазведочных работ и бурение трех параметрических скважин для изучения низов мезозойского комплекса ниже Сазымбайской свиты нижней юры и вещественного состава отложений верхнего-среднего палеозоя.

Таблица 4 - Арыскупский прогиб. Перспективные структуры.

№	Арыскупский прогиб	Перспективные структуры
1.	Арыскупская грабен-синклиналь (6)	Южный Дошан, Жамантау, Китпай, Зап.Арыскуп
2.	Жинишкекупская грабен-синклиналь (21 и более)	Сев-Зап.Жамантай, Дынкара, Арыстан, Дарханбай, Сортобе, Дадикбай, Западная, Байтылда, Каракушун, Южный, Западный Байтылда, Приразломная, Жидели, Тенгельбай. Шалкар, Жубан, Жаршагыл. Кайнарбулак, Бектебай, Вост. Бектебай, Карамай.
3.	Аксайская горст-антиклиналь (11)	Бестобе, Вост.Бестобе, Акпай, Бухарбай. Безымянная. Сайгачья, Актобак, Мыхай, Теникен, Мыхай Восточный, Мыхай Северный.
4.	Акшабулакская грабен-синклиналь (3)	Жамансу, Кенжебай, Зап.Акшабулак
5.	Бесоба-Терексайская грабен-синклиналь (5)	Теренсай Южный, Кокбулак Южный, Теренсай Западный, Богдок, Кульсай Северный.
6.	Ащисайская горст-антиклиналь (8)	Ащисайская, Зап.Ащисай, Такырсай, Такырсай-2, Восточный Теренсай, Богдок Восточный, Кульсай, Миор Северный
7.	Сарыланская грабен-синклиналь (12)	Донгелек, Сандыксай. Сев.Сандыксай, Жангыз, Ащибулак, Аккудук, Сарыжота, Ойшубар, Северный Сарыжота, Та самбай, Обальская, Восточный Миор
8.	Табакбулакская горст-антиклиналь (2)	Кыртуз, Северная
9.	Бозингенская грабен-синклиналь	Еспе. Безымянная, Зозды, Тогыскен, Сарытобе, Долинная, Жамбусын, Карамантуз, Бачгынтобе, Есельбай Западная, Урмахан, Тайимбай

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данный момент в Южно-Тургайском осадочном бассейне открыто больше 20 нефтегазовых месторождений: Арыскум, Акшабулак, Нуралы, Кызылкия, Доцан, Майбулак, Караванши, Бектас, Аксай, Кенлык, Коныс, Ащисай и Арысское.

В итоге проведенных работ уточнены и систематизированы тектоническое и стратиграфическое строение Арыскумского прогиба построена новая геологическая модель прогиба, которая состоит из трех ярусов: кристаллического фундамента, квазиplateформенного этажа, который в свою очередь слабометаморфизован, слабодислацирован и платформенного этажа, который делится на юру рифтогенный и мел-палеогеновый.

Выявлена закономерности размещения месторождений и залежей нефти и газа в тектоническом плане и произведена их типизация и классификация по литологу-стратиграфическому диапозону.

На площади Арыскумского прогиба по мезозой-кайнозойскому комплексу поиски проводились неравномерно, были предложены участки для сейсмических исследований в пределах грабен-синклиналей. По прогибу определена часть трансконтинентального рифтового пояса, где дальше пересекает Чу-Сарысускую, Северо-Тургайскую, Илийскую впадины и проходит в Западную Сибирь. Выявлено, что было заложено по толщам фундамента как глубинные разломы и активное развитие получило в каледонском и герцинском этапе развития регионов.

Схожее строение выше названных впадин переводит их в ряд углеводородосодержащих, имеющие месторождение углеводородов также в квазиplateформенном этаже, в связи их температурным режимом.

В результате проделанных работ, необходимо сделать следующие выводы:

Арыскумский прогиб остается главной территорией нефтегазопроисхождения работ, где есть все геологические, геохимические, тектонические и другие критерии для расширения геологоразведочных работ. Более того, возможны палеоврезы речных русел и дельтовые отложения рек, что являются хорошими породами коллекторами. Такие коллекторы могут быть в Сарыланской и Бозингенской грабен-синклиналей, которые расположены у подножья Улытау. Здесь антиклинальные и неантиклинальные ловушки, которые связанные с разломами, надо считать в Арыскумском, Сарыланском, Акшабулакском и Бозингенском прогибах. Обнаружение и подготовку структур этих зон надо считать первоочередными.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованные:

- 1 Абдулин А.А., Нурлыбаев А.Н., Кунаев Д.С. и др. Геология и полезные ископаемые юго-востока Тургайского прогиба и Северного Улытау. Геологическое строение, Т.1. -Алма-Ата: Наука. 1984- 232 с.
- 2 Жолтаев. Г.Ж., Парагульгов Т.Х. и др. Геология нефтегазоносных областей Казахстана (Геология и нефтегазоносность Южного Торгая), Алматы. 1998 - 5-65с.
- 3 Шахабаев Р.С., Кульжанов М.К., Парагульгов Х.Х., Давыдов Н.Г Жолтаев Г.Ж., Парагульгов Т.Х. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Южно-Торгайского бассейна. Алматы. 2004- 159 с.
- 4 А.К. Халелов. Геолого-геодинамические условия формирования нефтегазоносных бассейнов . Алматы. 2008г-49с.
- 5 Фазылов Е.М.,Парагульгов Х.Х.,Шабалина Л.В. «Формация домезозойских отложений Южно-Торгайского осадочного бассейна»Алматы. 2011г
- 6 Яншин А.Л. Общие особенности строения и развития молодых платформ (Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности), Москва: Наука. 1965- 718 с.
- 7 Авроов П.Я., Ли А.Б Геологические предпосылки к поискам нефти и газа в Южном Казахстане, Алма-Ата: «Казахстан».1968г.
- 8 Александров М.Н., Пупышев И.А. Основные вопросы стратиграфии девона и карбона Южных Районов Центрального Казахстана. «Советская Геология». 1956 г, №22.
- 9 Бакиров С.Б. «Стратиграфия верхнепалеозойских отложений Малого Каратау». Геология и горное дело КазПТИ. Алма-Ата. 1965г.
- 10 Бигараев А.Б., Филиппьев Г.П. Особенности геологического строения и закономерности размещения залежей углеводородов в Арыскупском прогибе Южно-Торгайской впадины. //Нефть и газ. 2009. № 2.С.50-56.
- 11 Жолтаев. Г.Ж., и др. «Тектоническое развитие и нефтегазоносность Южно-Торгайского бассейна», Алматы. 2004 г.
- 12 Исказиев К.О., Ажгалиев Д.К.. Перспективы нефтегазоносности верхнепалеозойского комплекса Южно-Торгайской впадины. //Нефть и газ. 2009. № 6. С. 22-33.
- 13 Акчулаков У.А., Жылкайдаров С.Е., Жолтаев Г.Ж. и др. Методическое руководство по количественной оценке прогнозных ресурсов углеводородного сырья Республики Казахстан. Кокшетау. 2002г

14 А.К. Халелов. Палеотектонические и палеогеографические обстановки поверхности земли.

15 Жумабеков У. Грибков В.А. Проект геологоразведочных работ на период продления для оценки контрактной территории АО «СНПС – Ай Дан Мунай» в соответствии с дополнением рег. № 2322 от 11.03.2007г. к контракту № 221 от 27.08.1998г. п. Нефтегазразведка, 2007

Фондовые:

16 Акчулаков У., Жолтаев Г.Ж., Жылкайдаров С.Е. Оценка прогнозных ресурсов углеводородного сырья Республики Казахстан (нефть, газ, конденсат). Г. Алматы, 2003 г, в трех книгах.

17 Абдуллаев И.Ш. «Геофизические материалы результаты сейсморазведочных и буровых работ по контракту №2 с ГАО «Южнефтегаз» на площади Юж. Кумколь, Зап. Кумколь, Вост. Кумколь». АО «Турлангеофизика». 1995 г.

18 Бигараев А.Б. Джолдасов А.Д. Проект поисков и оценки залежей нефти и газа в пределах Контрактной территории ЗАО «Кумколь Транс Сервис» на Бозенгенской грабен-синклинали Южно-Тургайской впадины (геолого-методическая часть) п. Нефтегазразведка, 2007

19 Абдуллаев И.Ш. Грибков В.А. Дополнение к проекту поисков и оценки залежей нефти и газа в пределах контрактной территории ЗАО «Кумколь Транс Сервис» на Бозингенской.

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: Кайшыбай Айдана Асзаткызы

Название: Геодинамическая модель и нефтегазоносность Арыскумского прогиба

Координатор: Герой Жолтаев

Коэффициент подобия 1:0,1

Коэффициент подобия 2:0

Замена букв:0

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:

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

01.07.2020

Дата

Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

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

01.07.2020

Дата

Подписано цифровой
подписью: Енсепаев Т.А.
Дата: 2020.07.01 17:29:38 +06'00'

.....
Подпись заведующего кафедрой /

начальника структурного подразделения

РЕЦЕНЗИЯ

На магистерскую диссертацию

Магистранта: Кайшыбай Айдана Асхаткызы

Специальность: 6M070600 – «Геология и разведка месторождений и полезных ископаемых»

Магистерская диссертация на тему: Геодинамическая модель и нефтегазоносность Аксайской горст антиклинали

Текст рецензии:

На рецензию представлен магистерский проект магистранта Кайшыбай Айданы Асхаткызы выполненный на тему «Геодинамическая модель и нефтегазоносность Аксайской горст антиклинали».

Исследуемая задача известна, ей посвящена обширная литература. Диссертация имеет последовательную связную структуру. Соответствует требованиям, к диссертациям на соискание магистерской степени и рекомендуется к защите.

Проведено научное обоснование оптимального комплекса геолого-геофизических и промысловых данных для уточнения геологической модели залежей нефти, по результатам комплексных исследований, включая анализ данных сейморазведки 3D, уточнено пространственное положение и установлена гидродинамическая связь или разобщенность отдельных блоков. Построенная геологическая модель продуктивной толщи учитывающая влияние разломной тектоники на гидродинамическую сообщаемость пластов. Геологическое обоснование рекомендаций по оптимизации доразведки и освоения залежей с целью получения максимального нефтеизвлечения.

Замечания к магистерской диссертации:

Существенных недостатков в диссертационной работе не выявлено.

ОЦЕНКА:

Магистерская диссертация «Геодинамическая модель и нефтегазоносность Аксайской горст антиклинали» магистранта Кайшыбай А.А.

заслуживает оценки « 95 / А »

(оценки по балльно-рейтинговой буквенной системе (%))

Рецензент:

К. Шығай
(подпись)

Югоззов К.С.
Ф.И.О.)



Занимаемая должность: Доктор PhD, научный сотрудник Института геологических наук имени К.И.Сатпаева

« 30 » июня 2020г.

Примерные критерии оценки диссертации:

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

Отзыв
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на магистерскую диссертацию
Кайшыбай Айдана Асхатқызы

6M070600 - Геология и разведка месторождений полезных ископаемых

На тему: Геодинамическая модель и нефтегазоносность Аксайской горст антиклинали.

Целью диссертационной работы является анализ имеющихся данных и результатов бурения (поисково-разведочного, эксплуатационного) Арысқумского прогиба, выявление перспектив нефтегазоносности, оценка ресурсов углеводородов прогиба и обоснование эффективных направлений геологоразведочных работ.

Перед диссертантом Кайшыбай А.А. была поставлена задача обобщить и отработать первичные геолого-геофизические материалы по геотектоническому строению и нефтегазоносности Аксайской горст антиклинали Арысқумского прогиба, накопленные за время исследования, обосновать перспективы нефтегазоносности исследуемой территории и дать рекомендации по дальнейшему направлению поисково-разведочных работ в указанном регионе.

С задачей Кайшыбай А.А. справилась успешно. В диссертационной работе достаточно полно и обоснованно освещено геотектоническое строение, литолого-стратиграфические особенности осадочного чехла и нефтегазоносность основных нефтегазоносных комплексов. В тектонике приводится полная и обоснованная информация по геотектоническому строению фундамента, квазиплатформенного комплекса и платформенного осадочного чехла. Диссертант Кайшыбай А.А. владеет навыками анализа и обобщения геолого-геофизических материалов, мыслит региональными категориями и делает правильные выводы.

В целом магистерская диссертация Кайшыбай А.А. разработана грамотно с полнотой и обоснованностью и может быть допущена к защите, а Кайшыбай А.А. заслуживает присвоения степени магистра.

Научный руководитель

Доктор геолого-минералогических наук

Профессор

 Жолтаев Г.Ж.

« 01 » май 2020г.