ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ, СЕЙСМОСТОЙКОГО СТРОИТЕЛЬСТВА И СЕЙСМОЛОГИИ НАЦИОНАЛЬНОЙ АКАДЕМИИ НАУК ТАДЖИКИСТАНА

УДК: 553.982+552.5+551.24 (575.3)

На правах рукописи



РАХИМОВ ФИРУЗ АБДУРАХМОНОВИЧ

ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ, ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ И СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ФЕРГАНЫ

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук по специальности 1.6.28. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Научный руководитель: кандидат геолого-минералогических наук,
Мавлони Субхонкул Рахмонкулзода

Душанбе – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

	СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ…….……	4
	ВВЕДЕНИЕ……	5
ГЛАВА 1.	**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ФЕРГАНЫ……**	14
1.1.	Историческое и современное состояние геолого-геофизической изученности…….	17
1.1.1.	Сейсморазведочные работы…….	25
1.2.	Литолого-стратиграфическая характеристика……	27
1.3.	Тектоническое строение и история развития…….	36
	Выводы по первой главе……	46
ГЛАВА 2.	**ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ СЕДИМЕНТАЦИОННОГО БАССЕЙНА В МЕЛОВОЕ ВРЕМЯ……**	49
2.1.	Морфогенетическая характеристика антиклинальных складок северной структурно-тектонической зоны……...	54
2.2.	Морфогенетическая характеристика антиклинальных складок центральной структурно-тектонической зоны…….	72
2.3.	Морфогенетическая характеристика антиклинальных складок южной структурно-тектонической зоны……...	80
	Выводы по второй главе…….....	87
ГЛАВА 3.	**ФАЦИАЛЬНО-ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ФЕРГАНЫ……**	90
3.1.	Особенности строения коллекторских горизонтов и флюидоупоров меловых отложений Западной Ферганы…...	91

3.2. Фациально-палеогеографические особенности образования меловых отложений Западной Ферганы…….. 102
Выводы по третьей главе……... 122
ГЛАВА 4. ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАДАЧ И НАПРАВЛЕНИЙ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ЗАПАДНОЙ ФЕРГАНЕ…… 127
4.1. Стратегия выполнения поисково-разведочных работ на современном этапе развития отрасли в Западной Фергане… 128
4.2. Практические рекомендации при поиске месторождений нефти и газа в меловых отложениях Западной Ферганы….. 134
4.3. Роль и значение инвестиционных предложений в развитии нефтяной геологии……. 139
4.3.1. Технико-экономическое обоснование (ТЭО) проекта геологоразведочных работ на нефть по структуре Махрам (Западная Фергана)……. 142
4.3.2. Технико-экономическое обоснование (ТЭО) проекта геологоразведочных работ на нефть по структуре Селроха ……..... 145
Выводы по четвертой главе……... 149
ВЫВОДЫ..... 150
Рекомендации по практическому использованию результатов исследования…….. 153
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ……..... 156

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВПД – Аномально - высокое пластовое давление

ВНК – Водонефтяной контакт

ВЭЗ – Вертикальное электрическое зондирование

ВНИГНИ – Всесоюзный научно-исследовательский геолого-нефтяной институт

ГИС– Геофизическое исследование скважин

ГУП – Государственное унитарное предприятие

ГРР – Геологоразведочные работы

ДКЛ – Душанбинская комплексная лаборатория

ДЭЗ – Дипольное электрическое зондирование

ИГИРНИГМ – Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений

КМПВ – Корреляционный метод преломленных волн

МОВ – Метод отраженных волн

МОГТ – Метод общей глубинной точки

ОГТ – Общая геологическая точка

ОАО – Открытое акционерное обществ

ПО «Таджикнефть» – Производственное объединение «Таджикнефть»

РК – Радиоактивный каротаж

ССП – Метод спектрально-сейсморазведочного профилирования

СТЗ – Структурно-тектоническая зона

СредАзНИПИнефть – Среднеазиатский научно-исследовательский и проектный институт нефти

ТЭО – Технико-экономическое обоснование

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Западная Фергана является одним из старейших и наиболее освоенных нефтегазоносных районов Таджикистана, отличающимся развитой инфраструктурой, сетью нефте- и газопроводов, а также наличием центров добычи и переработки углеводородного сырья. В настоящее время основным объектом промышленной разработки остаётся палеогеновый нефтегазоносный комплекс. Однако вследствие исчерпания локальных структур в палеогеновых толщах в последние годы наблюдается устойчивая тенденция к снижению добычи углеводородов.

В этих условиях особую актуальность приобретает необходимость детального изучения мелового нефтегазоносного комплекса, продуктивность которого до настоящего времени подтверждена лишь частично. Исследование литолого-фациальных, палеогеографических и структурно-тектонических критериев меловых терригенно-карбонатных отложений позволит обосновать перспективные объекты для поисково-разведочных работ, повысить эффективность геологоразведочных мероприятий и расширить ресурсную базу углеводородов республики.

Мировые тенденции развития нефтегазовой отрасли показывают, что стратегическим направлением становится вовлечение в разработку малоизученных комплексов и применение передовых технологий прогнозирования нефтегазоносности, включая дистанционное зондирование Земли (ДЗЗ), геоинформационные системы (ГИС), а также комплексное использование буровых и геофизических материалов. Эти подходы позволяют уточнять структурно-тектоническое строение, картировать зоны повышенной трещиноватости и выявлять ловушки углеводородов.

Актуальность настоящего исследования определяется стратегическими задачами Республики Таджикистан. В Стратегии национального развития до 2030 года подчёркивается необходимость обеспечения энергетической независимости и

рационального использования минерально-сырьевой базы страны. В Энергетической стратегии Республики Таджикистан до 2030 года особое внимание уделено вопросам диверсификации источников энергоресурсов и увеличению добычи углеводородов. Важное значение имеют также Указ Президента Республики Таджикистан от 30 декабря 2015 года №755 «Об утверждении Энергетической стратегии Республики Таджикистан до 2030 года», Указ Президента Республики Таджикистан от 1 июля 2021 года №13 «О мерах по развитию минерально-сырьевой базы и повышению эффективности геологоразведочных работ», а также Постановление Правительства Республики Таджикистан от 3 апреля 2021 года №151 «О Программе геологоразведочных работ на нефть и газ на 2021–2025 годы».

Таким образом, исследование геологического строения, литолого-фациальных особенностей и нефтегазоносности мелового комплекса Западной Ферганы имеет не только научное, но и важное практическое значение. Результаты диссертационной работы будут способствовать решению задач государственной энергетической политики, определённых Президентом Республики Таджикистан, а также обеспечат прирост ресурсной базы углеводородов и повышение энергетической безопасности страны.

Степень изученности научной темы. Изучение нефтегазоносности меловых отложений Западной Ферганы в рамках региональных геологоразведочных работ носит фрагментарный характер. Недостаточно исследованы тектонические особенности, литолого-фациальные критерии и закономерности формирования коллекторов мелового возраста. Номенклатура коллекторских горизонтов систематизирована лишь частично, отсутствует современная структурно-тектоническая карта по кровле мела. Это предопределяет необходимость комплексного анализа и создания уточнённой нефтегазогеологической модели региона.

Вопросам тектоники, стратиграфии мезозойских, палеогеновых и неогеновых отложений и их нефтегазоносности посвящены труды таких учёных, как А.М Акрамходжаев [17], А.А. Абидов [8], Ш.Б. Бабаев [25], Н.Б. Васильковский [38], В.Н. Вебер [39], О.С. Вялов [42], А.М. Габрильян [43], А.Д. Ибрагимов [55], Р.У. Каломазов [58], Х.М. Мамаджанов [75], А.Х. Нугманов [83], М.С. Сайдалиева [110], С.Н. Симаков [93], В.И. Попов [87], О.А. Рыжков [92], А.Р. Ходжаев [103] и др. Особо следует выделить исследования А.М. Акрамходжаева, чья монография была посвящена литологии, палеогеографии и нефтегазоносности меловых отложений Ферганской депрессии. Результаты его работ показали, что меловые отложения Западной Ферганы формируют сложно построенный комплекс геологических образований с индивидуальными условиями седиментогенеза. Его идеи впоследствии легли в основу многих построений при изучении глубинного геологического строения региона.

Существенный вклад в решение производственных и научных задач, связанных с нефтегазовой геологией Ферганы, внесли коллективы ИГИРНИГМ, Таджикского отделения ВНИГНИ, ВНИГРИ, СредАзНИПИнефть и других организаций, которые проводили региональные исследования. Тем не менее, большинство работ ограничивалось крупномасштабными схемами (1:200000 – 1:500000), что не позволяло выявить локальные особенности тектонических структур и закономерности распределения ловушек углеводородов в пределах мелового комплекса.

Таким образом, существующие исследования создают лишь общую картину геологического строения, но не дают целостного представления о нефтегазоносности меловых отложений Западной Ферганы. Это определяет актуальность постановки комплексных геолого-геофизических и космогеологических исследований, направленных на уточнение структуры, литолого-фациального строения и условий нефтегазонакопления в регионе.

Связь исследования с программами (проектами) и научной тематикой. Работа выполнена в соответствии с планом НИР лаборатории «Полезные ископаемые» Института геологии, сейсмостойкого строительства и сейсмологии НАН Таджикистана в рамках темы «Прогнозирование и оценка перспектив редкометальных оруденений на примере Центрального Таджикистана и Памира». В диссертации разработан раздел «Литолого-фациальные, палеогеографические и структурно-тектонические критерии нефтегазоносности меловых отложений Западной Ферганы»., также работа выполнена в рамках приоритетных направлений развития геологической науки Республики Таджикистан и соответствует Государственной программе развития геологической отрасли Республики Таджикистан на 2021–2030 годы.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Целью исследования является повышение достоверности зонального и локального прогноза нефтегазоносности меловых отложений Западной Ферганы на основе литолого-фациальных, палеогеографических и структурных критериев.

Задачи исследования:

- разработка схемы литолого-фациального и палеогеографического районирования территории;
- выявление роли тектонических процессов в формировании морфологии складчатых структур и их влияния на размещение залежей;
- типизация природных резервуаров и определение закономерностей их распространения;
- систематизация номенклатуры коллекторских горизонтов мелового возраста и проведение корреляции;
- оценка перспектив нефтегазоносности меловых отложений на основе комплекса критериев.

Объектом исследования являются меловые отложения Западной Ферганы в пределах Северного Таджикистана, включая их природные резервуары на уровне

свит, горизонтов и пачек, а также приуроченные к ним антиклинальные структуры и месторождения нефти и газа.

Предметом исследования являются литолого-фациальные, палеогеографические и структурно-тектонические условия формирования коллекторов и флюидоупоров, определяющих нефтегазоносность комплекса.

Научная новизна исследования заключается в следующем:

- Впервые построена структурно-тектоническая карта по кровле меловых отложений Западной Ферганы.
- Впервые показана взаимосвязь литологического состава и фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, что позволяет проводить прогнозную оценку выявления перспективных горизонтов с высокими ёмкостными характеристиками.
- Впервые проведена типизация и выявлены закономерности распространения природных резервуаров в рассматриваемом нефтегазоносном комплексе.
- Впервые систематизирована номенклатура 16 коллекторских горизонтов и выполнена их корреляция.
- Разработана схема литолого-фациального и палеогеографического районирования территории распространения терригенно-карбонатного комплекса меловых отложений Западной Ферганы.
- Оценена роль тектонических процессов в формировании морфологии антиклинальных складок и размещении залежей углеводородов в пределах Махрамской антиклинали.
- На основе морфологии поверхности палеозойского фундамента и особенностей геологического строения мезо-кайнозойского покрова выделены три структурно-тектонические зоны.
- В пределах южной структурно-тектонической зоны выявлена серии палеоподнятий, которые могут быть первоочередными объектами для

обнаружения промышленных скоплений углеводородов как в палеогеновых, так и меловых отложений.

Положения, выносимые на защиту:

1. Установленная на основании фациального анализа генетическая связь смены континентальных, морских и эвапоритовых отложений с формированием 16 коллекторских горизонтов мелового комплекса Западной Ферганы позволяет снизить геолого-поисковые риски.

2. Впервые составленная по кровле мела (Гознауская свита) структурно-тектоническая карта позволила выделить три структурно-тектонические зоны, определить пути миграции углеводородов и условия формирования залежей.

3. Корреляция 16 выделенных горизонтов по разрезам месторождений даёт возможность выявить закономерности размещения резервуаров и научно обосновать приоритет неструктурных и экранированных ловушек на месторождениях Махрам, Селроха, Дигмай и Патар в качестве объектов поискового бурения для расширения ресурсной базы Таджикистана.

Теоретическая и научно-практическая значимость исследования. Научная значимость результатов заключается в уточнении литолого-фациальных и палеогеографических критериев нефтегазоносности меловых отложений Западной Ферганы, разработке структурно-тектонической модели региона и выявлении особенностей его разломно-блокового строения. На основе комплексного анализа буровых, геофизических и сейсмических данных уточнено строение мелового структурного этажа, изучены закономерности распространения коллекторов и условия формирования ловушек. Полученные результаты дополняют представления о нефтегазоносности мезозойских комплексов Ферганской впадины и развивают методологию региональных исследований.

Практическая значимость состоит в обосновании перспективных зон для поисково-разведочных работ в Западной Фергане. Прогнозные карты нефтегазоносности, выделенные локальные структуры и зоны коллекторов

позволяют рационально выбирать объекты для геологоразведочных мероприятий. Результаты исследования применимы для оптимизации программ бурения, снижения геологических рисков и повышения эффективности работ, что обеспечит прирост ресурсной базы углеводородов Республики Таджикистан.

Степень достоверности результатов диссертации. Обеспечена комплексом геолого-геофизических материалов и методов их анализа. В работе использованы данные глубокого бурения (параметрического, опорного, поискового, структурного), результаты каротажа, испытаний пластов и лабораторных исследований керна (ДКЛ 1980–1985 гг., Khalifa University, Абу-Даби, ОАЭ). Существенную роль сыграли материалы сейсморазведки МОГТ-2D и геофизических съёмок. Для уточнения структурных построений применялись методы структурно-тектонического анализа и литолого-фациального моделирования.

Сравнение результатов с данными разведки и промышленной эксплуатации месторождений обеспечило высокую надёжность выводов и нефтегазогеологической модели меловых отложений Западной Ферганы.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Содержание исследования данной диссертации соответствует пунктам 1, 2 и 3 специальности **1.6.28.** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений:

1. Происхождение и условия образования месторождений нефти и газа: в части изучения резервуаров, типов коллекторов и флюидоупоров, а также литолого-стратиграфического, фациально-палеогеографического и структурно-тектонического анализа меловых отложений Западной Ферганы.

2. Прогнозирование, поиски, разведка и геолого-экономическая оценка месторождений: в части стратегии прогнозирования нефтегазоносности, обоснования поисковых критериев и разработки технико-экономического обоснования (ТЭО) геологоразведочных работ по структурам Махрам и Селроха.

3. Геологическое обеспечение разработки нефтяных и газовых месторождений: в части изучения строения коллекторов и морфогенетической характеристики антиклинальных складок различных структурно-тектонических зон для выдачи практических рекомендаций по освоению региона.

Личный вклад соискателя ученой степени в исследования. Личный вклад автора заключается в постановке задач, сборе и анализе геолого-геофизических материалов по меловым отложениям Западной Ферганы. Соискателем выполнены литолого-фациальный анализ осадочных толщ, палеогеографические реконструкции условий осадконакопления и интерпретация структурно-тектонических особенностей региона.

Автор обработал и обобщил фондовые и опубликованные данные, оценил коллекторские свойства пород и выявил закономерности распределения перспективных зон нефтегазонакопления.

Самостоятельно разработаны схемы и интерпретационные модели формирования резервуаров углеводородов, подготовлены выводы и рекомендации по направлению дальнейших геологоразведочных работ.

Апробация и реализация результатов диссертации. Основные положения диссертационной работы представлялись, докладывались и обсуждались на Международных и внутренних конференциях: Международной научно-практической конференции «Гейдар Алиев и нефтяная стратегия Азербайджана: Достижения в геологии нефти и газа и геотехнологии» (Баку 2023 год); Международной научно-практической конференции «К.И. Сатпаев и науки о Земле» (Алматы, 2024 год); Международной научно- практической конференции «Современные достижения и актуальные проблемы в науках о Земле» (Душанбе, 2024 год); Международной научно- практической конференции «Фундаментальные, практические и инновационные решения геологических проблем устойчивого развития Республики Узбекистан» (Ташкент, 2024, 2025 гг.).

Публикации по теме диссертации. По теме исследования опубликованы 16 работ: 1 монография и 6 статей в научных журналах, индексируемых в Scopus, РИНЦ и рекомендованных ВАК при Президенте Республики Таджикистан.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка литературы. Основной объём работы без учёта списка литературы составляет 155 страниц машинописного текста, содержит 34 рисунка, 3 таблицы и список литературы из 128 наименований.

ГЛАВА 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ФЕРГАНЫ

Изученную территорию географически принято называть Северным Таджикистаном с координатами 40°17′03″ с.ш., 69°37′09″ в.д., а в геологическом аспекте – Западным нефтегазоносным районом Ферганы. Административно входит в Согдийскую область. Вся Ферганская впадина в плане напоминает эллипс длиной около 300 км и шириной до 170 км. Она замкнута горными хребтами: на северо-западе – Кураминским и Чаткальским, на юге – Туркестанским и Алайским. Площадь перспективных на поиски залежей нефти и газа земель составляет 3,6 тысяч км^2. Здесь пробурено порядка 350 скважин включая 25 параметрических, глубиной от 1420 м (Чилгазы) до 5500 м (Батыркурган). Из них только 6 скважин достигли палеозойского забоя – Дигмай, №1 (5351 м), Босумчук, №1 (1500 м), Северный Каракчикум, №1 (4210 м), Восточный Маданият, №1 (4037 м), Бенамоз, №1 (4401 м), Пахтакор, № 1 (2503 м). Общий объем глубокого бурения составил 1 млн 21 тыс. м. Общий объем добычи нефти на 01.01.2023 года составил 12000 тонн. Добыча природного газа составила 0,353 млн м^3. На 01.01.2024 года эти показатели составили 6273 тонн и 0,275 млн м^3 соответственно, а на 01.01.2025 года эти показатели достигли 5627,5 тонн и 0,166 млн м^3 [4, 5, 125].

Однако на фоне общего падения добычи и истощения запасов нефти и газа на территории Западно-Ферганской впадины, отсутствия подготовленных к поисковому бурению структур, покрытия центральной части изученной территории водами Кайраккумского моря, все большее внимание уделяется нижележащим меловым отложениям.

Нами были построены структурно-тектоническая схема и обзорная карта расположения нефтегазовых месторождений и перспективных структур Западной Ферганы (рис. 1.1)

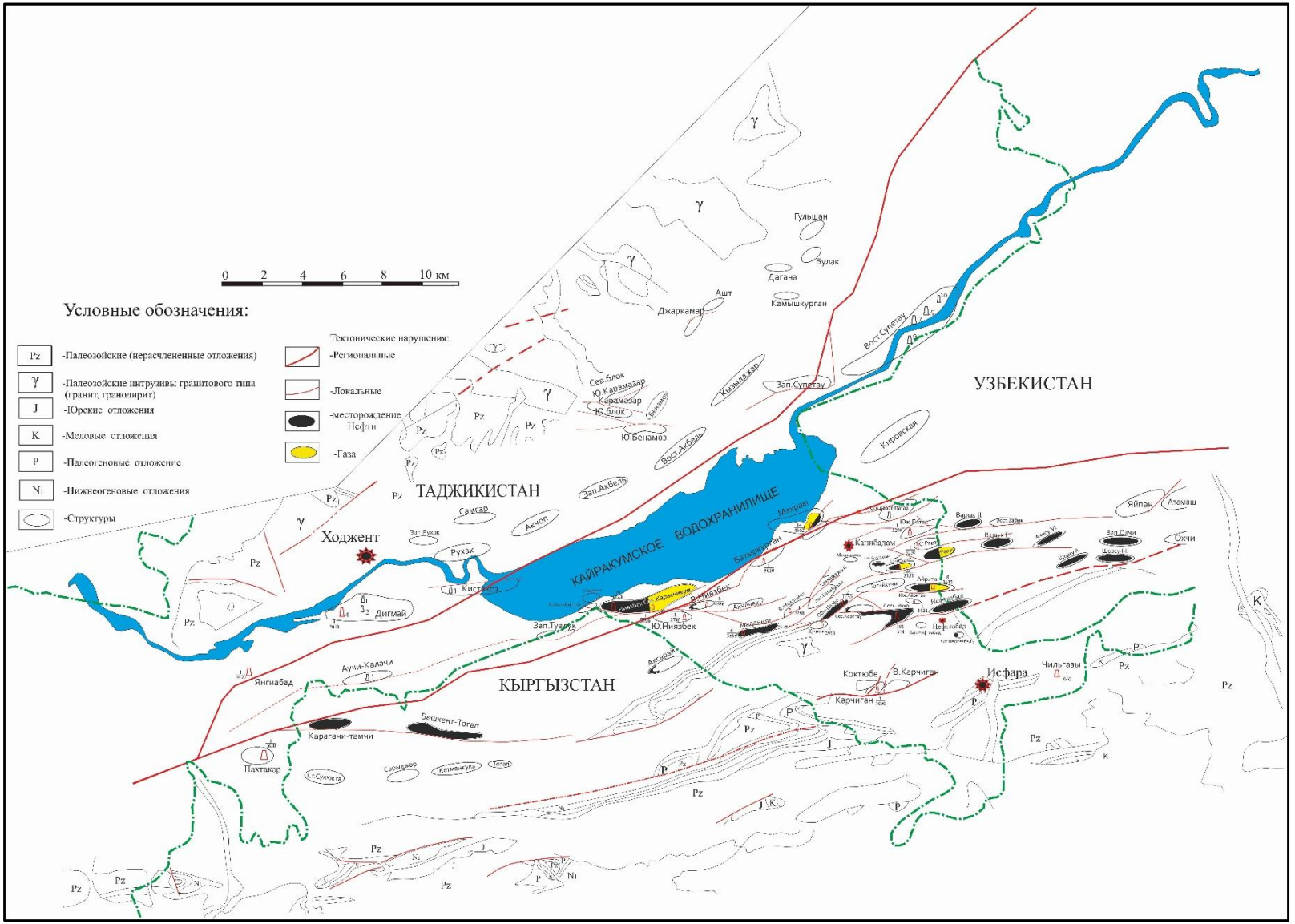


Рисунок 1.1. - Структурно-тектоническая схема и обзорная карта расположения месторождений нефти газа и перспективных структур Западной Ферганы (Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

Имея в виду эти обстоятельства, нами были предприняты усилия для проведения детального литологического изучения меловых отложений, выяснения распространения их коллекторских горизонтов, закономерностей нефте- и газонакопления и значимости фациально-палеогеографических исследований в размещении промышленных залежей нефти и газа на территории Западно-Ферганской впадины. Значимая мотивация исходила из того, что в соседней Республике Узбекистан на территории Ферганской впадины (Северный Сох, Ходжиабад, Северный Риштан, Южный Аламышик) обнаружены промышленные залежи нефти и газа в меловых отложениях.

Целью исследований, изложенных в данной работе, являлось обобщение имеющегося обширного материала по литологии и фильтрационно-емкостным свойствам коллекторских горизонтов, перекрывающих флюидоупоров меловых отложений Западной Ферганы. Базовой основой для изучения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов меловых отложений послужили лабораторные исследования, проведенные в Душанбинской комплексной лаборатории (ДКЛ) в 1980-1985 гг. [7, 119]. Также были использованы данные лабораторных исследований, проведенные ИГИРНИГМ (Узбекистан) по соседним с Западной Ферганой месторождениям нефти. Были учтены также результаты опробования пластов.

Для всей территории Западной Ферганы палеогеновые отложения являются основным нефтегазоносным комплексом. Они вскрыты на отметках от плюс 880 м (Селроха) до минус 4200м (Махрам). Однако на сегодняшний день фонд перспективных структур исчерпан, начиная с 1996 года, в пределах территории не проводятся геофизические исследования. Ресурсная база Республики не увеличилась вследствие отсутствия открытий новых залежей и месторождений. Произошло естественное уменьшение извлекаемых запасов только за счет добычи углеводородного сырья на 16,02 тысячи тонн по нефти и 31,557 миллиона кубометров по газу.

«Запасы растворенного газа уменьшились на 1,068 миллиона кубов и составили на 1.01.2003 года 577,568 миллиона кубометров. Согласно данным специалистов Таджикского отделения «СредАзНИПИнефть» (на 01.01.74 год), прогнозные ресурсы меловых отложений (газ) Западной Ферганы составляют 107,0 млрд $м^3$» [126, с.8].

Во времена СССР в этом районе были сконцентрированы значительные объемы поисково-разведочных работ, проводимые ПО “Таджикнефть”. Были открыты около 15 месторождений нефти и газа. Практически все разведанные запасы углеводородов связаны с палеогеновым комплексом, к которым приурочены залежи на Северном Каракчикумском, Ниязбекском, Канибадамском, Северном Канибадамском, Раватском, Айританском, Махрамском, Оби Шифо и ряде других месторождений [18, 72]. Однако в последние годы в этом известном нефтегазодобывающем районе Таджикистана отмечается снижение эффективности поисково-разведочных работ, повышение стоимости подготовки запасов и катастрофическая нехватка структур, пригодных для поиска и разведки залежей нефти и газа. Положение усугубляется еще тем, что центральные районы этой территории находятся под водами Кайраккумского водохранилища. В этой ситуации все больше интерес геологов приковывается к мезозойским, а именно к меловым отложениям.

1.1. Историческое и современное состояние геолого-геофизической изученности

Нефтяная отрасль считается одной из старейших отраслей промышленности для Ферганской впадины в целом. Многие путешественники, историки, географы в своих записях подтверждают, что в Ферганской долине издавна существовали случаи применения «масляной жидкости», в основном для лечебной цели. Эти сведения можно найти в трудах греческих, арабских и русских путешественников [6, 76]. Например, древнегреческий историк Плутарх отмечал, что перед походом

Александра Македонского в Индию «…македонец по имени Проксен, готовя у реки Окс место для палатки Александра, обнаружил источник густой и жирной жидкости. Когда вычерпали то, что находилось на поверхности, из источника забила чистая и светлая струя, ни по запаху, ни по вкусу не отличавшаяся от оливкового масла, такая же прозрачная и жидкая. Это было особенно удивительным, потому что в тех местах не растут оливковые деревья. Рассказывают, что в самом Оксе вода очень мягкая и у купающихся в этой реке кожа покрывается жиром» [86, с.119]. Нефть была обнаружена также на поверхности земли в селении Майлисой. По словам местных жителей, данная скважина эксплуатировалась под названием Александра Македонского. «Нефть широко использовалась так же в военных целях. Осажденные врагами жители защищались, обливая нападающих горящей нефтью» [77, с.123].

«Примитивный способ добычи нефти начался с середины XIX века. Местные ремесленники и предприниматели, живших в ханстве, добывали нефть замачиванием в тряпках, или из поверхностных колодцев с помощью ведер» [7-А].

В этот период способ добычи посредством бурения был открыт только в мировом нефтяном секторе и пока не применялся на территории ханства. В архивных источниках имеются сведения, что только с разрешения хана местные ремесленники могли вести добычу и разработку нефтяных месторождений. Например, есть сведения, что «местный предприниматель по имени Полвон и купец Михаил Федоров арендовали нефтяное месторождение за 1000 рублей для добычи нефти в городе Намангане лично с печатью хана» [15, с.105].

Исследователь А.П. Федченко в 1868-1871 годах, изучая территории Южного Тянь-Шаня, Ферганскую долину, Алай, Памирские горы, обнаружил много нефтяных источников. В своем обобщающем труде под названием «Путешествие в Туркестан» [100] он отмечает об открытии Хаджи Юнусом из Ташкента нефтяного источника у подножия горы Махрам. Сегодня, на этой территории под аналогичным названием местности (Северный Таджикистан)

геологами обнаружено нефтегазоконденсатное месторождение, которое находится в процессе комплексного геологического изучения.

«Фирма братьев Нобель после покупки нефтяных месторождений Чимион приступила к более детальному изучению данной территории. В результате в 1910 году ею было открыто Яркотанское нефтяное месторождение близ Чимиона и начата добыча нефти» [48, с.36]. В результате этих разработок росла нефтяная промышленность Ферганской долины. Фирма братьев Нобель просуществовала до национализации горнодобывающей промышленности Туркестана (1918 год).

Помимо Чимионских нефтяных месторождений в Ферганской долине, к 1908 году у села Селрохо на территории современного Таджикистана были начаты нефтеразведочные работы и открыто несколько нефтяных скважин акционерным обществом «Суханов и К^0». Добыча нефти из выявленных нефтяных скважин бурением показала свою эффективность. Вторая скважина, заложенная этим обществом в 1908 году на глубине 248 метров из двух коллекторских горизонтов в туркестанских слоях палеогена, обнаружила нефть дебитом более 30 тонн в сутки. В 1907 году здесь был организован нефтяной промысел [51].

«В 1912 году все предприниматели, производившие разведку и разработку Селрохо, объединились в Среднеазиатское нефтепромышленное торговое общество (промысел САНТО). На данном этапе своего развития САНТО руководилось из Санкт-Петербурга. Бурение, добыча нефти велись нефтезаводом, возведенном у железнодорожной станции Мельниково вблизи города Канибадам. В 1915 году был построен первый для этой территории нефтеперегонный и перерабатывающий завод. На этом заводе от нефтяного состава отделяли керосин, мазут и по трубам направляли на станцию Мельниково» [15, с.107].

С 1901 года нефтяные скважины начали бурить механизированным способом, несмотря на это многие операции выполнялись вручную. В результате в течение года этими компаниями были пробурены всего 34 900 метров, или в

среднем 2000 метров в год. В 1917 году на нефтепромыслах Чимион и САНТО было пробурено 88 скважин глубиной 280-300 метров [50].

Скважины бурились ударным способом в течение полутора-двух лет. На нефтяном месторождении САНТО добыча нефти осуществлялась грозненским методом ударно-канатного бурения. В период с 1904 по 1917 гг. на территории Туркестана (Ферганская впадина) было добыто 437,3 тысяч тонн нефти или в среднем 33,6 тысяч тонн в год и примерно 95 тонн нефти в сутки. Эти показатели показаны на диаграмме (рис. 1.1.2) [76].

В начале 30-х годов прошлого столетия на нефтепромыслах старый ударно-канатный способ бурения был заменен более прогрессивным вращательным способом, что значительно убыстрило и удешевило строительства скважин.

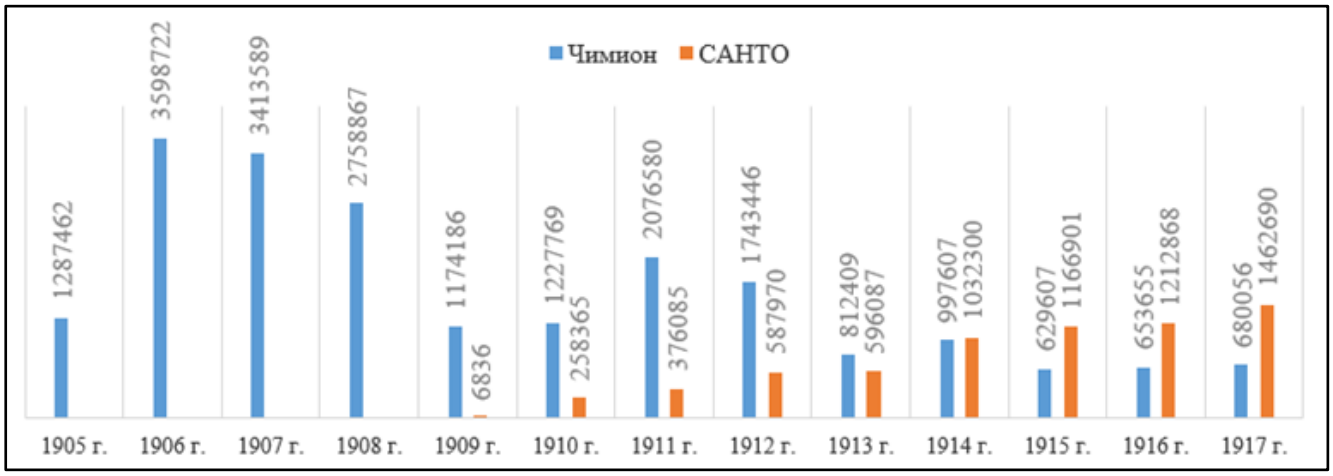


Рисунок 1.1.2. - Диаграмма объёма добытого сырья в нефтяных комплексах Чимион и САНТО (в тоннах) (Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

«Региональные работы в пределах Ферганского региона осуществлялись с целью изучения основных закономерностей геологического строения, оценки перспектив нефтегазоносности и определения первоочередных районов для концентрации поисковых работ на нефть и газ. Региональные геологические исследования выполнены в масштабе 1:500000 и 1:200000. Этими работами изучены общие закономерности глубинного строения, составлен ряд

тектонических и структурных схем по реперным горизонтам осадочного чехла и палеозойского фундамента» [39, с. 47].

С 1930 г в Ферганском регионе начали проводиться гравиметрические исследования и работы по электроразведке, которые заложили основу для последующего геофизического изучения структуры впадины и поиска перспективных участков на нефть и газ.

Вся площадь региона покрыта гравиметрической съёмкой масштаба 1:200000. Гравиметрическая разведка в основном использовалась на известных структурах с целью выяснения поведения гравитационного поля в их пределах. На основании проведенных работ и с учетом гравиметрических съемок составлена гравитационная карта Ферганской впадины. Установлено, что основной эффект в Южной Фергане создают конгломератовые толщи неоген-четвертичного возраста. На этой части территории локальным структурам соответствуют минимумы силы тяжести. Складки Северной Ферганы отображаются максимумами силы тяжести. Использование гравиразведки для выяснения зон выклинивания тех или иных стратиграфических единиц осадочного чехла невозможно из-за плотностной однородности палеогеновых, меловых и юрских отложений, а также мощного фона, создаваемого верхне-неоген-четвертичными конгломератовыми толщами.

Вся площадь региона покрыта магнитометрической съёмкой масштаба 1:200000 [120]. В 1990-1991 гг. материалы магнитометрических исследований по Средней Азии обобщены и издана «Карта аномального магнитного поля» в масштабе 1:500000 под редакцией Н. М. Кремнева , а в 2004 г подготовлена к изданию и в дальнейшем издана «Карта аномального магнитного поля Средней Азии», основанная на аэромагнитных исследованиях 1993-1996 гг. Результаты этих исследований используются при решении вопросов геологического строения впадины в региональном плане.

Наиболее эффективными среди геофизических методов оказались электроразведка и сейсморазведка.

Электроразведочные работы с 1931 по 1947 гг. проводились в пределах известных антиклинальных складок Ферганской впадины. Основной объём электроразведочных работ, начиная с 40 гг. прошлого века, выполнен методами ВЭЗ и ДЭЗ, в результате которых выявлена различная стратиграфическая приуроченность картируемых горизонтов от неогеновых до палеогеновых.

Электроразведкой выявлен целый ряд складок, значительная часть из которых подтверждена сейсморазведочными и буровыми работами. С 1982 г электроразведочные работы проводятся методами ВЭЗ-ВП, ЗБС, ЧЗ и МТЗ по отдельным объектам центральной и южной частей Ферганской впадины, которые позволяют решать задачу прямых поисков скоплений УВ [21, 113].

В дальнейшем огромный вклад в исследования тектоники, стратиграфии мезозойских, палеогеновых и неогеновых отложений и их нефтегазоносности внесли такие ученые, как А.М. Акрамходжаев [17], А.А. Абидов [11], П.К. Азимов, А.Г. Бабаев [24], Н.П. Васильковский [38], О.С. Вялов [42], А.М. Габрильян [43], Ш.Д. Давлятов, А.Д. Ибрагимов [55], Р.У. Каломазов [58], Э.А. Мамаджанов [75], А.Х. Нугманов [83], Ш.Г. Саидходжаев, М.С. Сайдалиева, Б.С. Ситдиков, С.Н. Симаков [93], В.И. Попов [87], Ю.Г. Педдер, О.А. Рыжков [92], А.Р. Ходжаев [103], М.Э. Эгамбердыев [89] и многие другие. Необходимо выделить работу А.М. Акрамходжаева [17], его монография посвящена вопросам литологии, палеогеографии и нефтегазоносности меловых отложений Ферганской депрессии.

Результаты его исследований наглядно показали, что меловые отложения Ферганской впадины образуют сложно построенный комплекс геологических образований с обособленными и индивидуальными условиями седиментогенеза. Его идеи и постулаты в дальнейшем были использованы другими исследователями в качестве основы построений при изучении глубинного геологического строения региона. А.М. Акрамходжаев [17] в своих исследованиях защищал интересы геологов, которые придерживались идеи, что все скопления

углеводородов, заключенные в меловых отложениях, являются результатом обособленного мелового цикла нефтегазообразования. В решении многих научных и производственных задач, имеющих непосредственное отношение к нефтегазовой геологии, внесли свою лепту также коллективы научно-исследовательских институтов ИГИРНИГМ, Таджикского Отделения ВНИГНИ, ВНИГРИ, СредАзНИПИнефть и др.

Начиная с 1930 года, в Ферганском регионе, проводятся гравиметрические исследования и электроразведка. Вся площадь региона была покрыта гравиметрической съёмкой масштаба 1:200000 [121]. Гравиметрическая разведка в основном использовалась на известных структурах с целью выяснения поведения гравитационного поля в их пределах. На основании проведенных работ и с учетом гравиметрических съемок составлена гравитационная карта Ферганской впадины. Установлено, что основной гравитационный эффект в Южной Фергане создают конгломератовые толщи неоген-четвертичного возраста. На этой части территории локальным структурам соответствуют минимумы силы тяжести. Складки Северной Ферганы отображаются максимумами силы тяжести. Было подтверждено, что использование гравиразведки для выяснения зон выклинивания тех или иных стратиграфических единиц осадочного чехла невозможно из-за плотностной однородности палеогеновых, меловых и юрских отложений [54].

К 1990 году магнитометрической съёмкой была покрыта вся площадь региона в масштабе 1:200000. Была издана «Карта аномального магнитного поля» в масштабе 1:500000 под редакцией Б.Б. Таль-Вирского [96] и И.А. Фузайлова [69], а в 2004 г. подготовлена к изданию и в дальнейшем издана «Карта аномального магнитного поля Средней Азии», основанная на аэромагнитных исследованиях 1993-1996 гг. Результаты этих исследований сегодня используются при решении вопросов геологического строения впадины в региональном плане.

«Практика показала, что наиболее эффективными среди геофизических методов оказались электроразведка и сейсморазведка. Электроразведочные

работы с 1931 по 1947 гг., проводились в пределах известных антиклинальных складок Ферганской впадины» [34, с.27]. Основной объём электроразведочных работ, начиная с 40 гг. прошлого века, выполнен методами ВЭЗ и ДЭЗ, в результате которых выявлена различная стратиграфическая приуроченность картируемых горизонтов от неогеновых до палеогеновых.

На данном этапе, на основании изучения недр Ферганской впадины глубинным ВЭЗ установлена возможность применения электроразведки как поискового метода исследований на нефть и газ. Опорным электрическим горизонтом бесконечно большого сопротивления в прибортовых частях впадины являлись кровля палеозоя, а в центральной части – низы палеогена. В дальнейшем, разработанной методикой электроразведочных работ, глубинным ВЭЗ решались многие практические задачи при изучении геологического строения Ферганской впадины, и в комплексе с другими геолого-геофизическими исследованиями он явился одним из поисковых методов по выявлению положительных геологических структур. На основании результатов региональных и поисковых электроразведочных работ методом глубинного ВЭЗ (1949-1964 гг.) составлены карты Ферганской впадины, по поверхности палеозоя, мела и нижнего палеогена, соленосно-гипсоносной толщи неогена; выделен ряд аномалий, уточнен фонд структур, перспективных для дальнейшего изучения сейсморазведкой [52, 118].

В результате проведенных в 30-60 гг. XX века работ (магнитометрия, гравиметрия, электрометрия) получена информация о глубинном строении, блоковом характере залегания палеозойского фундамента, районах максимального погружения фундамента и его ступенчатого залегания и др. Однако, вышеперечисленные геофизические методы дают лишь качественную картину, количественная же информация получена сейсморазведкой, которая начала проводиться с 1947 года [27, 48].

1.1.1. Сейсморазведочные работы

В Ферганской впадине, в том числе и в Западной Фергане, были начаты с 1947 года и продолжались до 1970 года в модификации МОВ и КМПВ. В результате этих работ установлено ступенчатое строение Ферганской впадины, продолжалось изучение регионального нефтеносного палеогенового комплекса, составлены структурные карты, а также карты средних скоростей опорного отражающего горизонта (P_2) Ферганской впадины масштаба 1:200000, выявлен и подготовлен ряд структур, часть из которых оказалась месторождениями.

С 70-х гг. XX века внедряется новый метод сейсморазведочных работ МОГТ 2Д, направленный, в основном, на поиски и подготовку ловушек нефти и газа, прослеживание отражающих границ, трассирование разрывных нарушений и уточнение особенностей геологического строения. В результате этих работ определены направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в мезозой-кайнозойских и палеозойских отложениях региона [35].

В период 1995-2003 гг. в центральных районах Ферганской впадины при комплексировании методов ВСП и ОГТ получены отраженные волны от горизонтов, приуроченных к верхне - и нижнемеловым, юрским и палеозойским отложениям. С 2000 года началось внедрение нового метода сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, что позволило выяснить сложное строение структур, введенных в бурение. На первом этапе эти работы выполнены на площадях Мингбулак и Караджида и показали высокую эффективность в получении качественно новой информации по геометризации ловушек и выявлению неоднородностей пород в разрезах по наличию пластов-коллекторов. Полученные материалы также были очень ценными и для таджикских геологов, так как в непосредственной близости от площади Мингбулак расположены две возможно перспективные на нефть и газ структуры- Западный и Восточный Супетау.

Параметрическое бурение, начиная с 1965 г проводилось на 13 площадях и завершилось строительством 14 скважин (рис. 1.1.3). По результатам этих работ

установлено следующее: в ряде случаев выявлены существенные ошибки в определении глубин залегания опорного отражающего горизонта, что отрицательно сказалось на достоверности структурных построений (Канибадам, Хамирджу, Ниязбек и др.); в других случаях получены новые данные о строении и нефтегазоносности палеогеновых (скв. №3 Мингбулак) и верхнепалеозойских (скв. №4 Дигмай, скв. №1 Ниязбек — Северный Каракчикум) отложений.

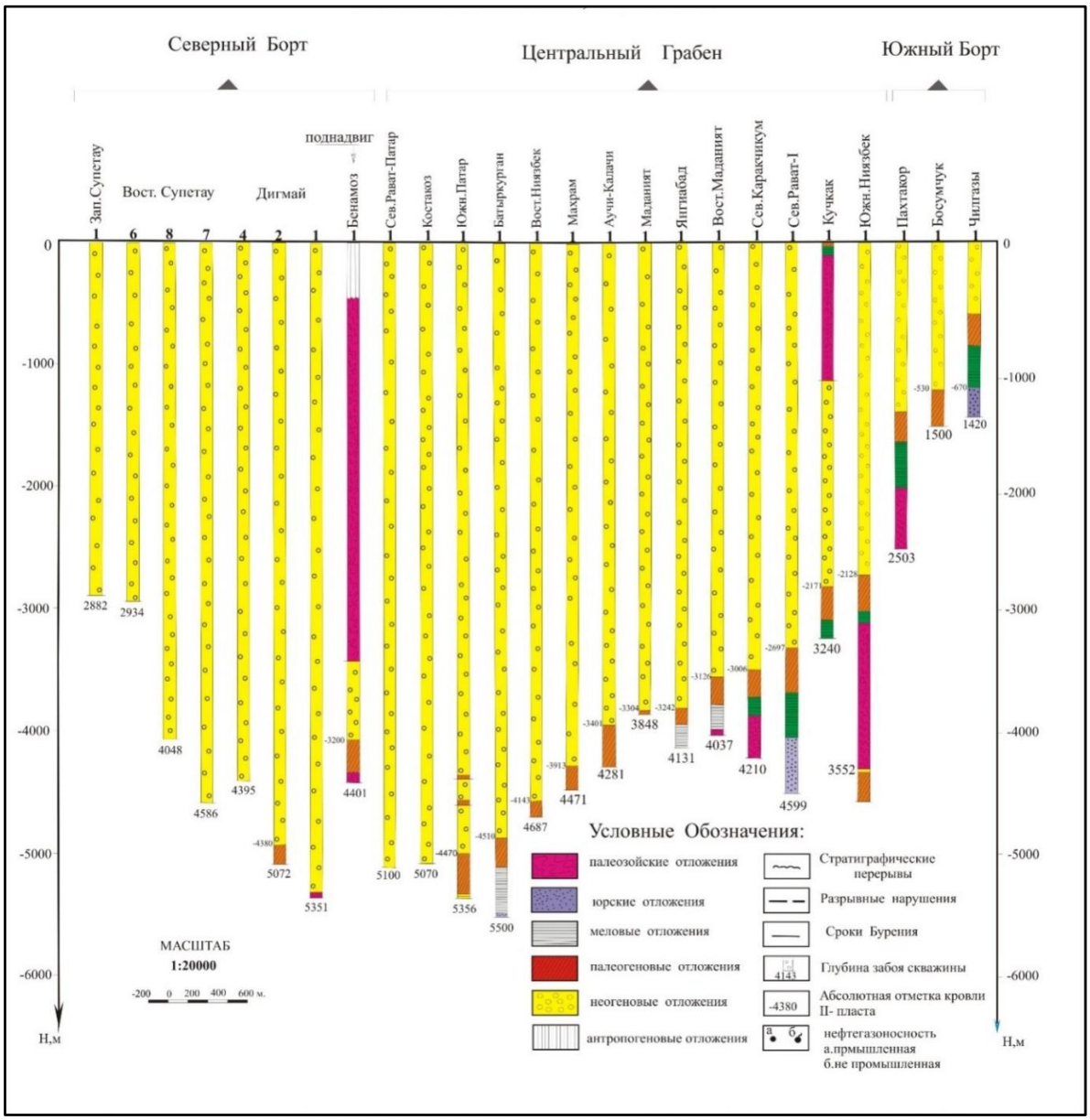


Рисунок 1.1.3. - Параметрическое бурение в Западной Фергане

(Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

«Поисковое и разведочное бурение в пределах Ферганского региона осуществлялось с целью комплексного изучения глубинного геологического строения разреза, вещественного состава пород и их стратиграфической принадлежности, выявления коллекторов и покрышек, оценки гидрогеологических условий, а также определения перспектив нефтегазоносности палеогеновых, меловых и юрских отложений» [59, с.128].

К настоящему времени в пределах Западной Ферганы открыто 12 месторождений, содержащих более 100 залежей нефти и газа, приуроченных к верхнепалеозойским, мезозойским и кайнозойским отложениям, представленными карбонатными и терригенными породами. Всего на территории региона пробурены более 200 параметрических, поисковых и разведочных скважин. Общий объем глубокого бурения составил 241857 м.

Основной объем бурения (до 90%) направлен на изучение перспектив нефтегазоносности палеогеновых отложений. Истощение потенциальных запасов нефти и газа в палеогеновых отложениях территории заставляет обратить внимание на нижележащие меловые отложения, с которыми в центральных районах узбекской части Ферганы связаны нахождения крупных залежей нефти и газа [53, 66].

1.2. Литолого-стратиграфическая характеристика

«В разрезах Западно-Ферганской межгорной впадины принимают участие два крупных стратиграфических комплекса пород: палеозойский и мезозой-кайнозойский. Первые слагают складчатый фундамент, вторые - осадочный чехол» [14, с. 29].

Палеозойская эратема

Палеозойские образования выходят на дневную поверхность в обрамлениях и слагают горные массивы Кураминский, Чаткальский, Алайский и Туркестанский

хребты. В скважинах они обнаружены также среди мезозойских отложений, как правило, в аллохтонном залегании (Дигмай, Кучкак, Маданият и др.).

«В стратиграфическом диапазоне залегания палеозойских отложений исследователями выделяются породы кембрийского, ордовикского, силурийского, девонского, каменноугольного и пермского возрастов. Однако, установлено, что скважинами в пределах Западной Ферганы вскрыты лишь отложения позд-каменноугольно-раннепермского и вулканогенно-терригенно-карбонатный ранне-среднекаменноугольного возраста. Их литологический состав вкратце следующий» [82, с. 25].

Вулканогенно-карбонатно-терригенный раннее-каменноугольно-нижнепермского возраста, сложенный аргиллитами, песчаниками, алевролитами с линзами и прослоями конгломератов, гравелитов, туфов, туфо-песчаников, порфиритов и диоритов. Известняки, толщина прослоев которых достигает многие десятки метров, и они часто имеют криптокристаллическую структуру.

Вулканогенно-терригенно-карбонатный нижне-среднекаменноугольного возраста, представленный карбонатными породами - рифовыми известняками, доломитами с прослоями и пачками песчаников, алевролитов, конгломератов, гравелитов, глинистых кремнистых сланцев, туфов, порфиритов и лав.

Мощность палеозойских отложений, вскрытых в скважинах, достигает 3000 м.

Мезозойская эратема

В объёме мезозойской эратемы выделяются юрская и меловая системы.

Юрская система

Представлена в объёме трёх отделов. Континентальные отложения юры без видимых следов несогласия перекрывают отложения пермо-триаса, на участках отсутствия пермо-триасовых отложений они с размывом и угловым несогласием залегают на отложениях палеозоя [97]. На дневной поверхности они обнажаются на отдельных участках вдоль южного и северного бортов Ферганской впадины, а скважинами вскрыты в пределах южного борта впадины.

В основании разреза **нижнеюрских** отложений залегают грубообломочные породы - гравелиты, песчаники и глины, образуя базальные слои, по направлению на восток в разрезе содержание грубообломочных пород уменьшается, а глин увеличивается. Мощность этих отложений достигает 130 м.

Среднеюрские отложения

Представлены, в основном, песчаниками, алевролитами, глинами, аргиллитами с прослоями угля. Мощность отложений варьирует от 70 до 240 м.

«В пределах Западной Ферганы отложения верхней юры отсутствуют, и меловые образования здесь залегают на размытой поверхности средней юры. Мощность отложений - в пределах 50-110 м» [36, с.130].

Меловая система

В Западной Фергане меловые отложения имеют значительное распространение. В большинстве случаев они окаймляют предгорные районы окружающих впадину хребтов. В их строении песчано-глинистые толщи имеют преимущественное распространение; в подчинении находятся грубообломочные конгломератовые и карбонатные образования.

Пионерами по изучению меловых отложений Ферганской впадины являются Г.Д. Романовский [91] и Д.И. Мушкетов [62]. Начиная с 1910 года, более подробное описание мелового разреза Ферганской впадины находим в работах Ф.Н. Чернышева [39] и других коллективных авторов [99, 101]. Предложенное им стратиграфическое разделение меловых отложений (на базе стратотипа в Сузакском районе) долгие годы считалось стратиграфической основой меловых отложений для этой территории. Сузакский разрез меловых отложений ими был разделены на красноцветную, устричную (нижняя и верхняя), гипсоносную, глинисто-известковистую и радиолитовую толщи.

«В 1916 году все накопившиеся данные по стратиграфии меловых отложений Ферганской впадины были обобщены А.Д. Архангельским [23].

Используя цикличный процесс осадконакопления, он произвел сопоставление меловых отложений различных районов Ферганской впадины» [23, с.111].

В детализацию литологии и стратиграфии меловых отложений Ферганской впадины внесли свою лепту также М.Г. Барковская [28], А.М. Габрильян [43], В.М. Попов [87], А.Г. Бабаев [24], А.М. Акрамходжаев [17], М.А. Эгамбердиев [89] и другие [20].

Меловые образования представлены в объёме нижнего и верхнего отделов, отложения которых вскрыты многочисленными скважинами в пределах самой впадины. Эти отложения широко распространены также в обнажениях в пределах восточной, юго-восточной и южной частях региона. При стратификации меловых отложений Западной Ферганы нами была использована схема О.С. Вялова, так как она способствует более правильному решению ряда палеогеографических построений. Согласно данной схеме, нижнемеловой разрез представлен отложениями неоком-аптского надъяруса (гузанская свита) и альбского яруса (ляканская - нижний альб и кызылпиляльская - верхний альб) [42].

В качестве стратотипа меловых отложений Западной Ферганы и их использования при стратификации меловых отложений в разрезе пробуренных скважин автором были послойно изучены отложения нижнего и верхнего мела на правом берегу реки Исфаринка, между поселком Нефтеабад и городом Исфара (рис. 1.2.4).

Нижний мел залегает трансгрессивно на юрских отложениях. В объеме этого стратиграфического горизонта выделяется **гузанская свита**, которая представлена в основном базальными конгломератами и разнозернистыми гравелитами с прослоями разнозернистых песчаников, глин и мергелей. Преобладает кирпично-красный цвет.

Слой1. Конгломерат крупногалечный, размер галек доходит до 5-10 см. Гальки состоят из обломков песчаника, кремнистых известняков. Мощность 8,0-12,0 м.

Слой 2. С эрозионным размывом на конгломератовые пачки налегают средне-крупнозернистые косослоистые песчаники (5,0 м), которые по простиранию переходят в мелкозернистые гравелиты (1,70 м).

Общая мощность отложений гузанской свиты 38,30 м. В центральных районах Ферганской впадины она доходит до 200-257 метров.

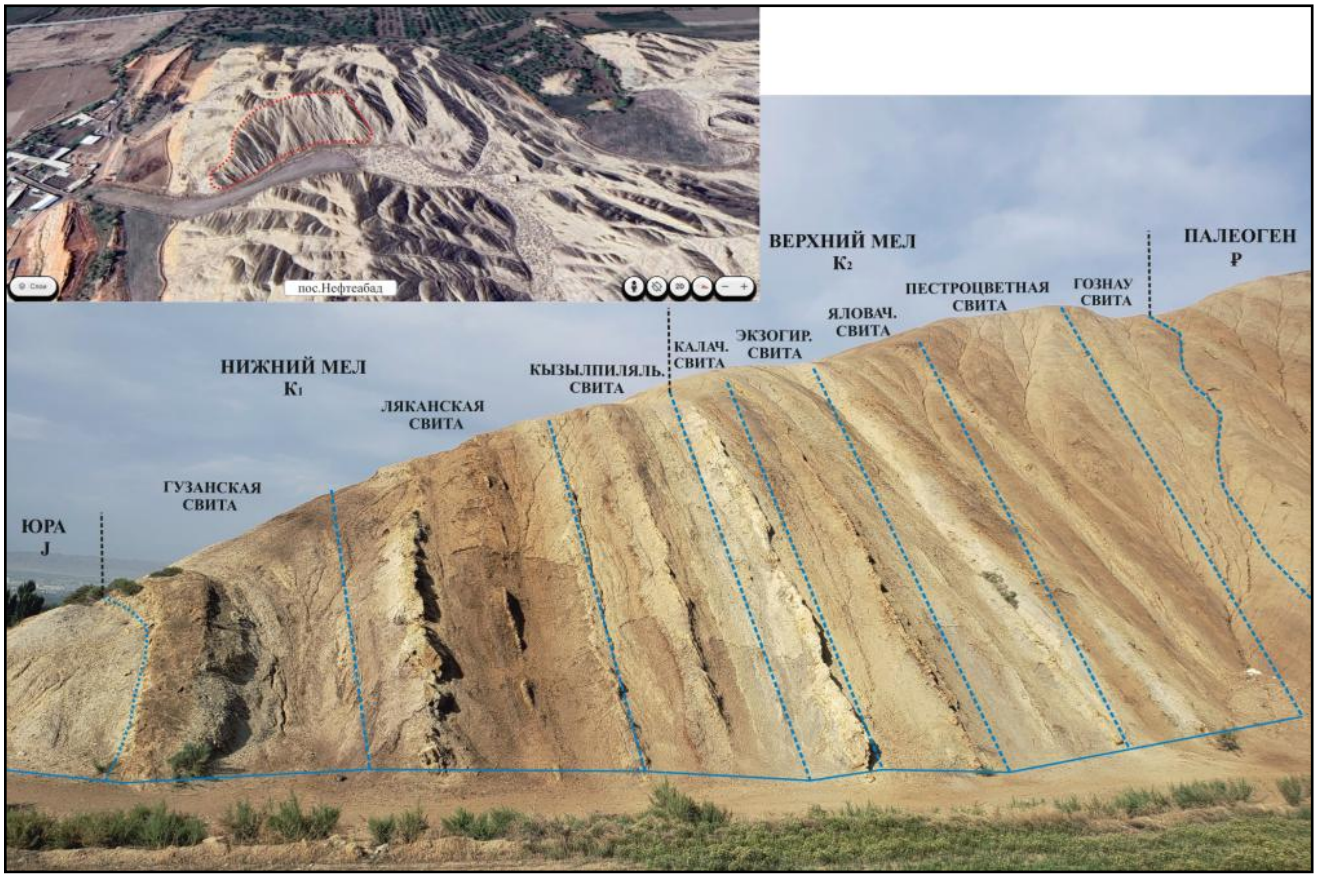


Рисунок 1.2.4. - Общий вид залегания меловых отложений (поселок Нефтеабад) (Составил Рахимов Ф.А., 2025 год)

Ляканская свита

Слой 3. Известняк серый, плотный, с трещинами, заполненными кальцитом. Встречаются прослои с остатками гастропод. В 12 м от подошвы пласта отмечается переслаивание глин и алевролитов мощностью до 8,0 м. Мощность слоя 23,6 м.

Слой 4. Песчаники разнозернистые, преобладают мелкозернистые, чередующиеся с глинами и алевролитами красновато-розового цвета. Мощность 25,0 м. Вверх по разрезу песчаники сменяются беловато-серыми известняками, кавернозными. Мощность 11,40 м.

Общая мощность ляканской свиты 60,0 м.

Кызылпиляльская свита

С эрозионным размывом залегают (слой 5) мелкогалечные конгломераты, разнозернистые гравелиты с линзами и прослоями разнозернистых, преимущественно мелкозернистых песчаников, перекрываеиых сильно известковистыми мергелями. Мощность прослойков колеблется в пределах 0,8-1,50 м. Общая мощность свиты 17,2 м.

Калачинская свита

«С эрозионным размывом на сильно мергелистых глинах залегают (слой 6) средне-и крупногалечные конгломераты кирпично-красного цвета мощностью до 15,0 м. Участками по простиранию конгломераты замещаются гравелитами и крупнозернистыми песчаниками, залегающими в кровле пласта. Песчаники в основном среднезернистые с косой слоистостью, коричневато красного цвета. Мощность песчаников 2,0 м. Общая мощность свиты 17,0 м» [30, с. 29].

Экзогировая свита

Представлена в нижней части (слой 7) известняками и ракушняками с прослоями кирпично-красных глин. Общая мощность пачки 10,0 м. Выше залегают (слой 8) зеленовато-серые, участками бурые доломиты, участками, обогащенными песчаным материалом. Мощность доломитов 8,0 м.

Общая мощность свиты 18,0 м.

Яловачская свита

Ее еще называют песчаной свитой. Имеет трехчленное строение: внизу (слой 9) мелкозернистые песчаники мощностью 18,6 м с остатками зубов акул, которые перекрываются (слой 10) красноватыми доломитами мощностью 1 м.

Выше (слой 11) залегают мелкозернистые, хорошо отсортированные бледно-розовые песчаники мощностью 22,0 м (рис. 1.2.5).

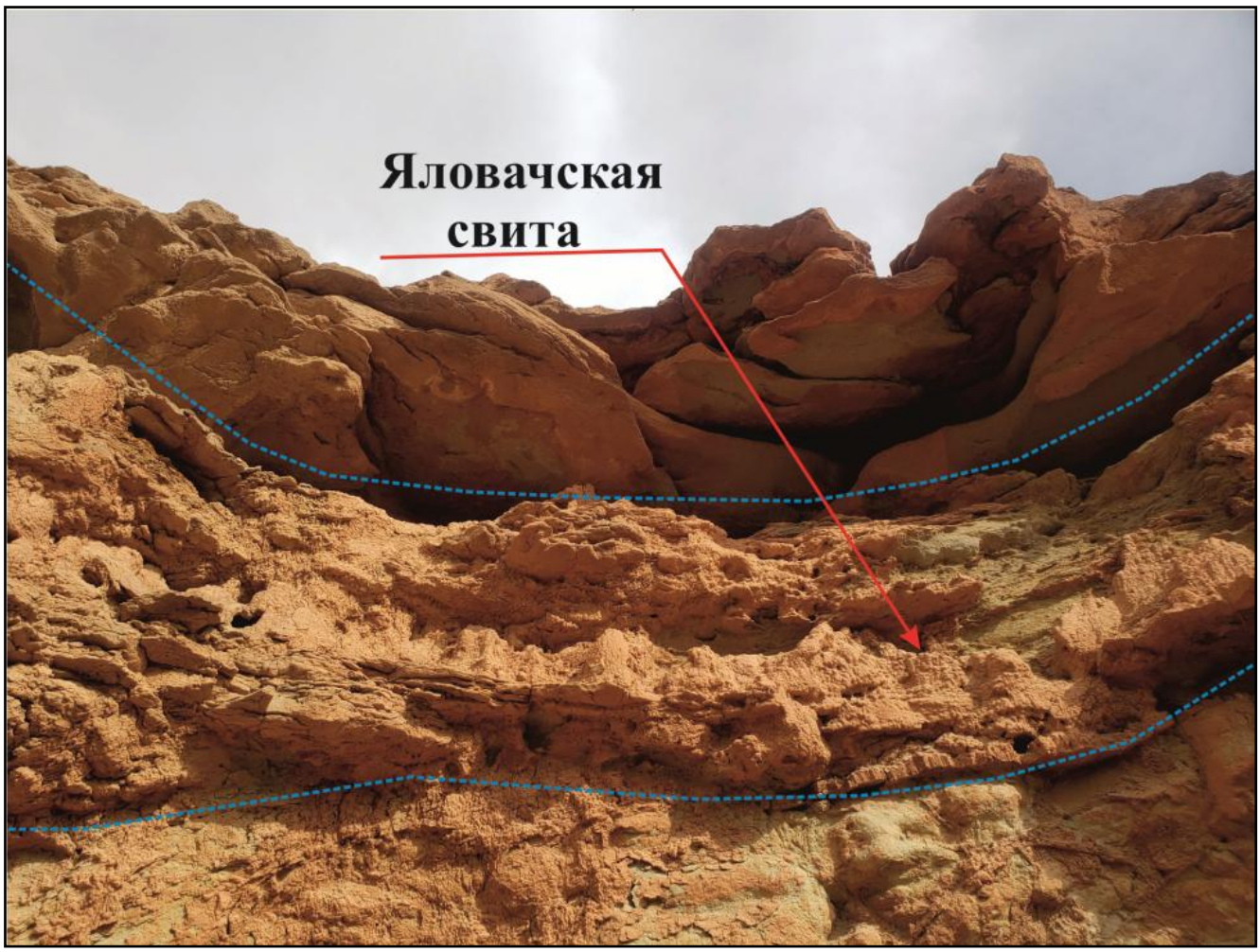


Рисунок 1.2.5. - Фото отложений яловачской свиты (поселок Нефтеабад)
(Составил Рахимов Ф.А., 2025 год)

Пёстроцветная свита

В основании свиты (слой 12) залегает серовато-коричневая глина, с многочисленными остатками флоры мощностью 7,0 м. Выше (слой 13) залегают слабо сцементированные, рыхлые пески (9 м) светло-розового цвета. Разрез венчает (слой 14) 32-х метровый слой зеленой глины.

Общая мощность свиты 48,0 м (рис. 1.2.6).



Рисунок 1.2.6. – Фото отложений пестроцветной свиты (поселок Нефтеабад)
(Составил Рахимов Ф.А., 2025 год)

Свита Гознау

В нижней части (слой 15) представлена сильно загипсованными, зеленовато-серыми доломитами, в средней части которых залегает прослой пестрых глин. Мощность 6,0 м. Выше (слой 16) залегают гипсы с редкими прослоями коричневых глин и мелкозернистых, сильно загипсованных глин мощностью 35,0 м. Общая мощность свиты 41 м.

Суммарная мощность меловых отложений на Нефтеабадском разрезе составляет 281,1 м.

Кайнозойская эротема

В объёме кайнозойской эротемы выделяются палеогеновая, неогеновая и антропогеновая системы. С учетом того, что отложения данной эротемы не являются предметом нашего изучения, ниже в краткой форме остановимся на их литологических особенностях.

Палеогеновая система

Палеогеновые отложения представлены в объёме трех отделов: палеоцена, эоцена и олигоцена.

В основании **палеоценового разреза**, выше гипсов свиты Гознау, залегают темно-зеленые глины с редкими прослоями мергелей, которые перекрываются сравнительно мощной толщей хорошо отсортированных разнозернистых, преимущественно мелкозернистых песчаников бухарских слоев мощностью от 19 (Айритан) до 29 метров (Селроха).

Эоценовые отложения представлены сузакскими, алайскими, туркестанскими, риштанскими, исфаринскими и ханабадскими слоями.

Сузакские слои сложены серыми глинами с прослоями песков и алевролитов, а в верхней части - пачкой известковых глин и доломитов с прослоями гипсов. Мощность отложений меняется от 10 м на западе до 90 м на востоке.

Алайские слои сложены в нижней секции разреза глинами желтовато-зелеными известковистыми, песчанистыми с прослоями мергелей, в верхней части разреза – известняками серыми пористыми, иногда рыхлыми, на востоке массивными и плотными, в верхней части повсеместно доломитизированными. Мощность алайских слоев колеблется в пределах от 10 до 160 м.

Туркестанские слои сложены зелеными глинами с прослоями известняков в средней части, плотными слабо-песчанистыми известковистыми; известняки серые, светло-серые плотные, участками переходящие в устричники. Мощность туркестанских слоев доходит до 70 м.

Риштанские, исфаринские, ханабадские слои сложены глинами зелеными, табачно-зелеными, образующими как бы единую толщу, в связи с чем они объединены и характеризуются как однородный комплекс.

Мощность - от 35 до 130 м.

Сумсарские слои представлены глинами малинового цвета плотными жирными, с прослоями песчаников мелкозернистых серых, зеленовато-серых известковистых в верхней части разреза. Мощность слоя 35-42 м.

Четвертичная система

Распространены отложения, в основном, в центральной части Ферганской впадины и представлены серыми конгломератами, гравелитами и крупнозернистыми песчаниками мощностью 600-1000 м.

1.3. Тектоническое строение и история развития

Изучение тектонического строения является одним из ключевых направлений в нефтегазовой геологии, особенно в условиях сложных геодинамических обстановок, как в Западной Фергане – на территории Северного Таджикистана [102]. Именно тектонические процессы формируют структуру осадочного чехла, контролируют размещение ловушек, а также влияют на миграцию и накопление углеводородов.

В этом аспекте заслуживают быть отмеченным исследования таких ученых, как А.В. Пейве [40], В.И. Попов [87], Н.П. Васильковский [38], А.Г. Бабаев [30], А.М. Габрильян [43], А.М. Акрамходжаев [17] , О.А. Рыжков [92], М.В. Васильчиков [37], М.С. Сайдалиева [18] и многих других [40, 43, 90].

Западная часть Ферганской впадины, в геологическом отношении представляющая собой сочетание грабенов, антиклинальных складок и надвигов, демонстрирует чёткую связь между тектоническими элементами и нефтегазоносностью. Основные залежи углеводородов приурочены к антиклинальным структурам, осложненным разломами и сбросами. К таким структурам относятся Восточный Маданият, Кучкак, Канибадам, Бенамоз и Северный Каракчикум, в пределах которых тектонические деформации способствовали как образованию сводовых ловушек, так и экранированию залежей.

Существуют три основных противоречивых мнения о геологическом строении Ферганской впадины. Так как изученный район, как западная часть обширного Ферганского бассейна, имеет общую с Ферганской впадиной историю развития, все суждения и предположения должны исходить из их общности в процессе геологического развития.

Первая группа исследователей (Э. Арган, В.Н. Огнев, А.Н. Мазарович, В.И. Попов [87], О.С. Вялов [42], А.П. Рыбин и др.) предполагает наличие жесткой палеозойской плиты, с относительно пологой поверхностью в центре впадины. При этом, в вопросе о времени существования этой плиты у этих исследователей существуют разные представления. Например, придерживается мнения, что жесткая палеозойская плита существовала только в палеозое. Свое суждение Вялов подкрепляет мнением, что после варисской складчатости жесткая поверхность исчезла и в мезо-кайнозое происходило значительное по масштабам прогибание и накопление мощной толщи юрских, меловых и палеогеновых образований.

Согласно В.И. Попову [87] «заполнение Ферганской депрессии молодыми складчатыми поднятиями еще не закончилось, так как ряд молодых складок, зарождающихся по ее окраинам, затухает, далеко не достигая середины депрессии» [87, с. 45]. Другими словами, он считает, что в средней части впадины пока еще существует жесткое палеозойское основание.

Другая группа исследователей А.В. Пейве [40], Н.П. Васильковский [38], А.М. Габрильян [43], С.Н. Симаков [93], О.А. Рыжков [92] и др., считает, что средняя часть депрессии также находилась под воздействием интенсивных дислокаций, а палеозойский фундамент подвергся длительному и устойчивому погружению. О.А. Рыжков [92] полагает, что «заложение Ферганского прогиба на эпигерцинской платформе произошло в юрском периоде. Уже тогда этот прогиб состоял из ряда впадин и поднятий» [79, с.128].

Н.М. Синицын [94] считает, что «в Южной Фергане, как и на территории Тянь-Шаня, обычным типом глыбовых структур являются односторонние горсты, имеющие иногда ступенчатое строение» [94, с. 33].

Третья группа исследователей, ярким представителем которой был Д.В. Наливкин [80], считала, что доказательствами прогибания бассейна служат условия залегания морских мелководных отложений. Они «отлагались в одном обширном бассейне, простиравшемся от берегов Арала до Ташкента и Самарканда. Этот бассейн покрывал всю Ферганскую долину, и области окружающих тогда массивов не было» [80, с.19].

Эти примеры показывают разнообразные, порой противоречивые суждения о тектонике Ферганской впадины, даже между представителями одной группы.

Результаты, полученные по геофизическим (сейсмическим) исследованиям, дают более полное представление о закрытой части впадины. При суждении о геологическом строении центральной части впадины мы опирались именно на эти материалы. Принимая все вышеотмеченные предпосылки как основу для научных доказательств, автор, однако, считает необходимым дополнить их в соответствующих разделах данными относительно специфики тектонического строения изученной территории, то есть Западной Ферганы.

«Анализ опубликованных работ показывает, что, несмотря на детальное изучение взаимосвязи месторождений нефти и газа с различными палеогеографическими, литолого-фациальными, тектоническими данными, многие исследователи приходят к выводу, что по сей день не проводилась количественная оценка силы влияния отмеченных факторов на размещение месторождений» [8-А, 16-А].

«Отметим лишь, что Таджикская часть Ферганской впадины имеет некоторые специфические черты, отличающие ее от остальной территории» [14-А].

К числу таких отличий относится резкое сужение территории Ферганской впадины в западном направлении и сближение ее границ, полное выклинивание меловых и юрских отложений в том же направлении, распространение мощных гипсоносно-соленосных толщ в неогеновых отложениях северного борта впадины, более значительная широтная расслоенность бортовых частей, при сравнительно узком и, вероятно, тоже осложненном разломами центральном грабене.

Ферганская впадина в течение длительного времени считалась классическим регионом развития вертикальных блоковых движений и преобладающей роли их в формировании складчатости. Изучение строения антиклинальных структур Махрам, Ниязбек, Восточный Маданият, Канибадам, Рават и др. свидетельствует о том, что значительное влияние на формирование складчатой структуры оказали и горизонтальные перемещения по разломам.

«С севера Ферганская впадина ограничена Северо-Ферганским разломом, по которому установлено надвигание в южном направлении, с доказанной амплитудой около 3-7 км. По этому надвигу отложения палеозоя перекрывают неоген-палеогеновые отложения. В поднадвиговой части сейсморазведочными методами установлено несколько глубоко погруженных структур - Бенамоз, Карамазар и другие» [93, с. 253].

Резкое сужение Ферганской впадины в западном направлении, по-видимому, связано с увеличением амплитуды Северо-Ферганского разлома в том же направлении. По характерному расположению структурных линий можно предполагать, что под Северо-Ферганским разломом скрывается следующий к югу Рухак-Акчопский разлом. В непосредственной близости от Северо-Ферганского разлома развиты бескорневые структуры, осложненные соляным диапиризмом. Несовпадение структурных планов по надсолевым неогеновым толщам и подсолевым горизонтам выявлены сейсморазведкой и бурением на Дигмае, Акбель-Акчопе, Кызылджаре, Западном Супетау л других структурах, причем наряду с соляным диапиризмом, здесь явно «устанавливается проявление соляной

тектоники под действием бокового стресса с севера, выразившееся в смещении надсолевых складок на юг и характерной асимметрии структур» [6-А].

С юга Ферганская впадина также ограничивается разломом, получившим в литературе название Южно-Ферганского, однако относительно строения его и положения на местности существуют противоречивые точки зрения [17, 44].

«Одни авторы проводят его внутри Ферганской впадины по северному ограничению южной бортовой зоны, считая за его составляющие Тузлукский, Шорсу-Раватский, Бурдалыкский разломы. По данным других исследователей Южно-Ферганский разлом проходит непосредственно вдоль южной оконечности Ферганской впадины, по южным подножьям Тахтабузской, Катрантауской, Карачатырской гряд. В литературе этот разлом иногда описывается под названием Шураб-Вуадильского разлома» [88, с. 56].

Третья точка зрения, на наш взгляд наиболее вероятная, заключается в том, что Южно-Ферганский разлом — это фактически зона разломов, шириной 10-15 км, в которую входят в качестве составляющих все указанные выше разломы.

Так, материалы сейсмических исследований последнего времени позволяют предполагать, что надвигом Северного Каратау-Гузана частично перекрыты отложения мезо-кайнозоя северного борта Исфара-Лякканской депрессии, а надвигами хребтов Тахтабуз и Катрантау - впадины южного борта.

Обращает на себя внимание то обстоятельство, что барьерные гряды и ограничивающие их с юга впадины не составляют единых линий, а как бы кулисообразно подставляют друг друга на широте долины реки Исфара. Такое соотношение позволяет предполагать наличие крупного субмеридионального сдвига, в результате которого сместились друг относительно друга Исфара-лякканская впадина, Каратауская и Гузанская гряды. Так, в районе Канибадам-Раватской структуры выявлена надвиговая составляющая по Северо-Раватскому разлому, в результате чего под отложениями палеозоя устанавливается второй

структурный план мел-палеогеновых отложений. Подобное отмечается и в районе Кучкакской антиклинали [53].

Наибольший интерес в свете рассматриваемых вопросов представляет временной разрез 108902, пересекающий с юга на север Исфара-Лякканскую депрессию, Каратаускую гряду и часть южной бортовой зоны. В южной части разреза (пикеты 30-40) устанавливается осложненный мелкими разломами, южный борт Исфара-Лякканской депрессии, характеризующийся мощным пакетом динамически хорошо выраженных отражений на временах 0,5-1,0 с под указанным пакетом устанавливается динамически менее выраженный пакет волн на временах 1,3-2,0 с, погружающийся в северном направлении, причем в южных флангах этот пакет субконформен с верхним и несколько расходится к северу. Эту группу волн в одном варианте можно принять за палеозойские отложения осадочного происхождения, в другом варианте как мезо-кайнозойский автохтон крупного надвига верхнего блока в южном направлении [63]. В обоих вариантах эта группа волн представляет значительный интерес, стратификацию их следует признать первоочередной задачей. Учитывая новизну материала, уже сейчас здесь можно закладывать параметрическую скважину, не дожидаясь результатов дополнительной детализации геофизическими методами [105].

Далее к северу устанавливается поддвиг южного борта Исфара -Лякканской депрессии под Карчигинскую антиклиналь (пикеты 40-50) и поддвиг Карчигинской антиклинали под Гузанскую гряду (Исфаринскую антиклиналь). Следующая система из двух структурных планов, с надвиганием к югу, устанавливается на пикетах 95-110, где Каратауская барьерная гряда надвинута к югу, на северное крыло Исфаринской антиклинали. Еще далее к северу (пикеты 125-135) прослеживается перекрытый с двух сторон разрывами грабен, в котором на временах 0,3-1,0 с устанавливаются отражения, принадлежащие, по-видимому, западному продолжению Южно-Нефтеабадской структуры, установленной по комплексу сейсморазведки, бурения и электроразведочных работ ССП).

Косвенные подтверждения второго структурного плана устанавливаются лишь по скважине № I Южный Патар, пересекшей разрывные нарушения, по которым дважды повторяются отложения верхнего палеогена. (рис. 1.3.6)

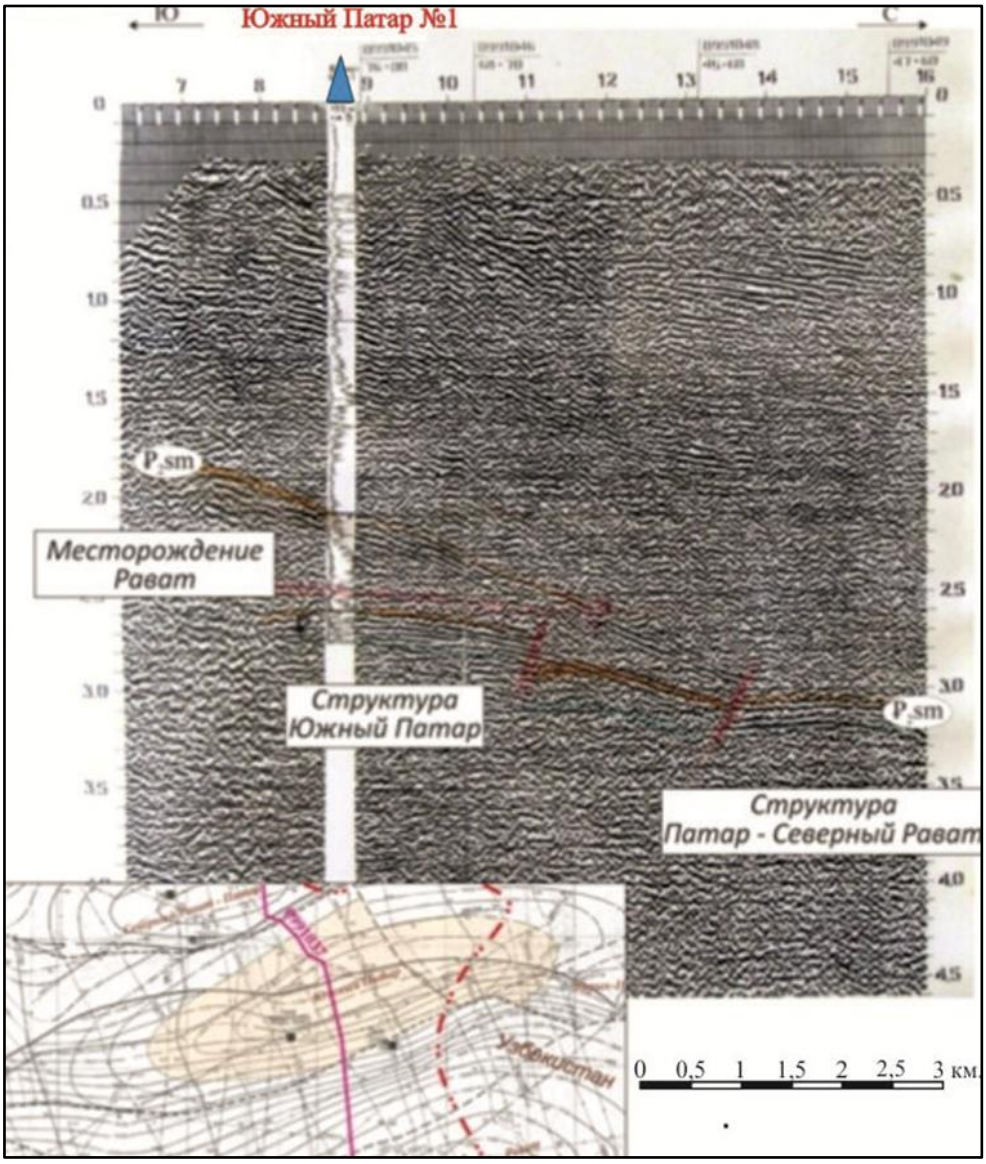


Рисунок 1.3.6. - Временной разрез сейсмического профиля 0991037 («Паспорт на Южно-Патарскую структуру, 1991 год») (Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

Возникает вопрос, как увязать друг с другом одновременные перемещения по надвигам в двух разных направлениях - в южном по бортам и в северном - во внутренней части Ферганской впадины. Чтобы ответить на этот вопрос, следует

иметь ввиду, что практически на всех крупных системах надвигов Средней Азии выделяются в тыловых частях разломы противоположного направления. Динамическая модель подобного типа может быть хорошо объяснена либо комбинацией надвигов и поддвигов, либо известным по работам [10, 91] механизмом выдавливания крупных блоков под действием бокового стресса и общего сокращения поперечного размера складчатых областей (рис. 1.3.7).

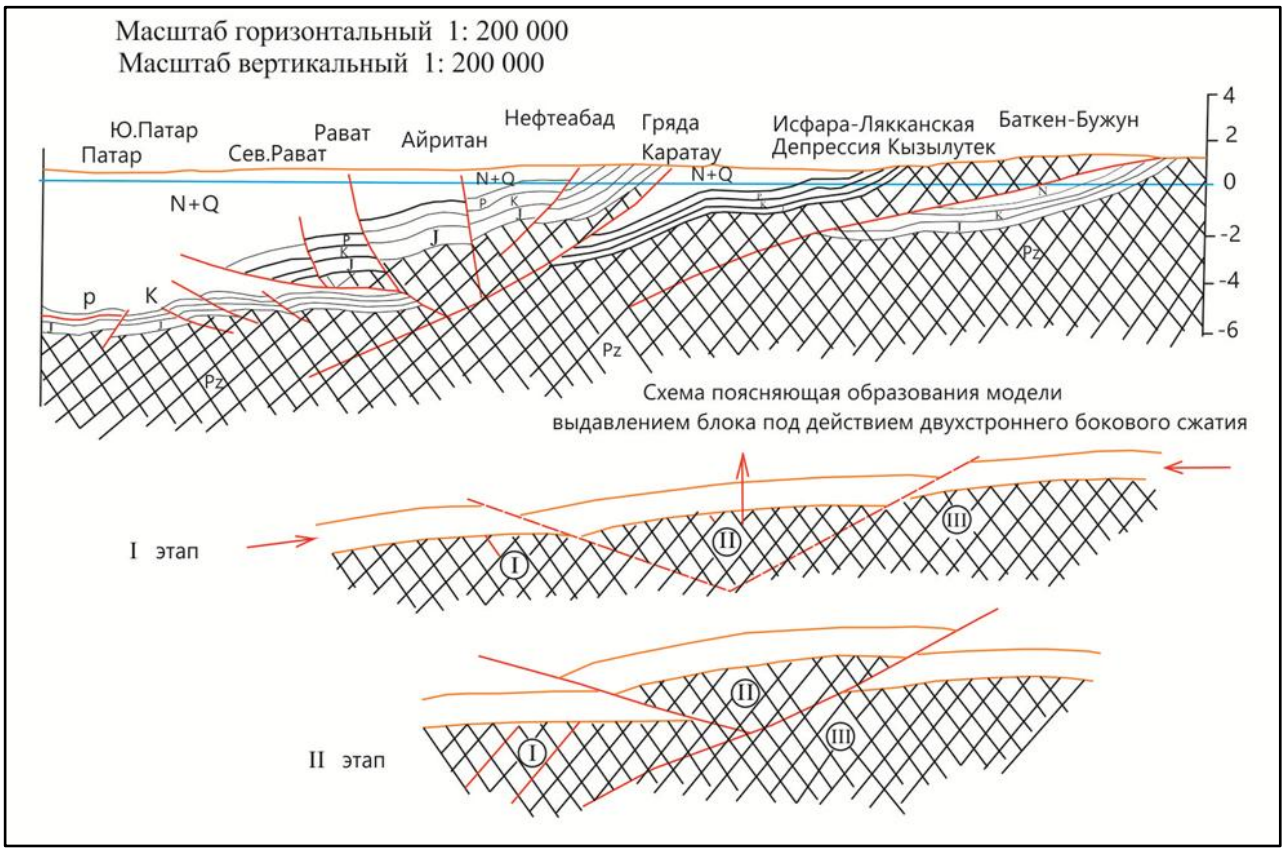


Рисунок 1.3.7. - Прогнозная модель геологического строения по линии Нефтеабад-Рават (Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

Существует много схем тектонического районирования территории. Однако, анализ этих схем показывает, что при их составлении в основу были взяты структурные карты по различным стратиграфическим горизонтам (у одних по кровле туркестанского слоя, у других были учтены элементы деформации всего мезозойско-кайнозойского осадочного покрова и так далее) [92].

Общеизвестно, считается, что включение элементов деформации осадочного чехла в схему тектонического обособления территории приводит к погрешностям и неточностям. Например, при этом не исключается влияния элементов палеотектонических осложнений, которые существовали в прежних этапах развития территории. Поэтому для выянения роли неотектонических движений в размещении нефтегазоносности необходимо построение новой карты структурных элементов, что явилось одной из задач диссертационного исследования. Решение этой задачи было выполнено на основе привлечения космических снимков и структурно-геоморфологических и геологических методов картирования положений и границ тектонических структурных элементов исследуемого региона. При учете элементов космических съемок территории автор опирался на исследования проведенную типизацию главнейших глубинных разломов на территории Западно-Ферганской впадины. Согласно этим исследованиям на территории Западно-Ферганской впадины при дешифрировании космических снимков со спутников «Метеор», «Союз 22», «Салют 6» были выявлены 12 линеаментов - протяженных линий и зон развития разломов различного ранга (рис. 1.3.8) [57].

Большинство группа исследователей сегодня предполагают, что центральная часть Ферганской впадины, как и ее обрамление, было подвергнуто интенсивным дислокациям; мезо-кайнозойский покров смят в складки различной морфологии. Несмотря на большое разнообразие представлений о строении и развитии Ферганской впадины, наиболее общепринятым считается следующее:

1. «Ферганская впадина представляет собой межгорную впадину в системе Западного Тянь-Шаня, прошедшую сложный путь геологического развития» [70, с. 45].

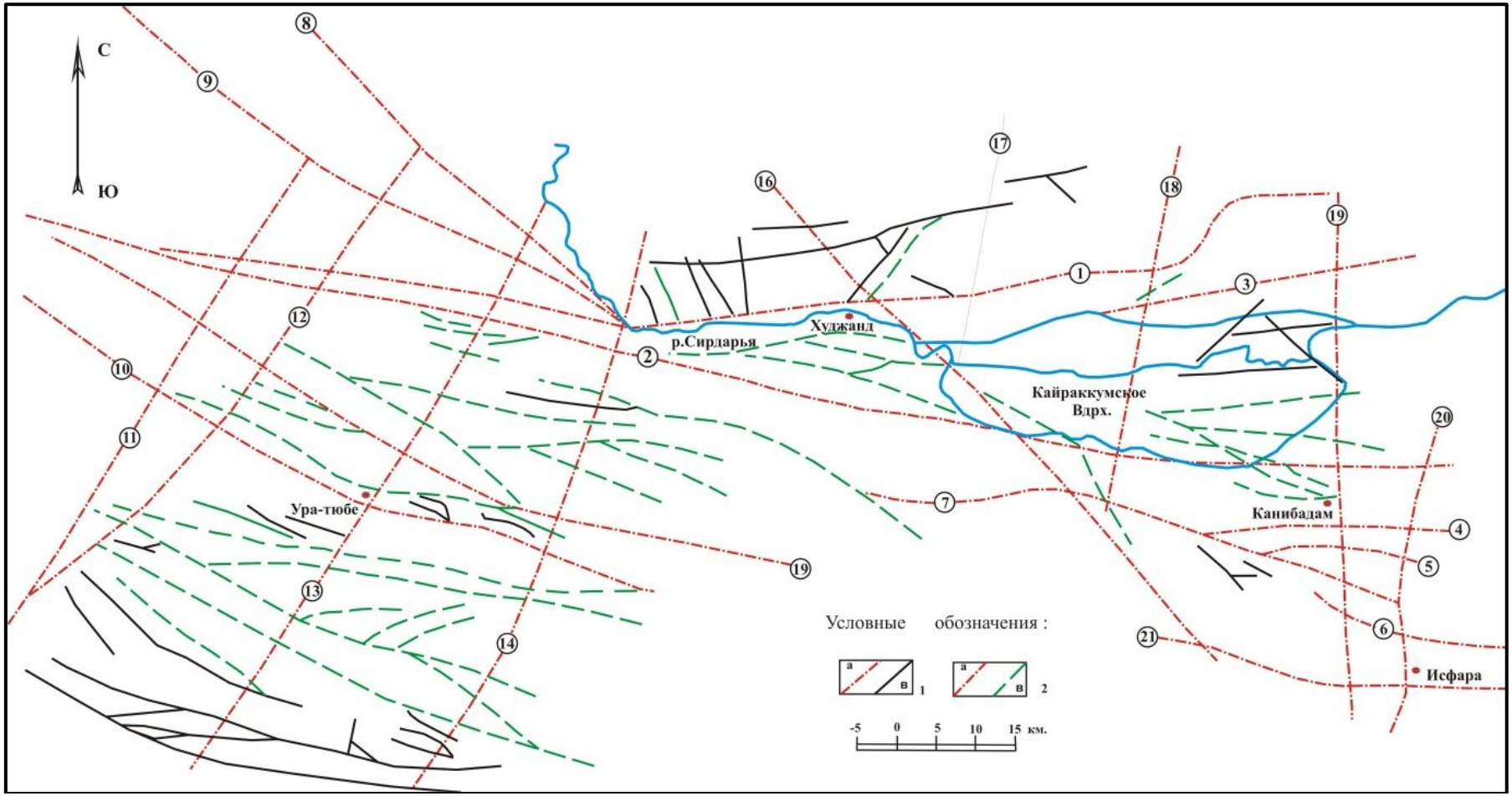


Рисунок 1.3.8. - Схема тектонических разломов Западной Ферганы.
(Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

Условные обозначения: 1- глубинные разломы (а) и разрывы (б), выявленные традиционными методами; 2-глубинные разломы (а), и разрывы (б), выявленные дистанционными методами. Перечень глубинных разломов: 1-Северо-Ферганский, 2-Кызылкумско-Атойнакский, 3-Акбельский, 4-Шорсино Раватский, 5-Айританский, 6-Гузанский, 7-Тузлукский, 8-Бекабадский, 9-Янгиерский, 10-Уратюбинский, 11-Саватский, 12-Зафврабадский, 13-Богикалонский, 14-Куркатский, 15-Ругундайский, 16-Кайраккумский, 17-Курусайский, 18-Махрамский, 19-Канибадамский, 20-Исфаринский, 21-Южно Ферганский (Шураб-Вуадильский).

2. Ферганская впадина начала формироваться после окончания варисской складчатости и образования пермо-триасового пенеплена. Очертания ее постоянно менялись, сохранялось лишь общее широтное простирание.

3. «В своем развитии впадина прошла два периода интенсивных тектонических движений: от конца триаса до начала верхнего мела и от олигоцена до конца антропогена. Внутри этих периодов имели место сравнительно кратковременные повышения и понижения интенсивности тектонической активности» [104, с. 45].

4. В юрское время впадина испытывает устойчивое опускание, а обрамления ее – поднятие. И то, и другое, конечно, не являлось процессом непрерывным и равномерным для всей впадины даже в пределах одного и того же этапа тектонического развития.

5. Впадина отделяется от окружающих горных сооружений системами дизъюнктивных дислокаций разной интенсивности, вытянутыми вдоль палеозойского массива.

Изложенные данные позволяют сделать предположение, что все предложенные схемы тектонического разделения территории базируются на идее существования в мезо-кайнозых тектонических зонах, характеризующихся общностью структурных форм.

Выводы по первой главе

1. Для Западно-Ферганского бассейна, как и для большинства бассейнов, есть неплохое понимание стратиграфии, седиментологии и структурной геологии; доступны данные по длинноволновой гравиразведке и магниторазведке; также есть некоторое количество данных 2D разведки МПВ и МОВ. Возможно, следующим этапом геофизических исследований должен стать запуск обширной программы полнотензорной гравиметрии, опыт использования которой показал себя надежным инструментом для определения значимых признаков

перспективных структур в бассейне. Такие услуги предлагают компании ArkEx и Bell Geospace, среди прочих. В сочетании с существующими знаниями, этот подход может способствовать созданию реестра таких перспективных структур для каждого бассейна. Следующим шагом в процессе разведки стал бы запуск точечной 3D разведки в местах наиболее трудно расшифруемых участков, чтобы перевести их в разряд перспективных территорий, используя как пример подход, предлагаемый компаниями ION Geophysical или Polarcus: уже за этим могло бы последовать бурение. Проект разведки поднадвиговых структур в Западно-Ферганском бассейне Таджикистана настолько широк и обстоятелен, что не под силу какой-либо одной компании организовать эти работы.

2. Несмотря на то, что изученный район является неотъемлемой частью Ферганской межгорной впадины, тем не менее, он имеет некоторые специфические черты тектонического строения. К ним относятся: резкое сужение территории в западном направлении; распространение в северной части территории мощных эвапоритовых толщ неогенового возраста и наличие, предполагаемого субмеридионального выступа, который отделяет северную зону от центральной. Возможно, этим можно объяснить изменения простирания основных структурных элементов от широтного до субмеридионального в восточной части района.

3. Судя по геофизическим данным, в западном направлении палеозойская поверхность претерпевала неоднократную тектоническую дислокацию, что привело к резкому изменению поверхности фундамента. Это, в свою очередь, повлияло как на глубину залегания меловых отложений, так и на характер их выклинивания.

4. Имеющиеся геолого-геофизические материалы позволяют выделить в пределах Западной Ферганы 22 структуры антиклинального строения, которые могут быть перспективными на предмет обнаружения промышленных запасов нефти и газа в меловых отложениях. Кроме того, можно с уверенностью

предположить, что по простиранию границ разделения зон, благодаря выклиниванию коллекторских горизонтов, можно обнаружить залежи, связанные с неструктурными ловушками.

5. Особую важность представляет детальное картирование разломов и зон тектонической активизации, поскольку именно в этих участках создаются благоприятные условия для формирования трещиновато-поровых коллекторов и нефтяных ловушек. Надвиговые зоны, выявленные вдоль Северо-Ферганского разлома, играют роль как экранирующих, так и питающих элементов, обеспечивая направленную миграцию углеводородов из глубинных очагов генерации.

Таким образом, на примере Северного Таджикистана ясно прослеживается, что тектоническое строение – это не просто фон, а ключевой геологический фактор, определяющий нефтегазоносность региона. Его учёт позволяет существенно повысить эффективность поисково-разведочных работ, минимизировать геологические риски и определить наиболее перспективные объекты для бурения в пределах Западной Ферганы.

Учёт тектонических критериев имеет ключевое значение для оценки нефтегазоносного потенциала меловых отложений, позволяет существенно повысить эффективность геологоразведочных работ и достоверность прогноза нефтегазоносности региона.

ГЛАВА 2. ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКАЯ ЭВОЛЮЦИЯ СЕДИМЕНТАЦИОННОГО БАССЕЙНА В МЕЛОВОЕ ВРЕМЯ

Термин «седиментационный бассейн» сегодня широко используется в нефтяной геологии. Разные исследователи понимают его неоднозначно. С помощью этих определений мы можем только решить вопрос о выборе определенной территории для постановки начальных геологоразведочных работ на нефть и газ в региональном плане. Полноценному выполнению необходимых геодинамических и нефтегазо-эволюционных реконструкций эти представления не способствуют [77].

Суждения о том, что английский термин «sedimentary basin», используемый в зарубежной геологической практике, может удовлетворить наши научные потребности и будет способствовать более широкому и объемному раскрытию потенциал той или иной территории, где проводятся или будут проводиться поисково-разведочные работы на предмет обнаружения промышленных запасов нефти и газа, на наш взгляд, являются ошибочными.

«При проведении геологоразведочных работ на предмет поиска месторождений нефти и газа в новых районах, особенно на начальной стадии регионального этапа, необходимо подойти более упрощенно к выбору районов и способов ведения поисково-разведочных работ» [9, с. 29].

Важным аспектом должно стать рассмотрение осадочного бассейна в качестве всесторонне и комплексно подготовленного объекта для начала постановки региональных геологоразведочных работ на нефть и газ.

В данном исследовании, в качестве фундаментальной основы, выбрано представление, что осадочный бассейн и седиментационный бассейн являются синонимами. Для более полноценного понимания этого термина и правильного его использования мы приняли идею, которая гласит: «Осадочный бассейн – стратифицированное тело, сложно-построенная денудационно-аккумулятивная

система, частично открытая для воздействия внешних факторов и в то же время развивающаяся в строгом соответствии с ее геодинамической позицией» [91, с. 271].

Типизация тектонических структур меловой секции разреза в пределах Западной Ферганы была проведена на базе морфогенетических особенностей их строения, что позволило выделить три структурно-тектонические зоны (СТЗ)– северная, центральная и южная. Классификация антиклинальных структур в пределах этих зон, способных формировать и накапливать залежи нефти и газа, имеет большое значение при научном обосновании методов обнаружения мест скоплений углеводородов и выбора направления поисково-разведочных работ.

«Воссоздание этапов геологического развития территории, под которым следует понимать, в том числе его тектоническое развитие, палео-геоморфологические особенности осадконакопления, способствовали созданию модели геологического строения территории в неоком-сенонском стратиграфическом интервале для Западной Ферганы, специфические особенности которой создают условия для формирования залежей нефти и газа на этой территории» [74, с.38].

Основанием для выделения этих СТЗ служили данные, полученные по результатам бурения глубоких поисково-разведочных работ, проведенных сейсмических методов исследования. При ранжировании антиклинальные складки сопоставлялись по таким характеристикам, как форма, наличие периклинальной замкнутости, размер и идентичность (рис. 2.1).

Для реконструкции фациального облика и условий осадконакопления, которые главным образом способствуют определению литологического состава и характеризуют процесс осадочной седиментации в объеме меловой секции разреза, нами был применен всесторонний анализ данных палео-геоморфологических построений и данных лабораторных исследований кернового материала [29].

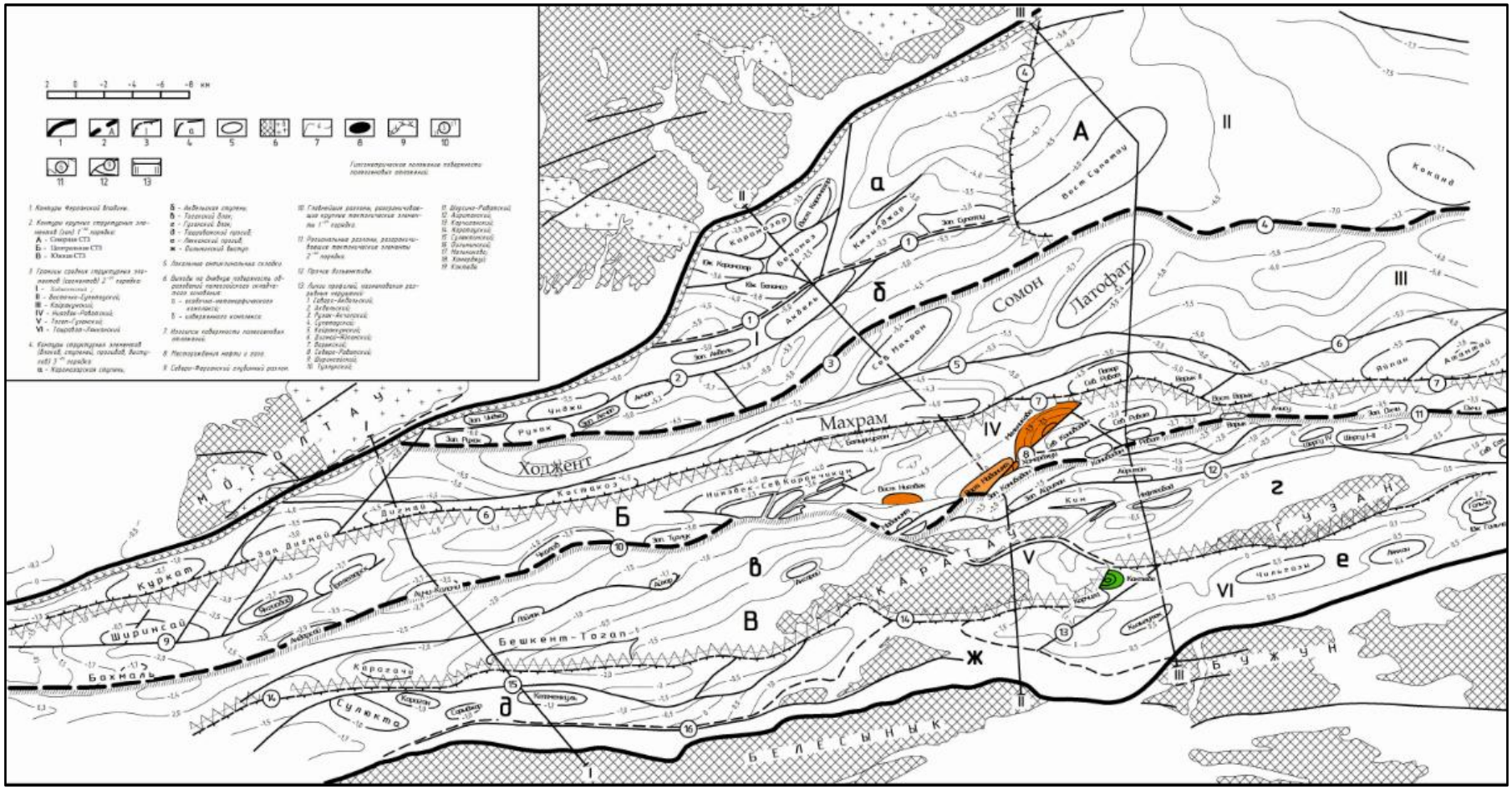


Рисунок 2.1. - Схема современного тектонического строения Западной части Ферганской впадины

(Составлено Соловьёвым А.Я., 2025 год, дополнено автором)

Проведенные таким образом литолого-тектонические построения для наиболее морфологически выраженных и геолого-геофизически объемно охарактеризованных антиклинальных складок помогли по-новому расшифровать модель тектонического развития территории и охарактеризовать главные особенности меловой седиментации для Западной Ферганы.

Описания геологических особенностей каждой из зон и перспективных структур основывались также на построенный автором структурной карте по кровле свиты Гознау (рис. 2.1.2). Необходимо подчеркнуть, что предложенная структурная карта является первой попыткой схематично изобразить строение Западной Ферганы по кровле мелового горизонта. Предлагаемая схема во многих местах является гипотетической и, безусловно, подлежит уточнениям по мере вскрытия меловых отложений. Предлагаемая структурная карта может иметь практический интерес с точки зрения выяснения локализации отдельных структур, которые могут быть вместилищами промышленных скоплений углеводородов как в палеогеновых, так и меловых отложениях.

В основу построения представленной графической модели и её интерпретации положены, главным образом, фактические материалы, полученные в результате проведения сейсморазведочных работ, а также исчерпывающие данные глубокого поисково-разведочного бурения. Линии и зоны тектонических нарушений нанесены на схему как по прямым данным, зафиксированным в стволах скважин, так и по косвенным геофизическим признакам. При этом вполне возможно, что отмеченные разрывные нарушения имеют в действительности гораздо более сложную пространственную конфигурацию. В частности, нельзя исключать пространственное наличие сопутствующих разветвляющихся, более мелких сбросов и взбросов, вертикальная амплитуда смещения по которым может достигать первых сотен метров.

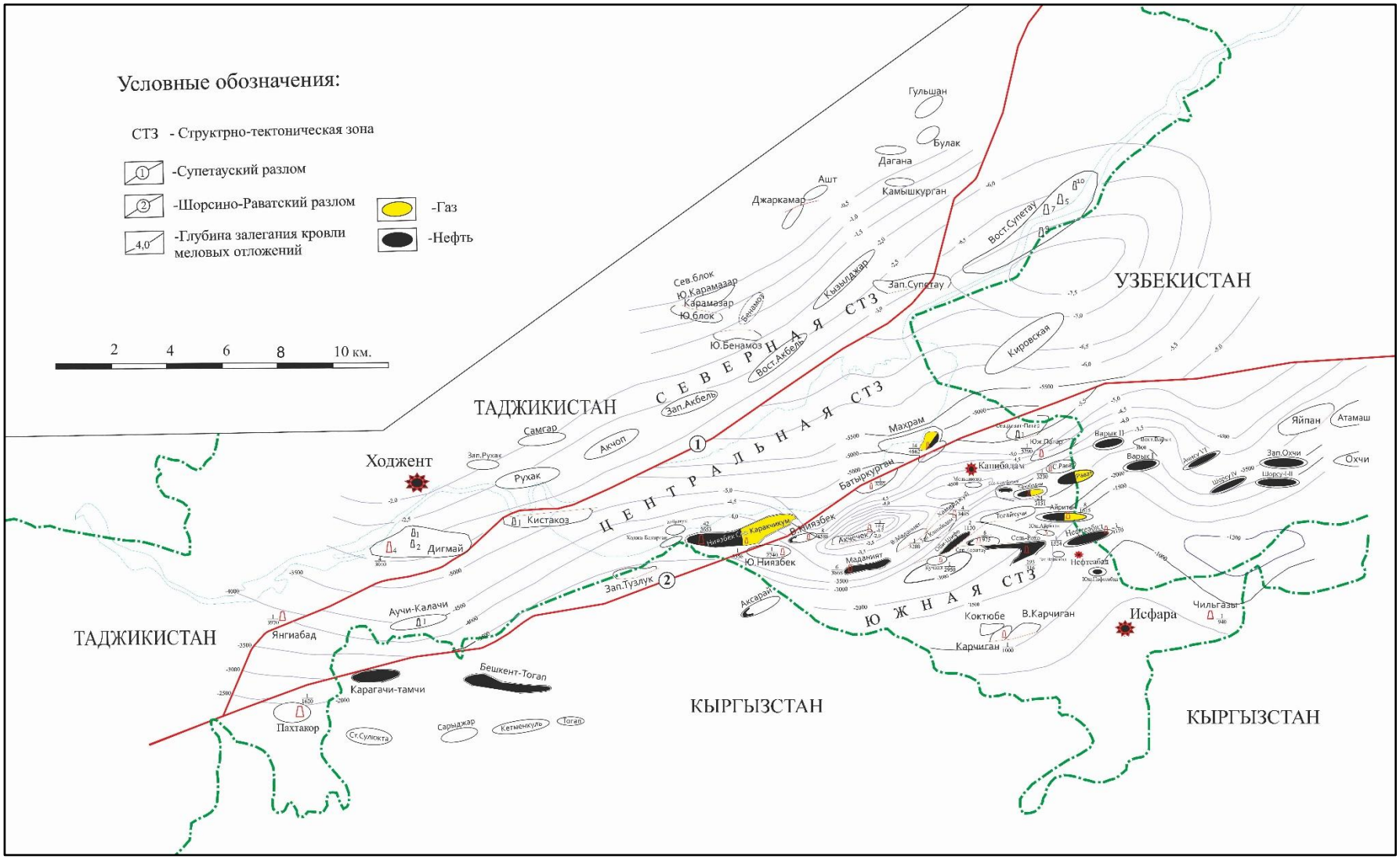


Рисунок 2.1.2. - Структурно-тектоническая карта по кровле меловых отложений Западной Фергане

(Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

2.1. Морфогенетическая характеристика антиклинальных складок северной структурно-тектонической зоны

Северная СТЗ (рис. 2.1.3), почти полностью соответствует в плане обрамлению палеозойского выступа. Зона характеризуется несовпадением структурных планов палеозоя и перекрывающих ее мезо-кайнозойских образований. К этой зоне можно отнести огромную площадь от южных склонов Кураминского хребта до горной гряды Рухак-Супетау. По сейсмическим профилям можно наблюдать надвиг палеозойских пород обрамления на мезо-кайнозойский комплекс с севера. В пределах зоны отмечены антиклинали: Дигмай, Рухак, Южный Рухак, Акчоп, Акбель, Кызылджар, Западный и Восточный Супетау. Все эти антиклинали хорошо прослеживаются на поверхности по неоген-четвертичным слоям. Наиболее изученными являются структуры Западный Супетау и Восточный Супетау, на территории которых были пробурены 7 скважин, включая две параметрические.

Северная СТЗ по геологическому строению является одной из сложных. Наиболее представительная информация о геологическом строении этой СТЗ получена по материалам пробуренных скважин и проведенных в большом объеме сейсмических работ на площадях Западный и Восточный Супетау.

Сложное строение формировалось в результате того обстоятельства, что в неоген-четвертичное время северная СТЗ испытывала интенсивное прогибание, где происходило накопление мощной толщи кайнозойских континентальных моласс и соленосных отложений (более 1,0 км) [62].

Эти обстоятельства, а также наличие в разрезе неогена аномально-высоких пластовых давлений (градиенты АВПД 1,8-1,92) и температур (207С˚на глубине 4500 м) привели к тому, что 6 скважин из 7 не были пробурены до проектной глубины и перспективные для этой территории палеогеновые отложения не были вскрыты. Только скважина № 10 Восточный Супетау была пробурена ниже проектной глубины (5135 м), но и она не вскрыла палеогеновые отложения.

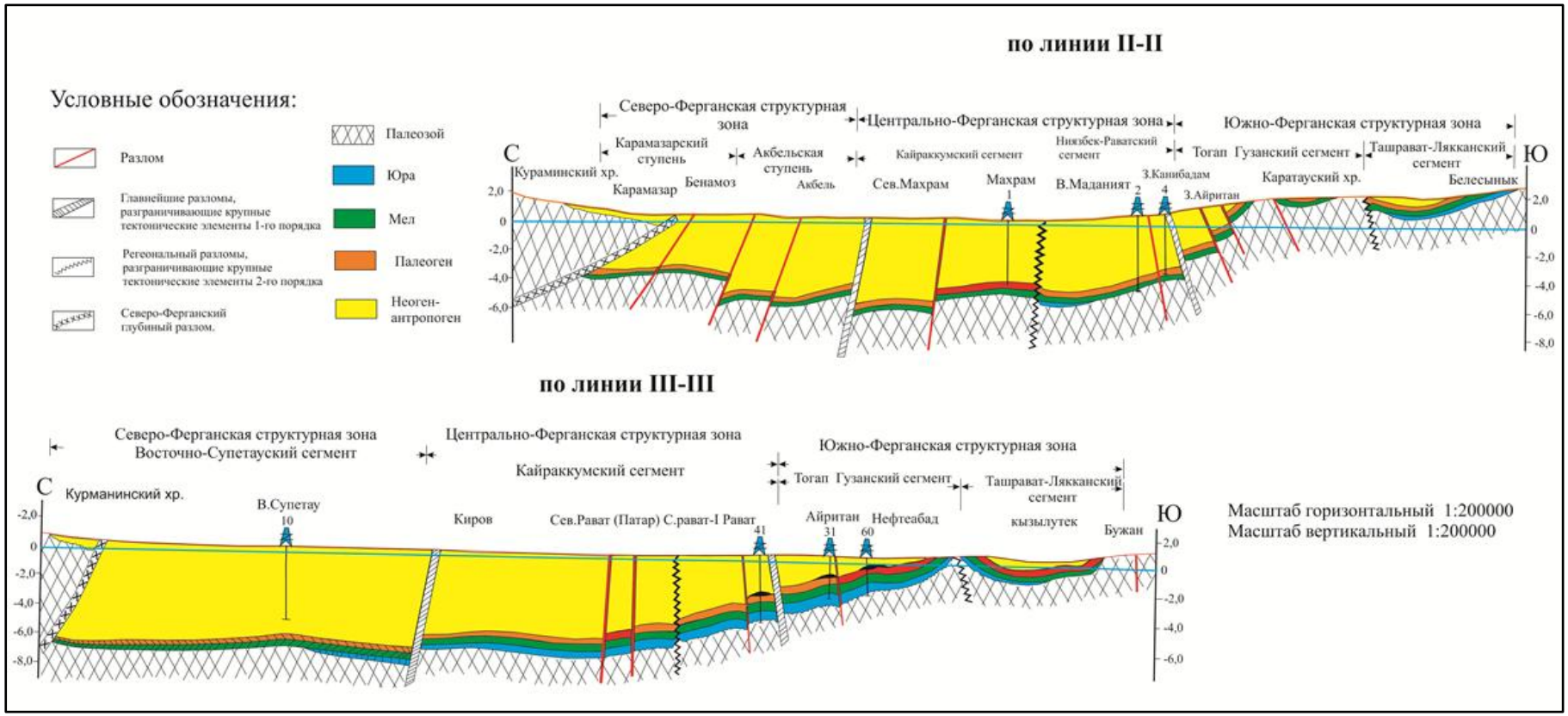


Рисунок 2.1.3. - Схема глубинного строения северной структурно-тектонической зоны (на рисунке 2.1 показаны линии II-II и III-III) (Составили Мавлони С.Р., Рахимов Ф.А. 2025 год)

В 1983 году Ленинабадской сейсмопартией через скважину № 10 Восточный Супетау был отработан один поперечный профиль МОГТ и по изогипсе 6100 м подтверждено наличие антиклинальной складки субширотного простирания с размерами 22,0х5,0 км. «В практике геологоразведочных работ на нефть и газ, особенно в пределах Афгано-Таджикской впадины, были случаи, когда неогеновые отражающие горизонты принимались за кровлю палеогеновых отложений» [2-А, 9-А, 10-А].

Из-за отсутствия полноценных физико-сейсмических характеристик неогеновых отражающих горизонтов говорить о залегании кровли палеогеновых отложений на глубине 6100 метров является сомнительным. Возможно, этот отражающий горизонт характеризует неогеновые песчаники массагетской серии. Тем не менее, после получения высокодебитного открытого нефтяного фонтана в начале 1992 года на месторождении Мингбулак (Ферганская впадина) в скважине № 5 при глубине 5236 метров из низов неогеновых отложений, необходимость изучения структур Западный и Восточный Супетау имеет особое значение для нашей республики.

Площадь Восточный Супетау. Одноименная антиклинальная структура была выявлена в результате проведённых геологических съёмок в 1951 году и подтверждена магнитометрическими и гравиметрическими работами. Сейсморазведочными работами, проведёнными в 1962-1963 гг., структура была подготовлена и рекомендована к глубокому бурению на нефть и газ. За период 1966-1977 гг. на площади пробурены три параметрические и две поисковые скважины, ни одна из которых не выполнила геологическую задачу. Скважины глубиной от 2934 до 5135 м оказались не в оптимальной позиции, а условия их проводки не соответствовали проектным данным.

В 1982-1983 гг. были проведены дополнительные сейсморазведочные работы, уточнившие глубину вскрытия опорного отражающего горизонта, приуроченного к палеогеновым отложениям.

Размеры поднятия, ограниченного изогипсой минус 5900 м (рис. 2.1.4), составляют 20,0 х 5,0 км. Вероятность открытия промышленных скоплений нефти и газа на площади Восточный Супетау обосновывается открытием в подобных геологических условиях месторождений на территории Узбекистана (Мингбулак, Тергачи, Наманган и др.).

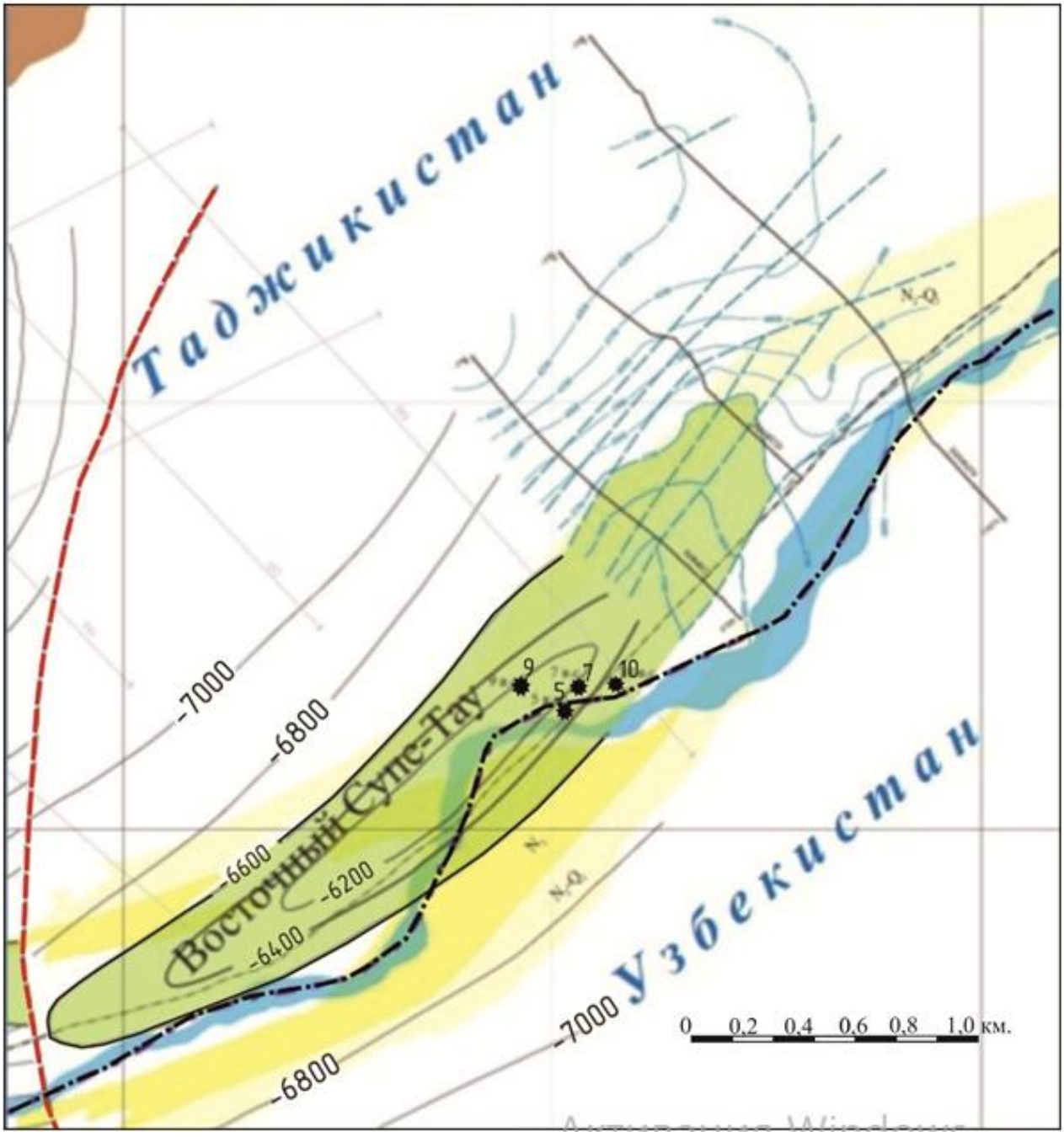


Рисунок 2.1.4. - Структурная карта Восточный Супетау

(Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

Проектный сейсмо-стратиграфический разрез (рис. 2.1.5), включает в себя отложения мела, палеогена, неогена и четвертичной системы. Залежи нефти и газа могут быть выявлены по всему разрезу палеогеновых отложений (II, IV, V, VII, VIII, IX пласты), ресурсы их оцениваются в 5 млн тонн нефти и 15,0 млрд м^3 свободного газа. Меловые отложения на этой территории считаются перспективными. Глубина вскрытия кровли меловых отложений прогнозируется на отметке около 6200 метров.

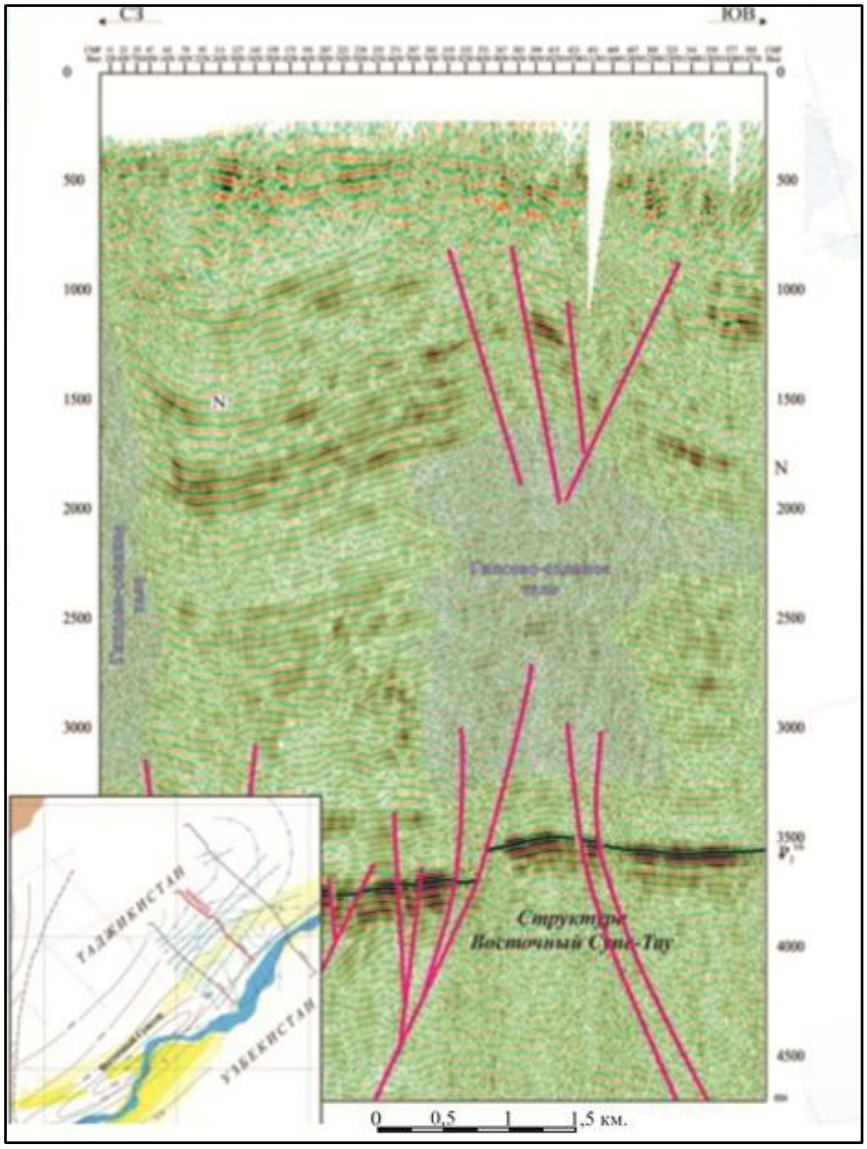


Рисунок 2.1.5. - Временной разрез по профилю 3094020 (по данным ОАО «Саратовнефтегеофизика», 2008 год) [124]

В 1989 году территориальным отраслевым институтом «СредАзНИПИнефть» составлена сводная карта плотностей ресурсов нефти категории C_3 для Ферганской впадины [99].

К указанному времени, на территории Республики Узбекистан на месторождениях Тергачи, Наманган и Мингбулак (последний находится в одной геотектонической зоне с Восточным Супетау) кроме палеогеновых были выявлены промышленные залежи нефти с газом в нижних горизонтах неогена до 20 тысяч тонн в сутки. При этом, «суммарная оценка плотности ресурсов этой зоны оценивается в 197 тысяч тонн/км^2. Другими словами, на площадь Восточный Супетау, оконтуренную изогипсой минус 6200 метров (86 км^2), прогнозно приходится 16942 тысяч тонн нефти» [80, с. 23].

Данная оценка предполагает лишь ресурсы нефти, без газа. Примечательно, что регионально нефтегазоносные в Ферганской впадине горизонты мела, в аномальных термобарических условиях площади Восточный Супетау могут быть газо-конденсат содержащими, что может увеличить запасы жидких углеводородов.

Во всех временных разрезах профилей, пересекающих поднятие Восточный Супетау, по динамическим признакам волновой картины опознается наличие в сводовой части соленосно-гипсовой толщи нижнего неогена, формирующей здесь соляно-гипсовое тело типа купола.

По данным сейсмических работ, осевая линия Восточно-Супетауской складки в плане контролируется рекой Сыр-Дарья. Можно предположить, что наиболее приподнятая часть складки располагается юго-западнее профиля 553 и скважин №№ 5-7, что отмечается по данным МОВ и МОГТ. Однако район расположения этих скважин- единственное место, где структура изучена сейсмическими методами МОГТ и ВСП. В связи с этим именно в районе расположения скважины № 5 рекомендуется заложение новой параметрической

скважины для достижения, кроме нефтегазоносных горизонтов палеогена, также перспективных меловых отложений [64].

Площадь Западный Супетау. Морфологически совпадает с горной грядой Маховтау. По неогеновым и палеогеновым отложениям складка имеет разную конфигурацию. Ядро складки заполнено отложениями гипсоносной свиты неогена. Протяженность неогеновых отложений составляет по простиранию до 40 км. Ось складки, имея в целом широтное простирание, в южном направлении становится северо-восточной. Восточная периклиналь имеет пологое замыкание, а западная резко погружается в сторону Кызылджарской антиклинали. На восточной ее части свод складки размыт.

Южное крыло имеет почти вертикальное углы падения. Углы падения слоев на северном крыле сильно колеблются от 40-45^0 до вертикальных. В расположенной недалеко восточной части озера Аксукон отмечается запрокидывание слоев к северу с падением в южную сторону до 30^0. Поперечные сбросы небольшой амплитуды (до 200 м) сильно усложняют строение складки. В западной части на северном крыле отмечается серия полого расположенных террасовидных уступов с углами падения не превышающих 15-20^0.

По данным сейсморазведки длина антиклинали Западный Супетау по поверхности туркестанских слоев простирается на расстоянии 16 километров. Западно Супетауское поднятие по изогипсе минус 2800 метров имеет размеры 1,5х8,0 км. Высота складки в среднем составляет 420 метров (рис. 2.1.6) [58].

Северное крыло складки на западе осложнено так называемым Супетауским взбросом. По сейсмическим данным, Супетауский взброс пронизывает весь комплекс отложений от палеозоя до кровли палеогеновых отложений и затухает в толще соленосных отложений неогена. В пределах площади были пробурены разведочные скважины №№ 1, 3, 7 и параметрическая № 6. Все скважины были ликвидированы по техническим причинам. Их забой находятся в соленосных отложениях неогена.

Район расположения супетауских структур (рис. 2.1.6) морфологически с поверхности представляют небольшую гряду сопок, где складка Западный Супетау возвышается над Восточным Супетау. Существование двух разных типов неогенового разреза в пределах северной и, как увидим далее, центральной зон на небольшом отрезке расстояния, позволяет предполагать наличии двух самостоятельных бассейнов осадконакопления. Подобные изолированные бассейны могли существовать только при условиях наличия резкого барьера между ними.

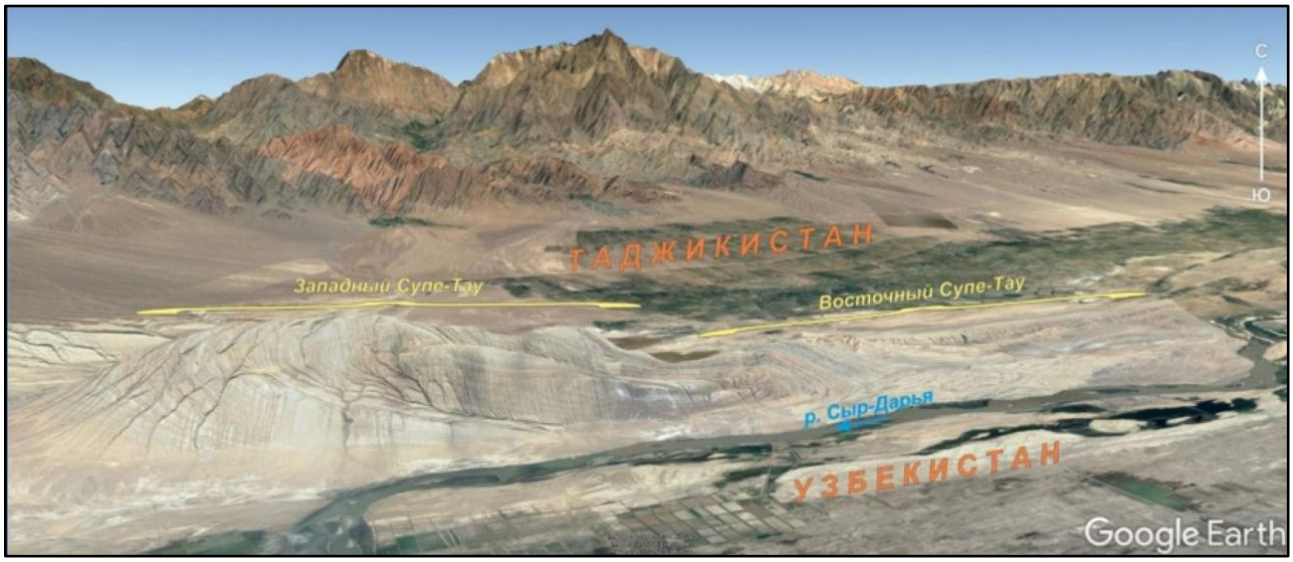


Рисунок 2.1.6. - Район расположения структур Западной и Восточной Супетау (по данным Google Earth, 2025 год)

К постановке поисковых работ на структурах, расположенных в пределах северной СТЗ, следует подойти особо. Здесь ни в одной скважине не были вскрыты ни палеогеновые, ни меловые отложения. В пределах этой зоны на поверхности нет выхода коренных меловых пород. Остается неясным, есть ли в этом районе меловые отложения, какова их мощность, стратиграфическая полнота разреза, литология, гидрогеологическая обстановка на глубине, наличия зон АВПД и др. Для получения ответа на эти вопросы автор предлагает бурение разведочной скважины глубиной до 6500 метров в непосредственной близости от

района расположения скважины № 1. Данная скважина при вскрытии меловой секции разреза могла бы внести ясность в решение вопроса палеогеографических условий накопления мезо-кайнозойских отложений в этом районе и возможность обнаружения залежей углеводородов в них [40].

Предлагаемый район расположения проектной скважины, ее глубина, структурно-литологические особенности вскрываемого разреза показаны на геологическом профиле (рис. 2.1.7).

Таким барьером, вероятно, мог служить тектонический вал, который способствовал формированию резко отличающихся друг от друга палеотектонических и фациально-палеогеографических условий осадконакопления. Наличие мощной толщи соленосных отложений в неогеновой секции разреза в пределах северной СТЗ и ее отсутствие в центральной зоне, дает возможность предполагать, что данный вал имел довольно высокую амплитуду поднятия и имел широтное простирание.

Применение современных сейсмических методов исследования может помочь определить ширину и высоту этого вала, литологический состав слагающих вал пород, и, в конечном счете, установить границу распространения вала. Метод вертикального электрического зондирования может быть оптимальным способом в решении данного вопроса.

Площадь Дигмай. Расположена в западной части северной СТЗ в 5 км к югу от города Худжанд. Структура с одноименным названием была выявлена в период 1962-1965 гг. сейсморазведочными работами МОГТ. По кровле второго коллекторского горизонта (сумсар). Дигмайская структура представляет собой ассиметричную антиклинальную складку широтного простирания с вытянутой западной периклиналью [120]. Свод складки сдвинут на восток. По замкнутой изогипсе – 4100м размеры ее составляют 6,5×1,5 км при амплитуде 100 м. Углы падения пород на северном крыле 2°, а на южном 11° (рис. 2.1.8).

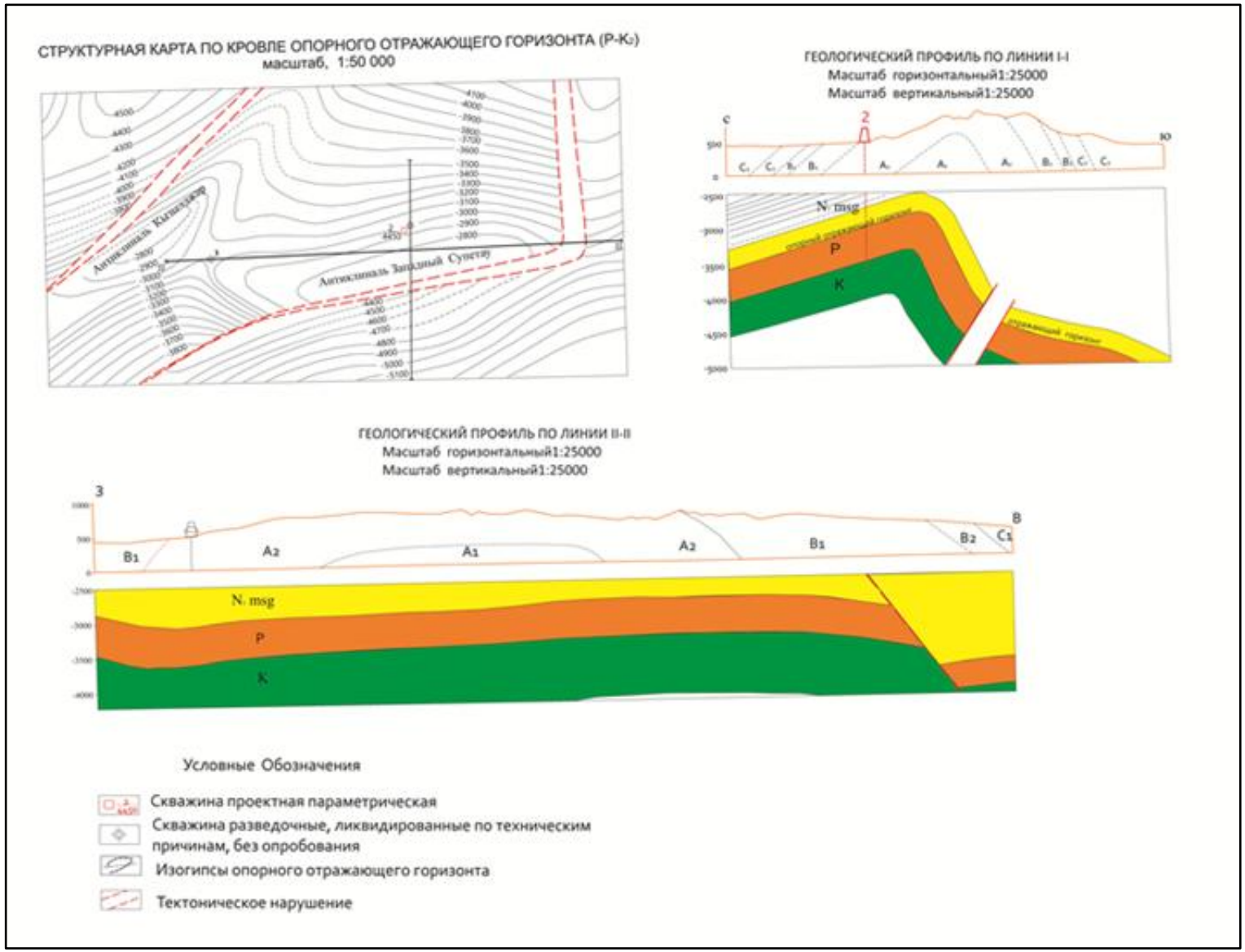


Рисунок 2.1.7. – Структурная карта площади Западный Супетау по кровле опорного отражающего горизонта (P-K2)

(Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

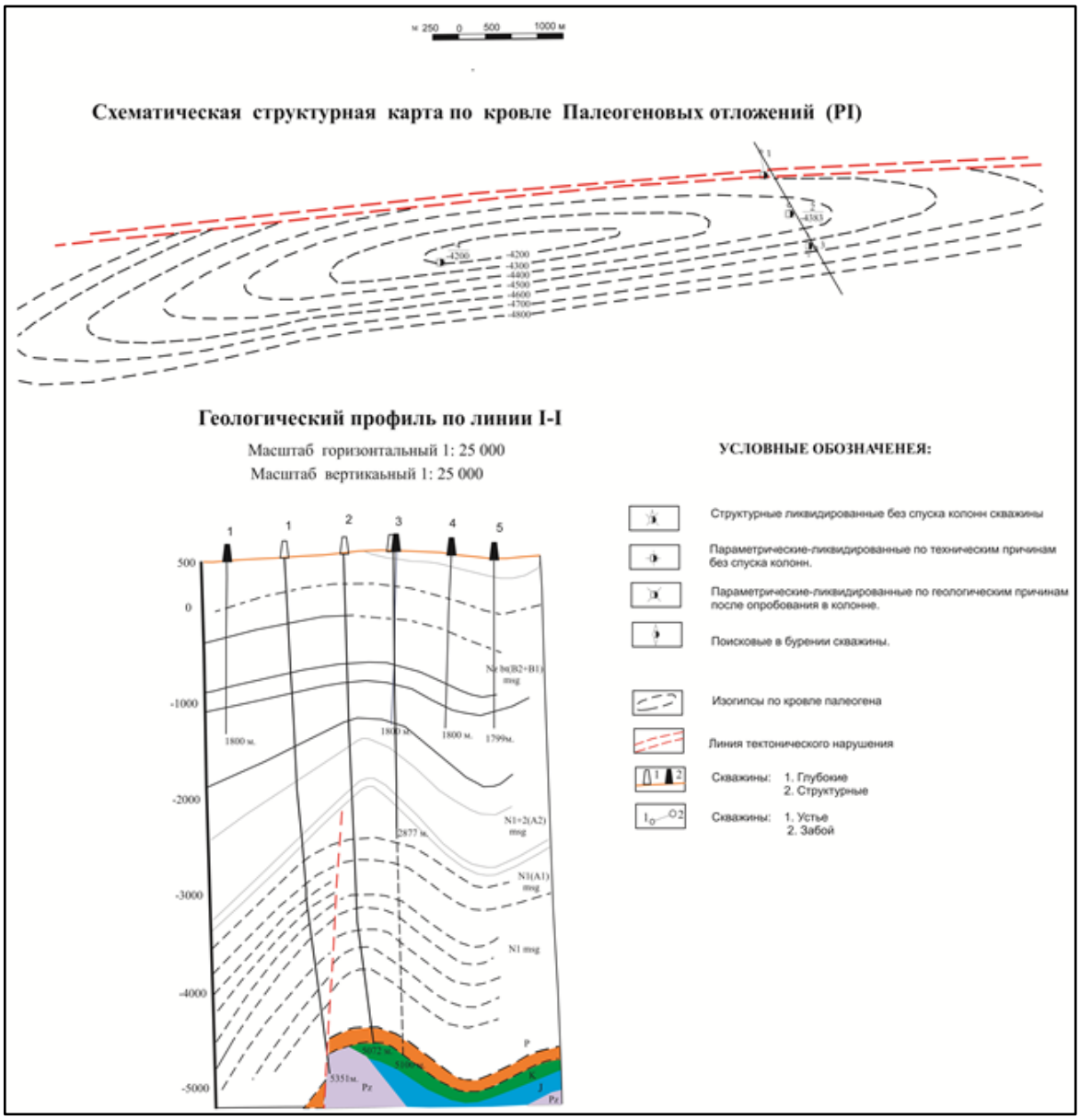


Рисунок 2.1.8. - Площадь Дигмай (Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

В 1971 г были проведены детализационные сейсмические работы с использованием данных скважины №4. Было установлено, что свод складки сместился на восток на 3,5 км от скважины №4. С целью продолжения изучения геологического строения площади, подтверждения результатов сейсморазведки, а также оценки перспектив нефтегазоносности осадочных толщ, в 1972 году в 3,5 км к востоку от скважины № 4, в предполагаемой сводовой части складки, была заложена параметрическая скважина № 2.

В 1973 году на расстоянии 650 метров к северо-западу от скважины № 2, также в предполагаемом своде складки, была заложена вторая параметрическая скважина №1. Проектные глубины этих скважин были по 5000 метров с проектным горизонтом – верхний мел, свита «Гознау». Скважина № 3 была пробурена до глубины 5010 м и вскрыла верхнемеловые отложения. По непонятным до сего времени причинам, вскрытая часть меловых отложений в этой скважине не была опробована.

Скважина № 4 при забое 4395 м в отложениях подсоленосной свиты неогена (красноцветная пачка) ликвидирована по техническим причинам. Скважина № 1 была успешно пробурена до глубины 5351 м. Забой скважины находится в отложениях палеозоя. Несмотря на существующие представления о неэффективности поиска месторождений углеводородов в палеозойских отложениях, тем не менее, в скважине были отмечены кратковременные газопроявления из палеозоя в интервале 5249-5245 м. С этого интервала было отобрано 6,5 литра природного газа. Прежде чем перейти к характеристике углеводородного состава этого газа, остановимся на важности вопроса о перспективности палеозойских отложений на предмет обнаружения залежей нефти и газа в них.

В последние годы в этом известном нефтегазодобывающем районе Таджикистана отмечается снижение эффективности поисково-разведочных работ, повышение стоимости подготовки запасов и катастрофическая нехватка структур, пригодных для поиска и разведки залежей нефти и газа. Положение усугубляется еще тем, что центральные районы этой территории находятся под водами Кайраккумского водохранилища.

«В этой ситуации все больше интерес геологов приковывается к домезозойским, а именно, к верхнепалеозойским отложениям и развитым на них корам выветривания, залегающим с резким угловым несогласием под осадочным чехлом мезозойско-кайнозойского возраста» [114].

История изучения геологического строения палеозойских отложений Ферганской впадины связана с именами неутомимых исследователей геологии Средней Азии Туаева Н.П. [98], Хамрабаева И.Х. [102], Абидова А.А. [8], Лисицыной Н.А. [71], Хаимова Р.Н. [101] и др. Эти исследования были направлены на изучение фундамента с точки зрения их тектоники, стратиграфии и петрографических свойств. Постепенно интерес геологов к палеозойским отложениям Ферганской впадины усиливается в связи с увеличением количества скважин, вскрывших эти отложения и нахождения в них битумосодержащих пород, а также многочисленные нефтепроявления по всему разрезу палеозоя (от кембрия до перми включительно) в обнажениях [84,106,].

Несмотря на сравнительно небольшой фактический материал (присутствие керита в виде жил, прожилок и примазок в верхнесилурийских сланцах в бассейне реки Ходжа-Кельян), имевшийся в распоряжении, Виноградов одним из первых пришёл к выводу о том, что в Фергане в объеме палеозойских отложений имеется два объекта для поисков. К первому он отнёс силурийские, нижнедевонские отложения, а ко второму - отложения верхне-каменноугольной и пермской системы [41].

«С начала 60-ых годов прошлого столетия усилиями Министерства геологии Узбекской ССР (ныне «Узбекгеология») началось планомерное изучение погребенных домезозойских образований Ферганской впадины» [33, с.8].

Изложенные результаты способствовали детализации схематической геологической карты фундамента этих территорий. Итоговым результатом этих работ было предположение о том, что палеозойская нефть служила источником для скоплений её в мезозойских отложениях и в палеозое.

Таким образом, в результате поисковых, разведочных и тематических работ, выполненных в Ферганском бассейне, постепенно, шаг за шагом, накапливался материал по геофизической характеристике палеозойской толщи, тектоническому строению её в отдельных районах, характеру нефтегазоносности. На наш взгляд

существенным доводом в этих работах, говорящим в пользу палеозойской нефти и в Ферганской впадине, является утверждение, что присутствие аллохтонного битума в породах каменноугольной системы свидетельствует о наличии в этих отложениях процессов генерации и миграции нефтяных углеводородов, необходимых для формирования углеводородных залежей.

«В пределах Западной Ферганы специальные исследования поискового характера на палеозойские отложения не проводились. Верхнепалеозойские горизонты, с которыми были связаны известные нефтегазопроявления, всячески стратифицировались как мезозойские. Главная причина такого подхода заключалась в укоренившемся взгляде о бесперспективности палеозойских отложений, связанных с распространенным мнением о повсеместном метаморфизме этих образований до стадии катагенеза» [61, с. 88].

По данным глубокого бурения, в разрезе палеозоя Западной Ферганы выделяются отложения каменноугольной и пермской систем. Каменноугольные отложения представлены тёмно-серыми глинистыми, сланцами, аргиллитами, песчаниками карбонатными породами (известняки, мергели и их разновидности). Вскрытая мощность средне-верхне-каменноугольных отложений колеблется в пределах 300-900м. Выше по разрезу каменноугольные отложения с резким эрозионным контактом перекрываются пермскими образованиями.

Отложения нижней перми, представленные преимущественно разнозернистыми песчаниками и конгломератами, вскрыты на Маданиятской, Восточно-Ниязбекской и частично Западно-Тузлукской площадях. Вскрытая мощность нижнепермских образований колеблется в пределах 130-950м. Максимальное развитие нижнепермских образований предполагается в пределах восточных районов территории.

Выше залегает, также с резким контактом, своеобразная по литологическому составу, облику и промысловой характеристике толща, характерная для пород коры выветривания. Литологически она представлена аргиллитами, глинистыми

мергелями, песчаниками, гравелитами и конгло-брекчиями [17]. Эти породы, как правило, лишены сортировки, окатанности и слоистости, т.е. по облику они очень похожи на элювиальные образования древней коры выветривания. Анализ площадного распространения этих отложений показал, что на крайнем западе территории (Бахмал, Ширинсай, Пахтакор, Бешкент, Тогап) они перекрываются палеоценовыми образованиями. По мере продвижения на восток (Западный Тузлук, Северный Каракчикум, Ниязбек) она залегает под терригенно-карбонатными горизонтами (XV-XVIII) турона и сеномана. На крайнем востоке изученной территории (Канибадам, Рават, Айритан) она перекрывается терригенно-угленосными отложениями юры. В указанном направлении отмечается увеличение мощности этих отложений от 96 м (Бахмал) до 200 м (Маданият) [109].

Мы так подробно останавливаемся на характеристике этих зон, потому что в Западной Фергане в верхнепермских отложениях зафиксированы многочисленные признаки нефти и газа, а также получены и промышленные их притоки. Отложения коры выветривания по ошибке были испытаны, как меловые отложения, в четырёх скважинах на площадях Каракчикум (скв. 6), Ниязбек (скв. 26) и Северный Каракчикум (скв.52, 81). Первый промышленный приток нефти и газа был получен в эксплуатационной скважине № 52 при испытании верхнепермских отложений в интервале 3898-3905 м (базальные гравелиты). Дебит газа через 6 мм штуцер составил 26 тыс. $м^3$/сут., нефти 16,6 $м^3$/сут.

Как было выше отмечено, кратковременные газопроявления из палеозоя были отмечены также на площади Дигмай. Здесь при бурении параметрической скважины № 1 с глубины 5245-5249м, было отобрано 6,5 л газа. Анализ полученных проб газа производился на хроматографе ХТ-2м с двумя адсорбентами: угольным и силикагелем: количественно было определено только содержание углеводородов (табл. 2.1.1).

Таблица 2.1.1. - Анализ природного газа в скважине № 1. Площадь Дигмай

Абсолютное содержание в %	Относительное содержание УВ в %
H_2-отмечено значительное количество	
CO_2-отсутствует	
CO-значительное количество	
CH_4-1,45	47,0
C_2H_6-0,6	19,5
C_2H_6-0,65	21,2
C_3H_8-не обнаружено	-
C_4H_{10}-0,31	10,0
C_5H_{12}-0,072	2,3
C_6H_{14}-не обнаружено	-
Всего 3,082	100

Как видно, компонентный состав газа пробы соответствует нафтеновому ряду. Однако незначительное его абсолютное содержание указывает о закупорке интервала утяжелителем. Повторным опробованием интервала на каротажном кабеле были отобраны пробы с глубин 5246-5247-5248 м. Ниже приводится анализ газа из интервалов 5246-5248 м (табл. 2.1.2).

Проведённые работы указывают, что интервал 5245-5249 м (рыхлые алевролиты и песчаники) соответствует верхним горизонтам палеозоя, где развита кора выветривания. Сопротивление пласта изменяется от 15 до 500 Омм. По диаграмме РК, пласт характеризуется средними значениями интенсивности вторичного гамма-излучения и повышенным значением естественной гамма-активности [34]. При перфорации указанного интервала пласт оказался «сухой». То есть бывают случаи, когда при благоприятных структурных условиях отсутствует залежь.

Таблица 2.1.2. - Анализ газа, проба № 1, глубина 5246-5248 м

Абсолютное содержание в %		Относительное содержание всех горючих газов	Относительное содержание УВ %
H_2	4,5	38,3	
CO	2,7	23,0	
CH_4	3,2	28,2	71,6
C_2H_6	0,59	5,2	12,9
C_2H_4	0,54	4,6	11,8
C_3H_6	следы	-	-
C_4H_{10}	0,145	1,25	3,2
C_6 H_{12}	0,025	0,24	0,3
Всего:	11,7	100,0	100,0

Такие примеры существует. Например, в сводовой скважине № 1 площади Северный Каракчикум при отсутствии залежи в верхнепалеозойских отложениях имеется залежь в вышележащих меловых отложениях. Здесь при опробовании меловых отложений в интервале 3724-3727м (XVIII горизонт) был получен приток газа с дебитом 116 тыс. $м^3$/сут. и конденсата 75$м^3$/сут. через Ø7мм, штуцер. Или возьмём скважину № 34 на этой же площади: при отсутствии продукта в верхнепалеозойских отложениях, вышележащий меловой интервал (3857-3864 м), проявляет себя газом и конденсатом соответственно с дебитом 118,5 тыс. $м^3$/сут. и 124,4 $м^3$/сут. через Ø7 мм штуцер. Далее, в другой сводовой скважине № 2, палеозой не проявляет, а вышележащий меловой горизонт (3556-3584 м) фонтанирует газом (дебит 117 тыс. $м^3$/сут.) и конденсатом (83,4 $м^3$/сут. через Ø7мм штуцер). Таких примеров можно привести много.

Нам представляется, что отсутствие здесь, при благоприятных структурных условиях, залежей следует объяснить размывом флюидоупоров на границе отложений верхней перми и мела. Здесь гранулярные коллекторы коры выветривания непосредственно соприкасаются с высокопроницаемыми песчано-гравелитовыми образованиями верхнего мела. Отсутствие литологического экрана

способствует формированию залежей с большим этажом газоконденсатности в меловых отложениях. «Необходимо также отметить, что зона влияния верхней части коры выветривания на формирование залежей в вышележащих интервалах охватывает только сводовые части структур. В сторону понижения складок (крыльевые и периклинальные участки), где степень нарушения структуры пород коры выветривания незначительная, эта зона влияния постепенно затушёвывается» [1-А].

Таким образом, проведённые исследования по изучению палеозойских отложений, несмотря на их односторонность, позволяют вполне обоснованно отнести к перспективным, прежде всего, как нефтегазопроводящую толщу. Для оценки перспектив продуктивности коллекторов этих пород, коры выветривания необходимо выяснить условия залегания этих отложений, изучить региональную структуру этого комплекса, наличие в нём ловушек и затем выделить зоны, представляющие интерес с точки зрения их нефтегазоносности.

Заслуживает быть изученным генетический тип углеводородов палеозоя. К сегодняшнему дню существуют две точки зрения относительно этого вопроса. Одни исследователи утверждают об автономности, другие считают, что нефть образует мелкие скопления в верхнепалеозойских отложениях за счёт миграции из сильно обогащенных органикой юрских продуктивных горизонтов. Автор склонен считать, что возможны оба варианта. Однако для установления истины необходимо изучать такие показатели, как оптическую активность температурных и углеводородных фракций, изотопный состав углерода и серы, т.е. те показатели, которые определяются исходным органическим веществом и условиями его накопления.

Все вышеприведенные суждения об обнаружении природного газа из палеозойских отложений в пределах западных районов северной СТЗ Западной Ферганы позволяют сделать предположение, что в этом районе, за счет выклинивания мезо-кайнозойских отложений, наличия внутриформационных

размывов, могут быть на обнаружены неструктурные залежи [78]. В этой связи следует обратить внимание на верхнепалеозойские отложения, на которых развита кора выветривания.

Прогнозные ресурсы нефти и газа палеогеновых и меловых отложений северной структурно-тектонической зоны оцениваются в 20 млн тонн (пересчеты на нефть), в том числе нефти 10 миллион тонн.

2.2. Морфогенетическая характеристика антиклинальных складок центральной структурно-тектонической зоны

Центральная СТЗ (рис. 2.1.3), расположена в пределах центральной части изученной территории. Границы зоны определяются по линиям тектонических нарушений. На юге она проводится по Ниязбекскому взбросу, на севере по системе взбросов, отмеченных вдоль южных крыльев Акбельской и Акчопской антиклиналей. На западе, центральная зона сливается с западным окончанием северной зоны, на востоке она плавно соединяется с центральной частью Ферганской впадины. Кровля верхнемеловых отложений в пределах этой зоны составляет порядка 5,5-6,0 км [68]. Здесь установлено наличие несколько антиклинальных структур, главными из которых являются: Махрамская, Кайраккумская, Кистакузская, Батыркурганская. Наши построения (рис. 2.2.10), показали, что Батыркурганская складка фактически является поднадвиговой и перекрывается южным крылом собственно Махрамской антиклинали.

По мел-палеогеновым отложениям центральная СТЗ представляет собой сравнительно пологую впадину. Углы падения пород в подавляющем большинстве составляют $15\text{-}20^0$. К востоку происходит заметное понижение уровни залегания кровли мел-палеогеновых отложений. Соответственно происходит увеличение углов падения пород до 45 и более градусов.

Ярким представителем этой зоны является Махрамская антиклиналь. Это очень крупная структура, как по палеогеновым, так и меловым отложениям. Ось

складки простирается широтно до 35 километров, ширина – 5 километров (175 км^2), высота более 300 метров. Площадь «Махрам» расположено в 10 км к северо-западу от города Канибадама.

В предполагаемой сводовой части структуры Махрам нами предлагается бурение одной параметрической скважины глубиной 5500 метров с целью уточнения глубинного строения, изучения литологических и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов мела и палеогена, характера насыщенности пластов, повышения категоричности ресурсов и обоснования дальнейшего промышленного освоения структуры. С этой целью нами был составлен разведочный проект по структуре Махрам, особенности которого приведены в инвестиционном предложении в главе 4, раздел 4.3.

Общеизвестно, что тектонические особенности территории играют непосредственную роль в формировании и расположении залежей. Проблема связи нефтегазоносности с дизъюнктивной тектоникой изучается более 150 лет. В числе первых геологов, связавших нефтегазоносность с тектоническими нарушениями, был российский академик Г.В. Абих [12]. Впоследствии его идеи были использованы О.Г. Романовским [91], Ю.А. Ивановым [56] и другие авторы.

«За это время установлены: приуроченность месторождений нефти и газа к зонам разломов, особенно к узлам их пересечений; влияние дизъюнктивной тектоники на седиментационные процессы, создание структурных ловушек; существование проводящих и экранирующих разрывов и т.д.» [5-А, 11-А].

Анализ распределения залежей нефти и газа в пределах Махрамской антиклинали, когда вопреки законам нефтяной геологии, наиболее приподнятые участки складки являются бесперспективными (скважины №№ 1, 4, 6, 10, 14), а в пониженных участках наоборот – находим залежь, позволяют говорить о существенной роли существующего сброса. Или, расположенные на одном меридиане скважины №№ 1, 2-а, 6 и занимающие примерно одинаковую

структурную позицию: в 2-а обнаруживают фонтанный приток нефти, а две остальные пустые.

Все это наводит на мысль, что для установления закономерностей нахождения залежей нефти и газа в пределах Махрамской антиклинали и детального изучения самого месторождения, необходимо провести детальное изучении морфологии существующего сброса, его амплитуду и глубину заложения. Эти исследования можно провести в объеме обособленной научно-тематической работы в структуре ОАО «Нафту газ».

Согласно существующей статистике (на 01.01.2022 год), «общие потенциальные запасы в пределах Западной Ферганы по всему мезозойско-кайнозойскому комплексу оцениваются в 108 млрд тонн условного топлива. Из них 47,5 млрд тонн приходится на нефть, 53 млрд $м^3$ - природный газ и 7,5 млрд тонн- на конденсат» [112, с.31]. Проведенные нами исследования показали, что данная статистика не соответствует действительности.

Предполагаемые извлекаемые запасы только нефти, без учета природного газа, в пределах лишь одной Махрамской структуры (мел+палеоген), по нашим данным, составляет примерно 656 млн тонн. Данная оценка включает полную реализацию потенциала 20 коллекторских горизонтов в пределах всей структуры, включая неосвоенные блоки (рис. 2.2.9).

Сегодня по прошествии более 20 лет, на фоне общего падения добычи и истощения запасов нефти и газа на территории Западно-Ферганской впадины, отсутствия подготовленных к поисковому бурению структур, необходимо привлечь внимания научных и производственных организаций к следующим аспектам по обнаружению новых месторождений, включая различные формы неструктурных ловушек.

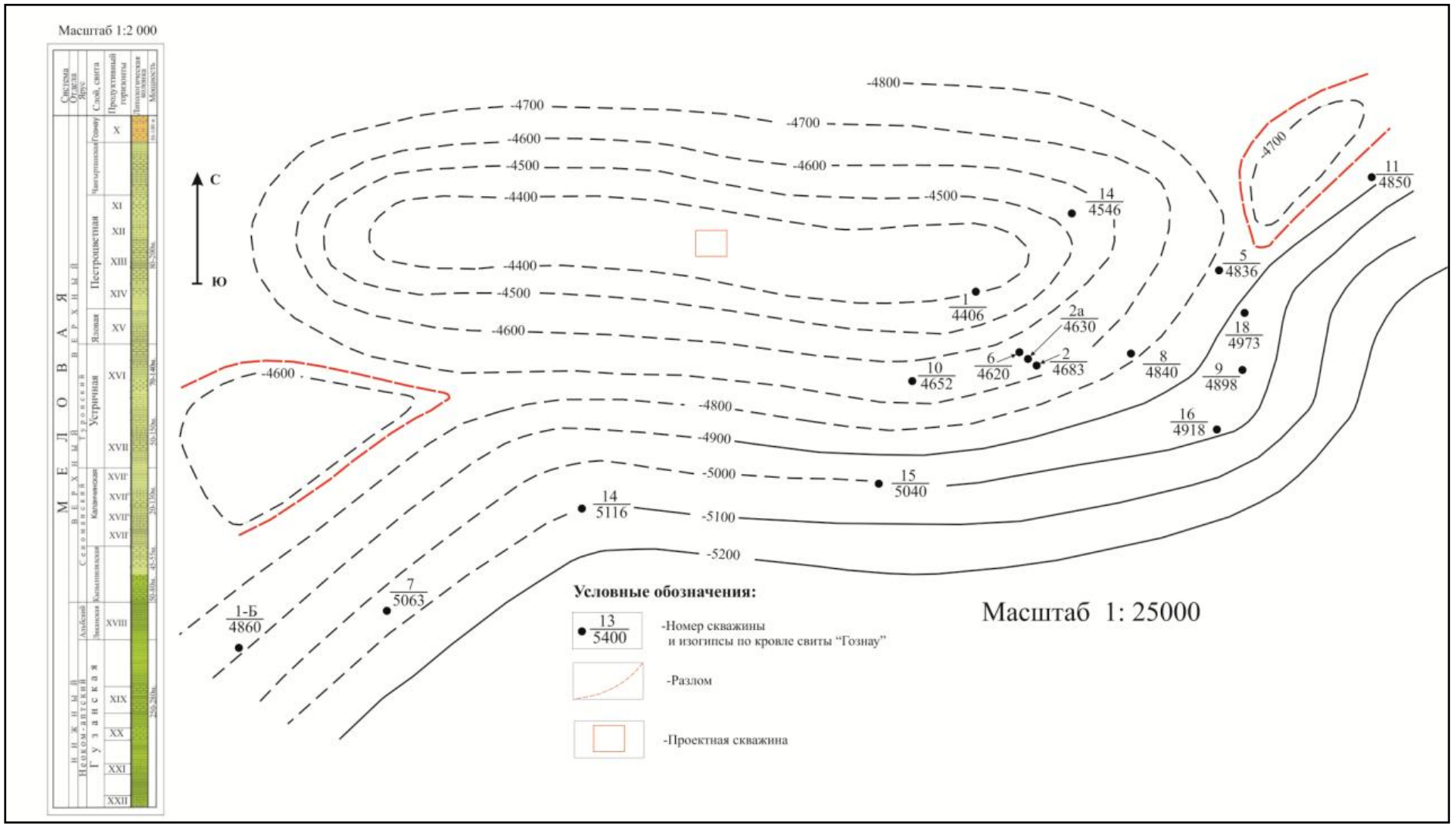


Рисунок 2.2.9. - Структурная карта по кровле свиты «ГОЗНАУ», площадь Махрам

(Составили Мавлони С.Р., Рахимов Ф.А. 2025 год)

Назрела необходимость изменения стратегии выполнения всех исследований, а также системы планирования и учета прироста запасов нефти и газа. Не следует забывать о том, что в пределах центральной части территории, включая район расположения антиклинальной структуры Махрам, под водами акватории Кайраккумского водохранилища, имеющей при нормальном подпорном уровне 513 км^2 площади, 55 км длину и 20 км максимальную ширину, остались «замурованными» в среднем более 20 возможно перспективных структур (по данным компании «Сомон Ойл»), благоприятных для ведения поисково-разведочных работ на нефть и газ. При максимальной глубине этого водного бассейна 25 метров (средняя глубина 8,1 м), можно предположить, что максимальная эффективность ГРР на основном направлении поисков и разведки месторождений нефти и газа в этом районе может быть достигнута при 40 % освоенности НПР по нефти и 56 % по газу.

Имеющиеся оценки ресурсов (по категории C_3 и Д) перспективных структур позволяют предполагать, что эффективность ГРР на данном участке увеличится по нефти на 50%, а по газу – около 70%. Другими словами, будет достигнут геологический предел разведанности ресурсов нефти и газа. Для поддержания приростов запасов потребуется увеличить объем бурения в этом наиболее перспективном районе на 50 %.

Кроме того, «высокая информативность геолого-геофизических методов будет способствовать целенаправленному и успешному проведению здесь поисков и разведки «морских месторождений нефти и газа» [84, с.220].

Это будет новое направление не только для Республики Таджикистан, но и для большинства центрально азиатских республик. Конечно, осуществление этого, на наш взгляд, интересного и экономически выгодного направления можно достичь только путем привлечения опытных в морском бурении инвесторов и соблюдением полных, всесторонних экологических аспектов окружающей среды.

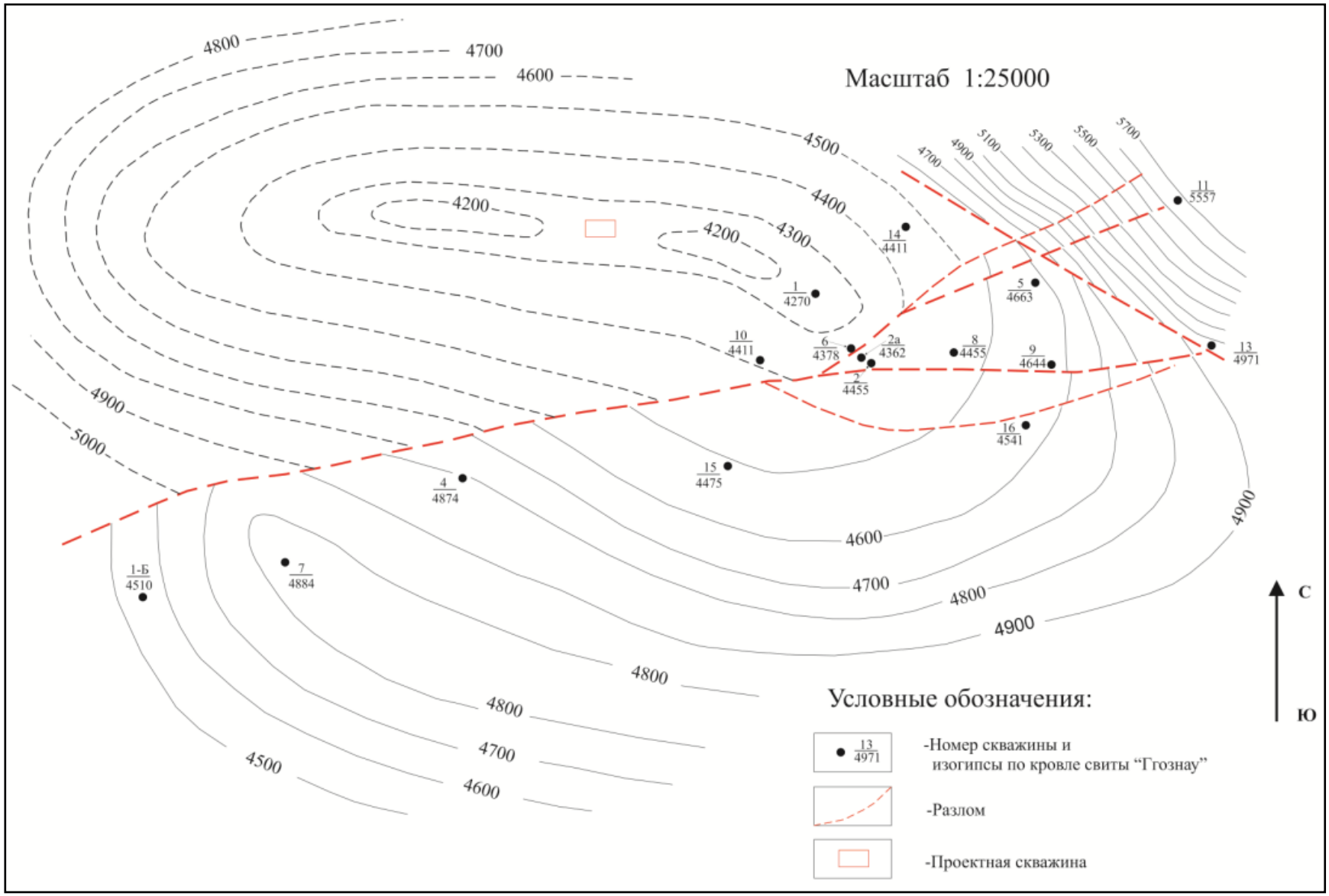


Рисунок 2.2.10. - Структурная карта по кровле II-го пласта (сумсар), площади Махрам

(Составили Мавлони С.Р., Рахимов Ф.А. 2025 год)

В пределах месторождения Махрам меловые отложения вскрыты в скважинах №№ 4 (5116-5150 м), 7 (5063-5080 м), 8 (4712-4750 м), 10 (4710-4800 м), 14 (4656-4805 м), 16 (4800-4810 м). К большому сожалению, из-за сложных условий проводки скважин, отсутствия соответствующих труб, многочисленных аварий, буровых растворов, химических реагентов меловая секция разреза в этих скважинах не была опробована (табл. № 2.2.3).

Для планирования уровней прироста запасов и объемов бурения на конкретную перспективу необходимо использовать соотношения между эффективностью бурения и степенью освоенности начальных потенциальных ресурсов. Подобное соотношение служит основанием для показания геологической эффективности поисково-разведочного бурения на начальном этапе освоения конкретного месторождения. Имеющиеся по этой территории оценки ресурсов (по категориям C_3 и Д) перспективных структур позволяют предполагать, что эффективность ГРР на данном этапе снизится по нефти в 5, а по газу – почти в 4 раза, освоенность НПР по нефти составит около 20, а по газу – около 40%, т. е. не будет достигнут геологический предел разведанности нефти и газа. Для поддержания в будущем приростов запасов потребуется не только увеличить объем бурения в этом наиболее перспективном районе на 50%, но и на серьезной, всесторонне подготовленной основе переходить к освоению меловых отложений, из которых в центральной (узбекской) части Ферганской впадины добывают значительное количество нефти и газа [9, 18].

На территории Западной Ферганы в настоящее время существует необходимость «валового» прироста запасов категории C_1, так как суммарные запасы УВ по меловым отложениям в пределах прогнозируемых перспективных районов недостаточно изучены и обоснованы. Поэтому представляется целесообразным разведку новых месторождений в Западной Фергане проводить минимальным количеством скважин (одна – три), информация по которым

Таблица 2.2.3. - Глубина залегания и мощности отложений и потенциально-продуктивных горизонтов

№ скв.	Альти-туда	Стратиграфическое расчленение									Номенклатура продуктивных горизонтов								
		неоген, четверт.	сумсар	исфара+ ханабад +риштан	туркес-тан	алай	сузак	бухара	«Гоз-нау»	верхний мел	II-сумсар	0"-is+hn +ts	IV-is+ hn+ts	V-тур-кестан	VI-тур-кестан	VII-алай	VII-алай	VIII-бухара	X-бухара
		глубина залегания мощность									глубина залегания мощность								
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*	*10*	*11*	*12*	*13*	*14*	*15*	*16*	*17*	*18*	*19*	*20*
1	354,3	0-4269 4269	4269-4329 60	4329-4385 56	4385-4439 54	4439-4470 31	-	-	-	-	4269-4278 9	4357-4361 4	4374-4385 11	4396-4404 8	4410-4435 25	4439-4460 21	-	-	-
2	356,2	0-4455 4455	4455-4465 10	-	-	-	-	-	-	-	4455-4465 10	-	-	-	-	-	-	-	-
2а	356,2	0-4367 4367	4367-4391 8	4391-4475 84	4475– 4526 51	-	-	-	-	-	4367-4375 8	4465-4475 10	-	4486-4492 6	4499-4526 27	-	-	-	-
4	353,3	0-4874 4874	4874-4895 21	4895-4979 84	4979–5022 43	5022-5067 45	5067-5075 8	5075-5116 47	5116-5122 6	5122-5150 28	4874-4880 6	4953-4965 12	4970-4979 9	4988-4993 5	4998-5017 19	5022-5048 26	5061-5067 6	5075-5088 13	5090-5092 2
5	357,5	0-4563 4563	4563-4621 58	4621-4668 47	4668 – 4717 49	4717-4736 19	4736-4762 26	4762-4802	-	-	4563-4572 9	4643-4747 4	4658-4668 10	4878-4684 6	4690-4710 20	4717-4736 19	-	4762-4765 3	4773-4790 17
6	363,4	0-4377 4377	4377-4424 47	4424-4464,4 40,4	-	-	-	-	-	-	4409-4413 11	4463,7-4464,4 31	-	-	-	-	-	-	-
7	352,6	0-4824 4824	4824-4850 26	4850-4927 77	4927 – 4967 40	4967-5012 45	5012-5019 7	5019-5063 44	5063-5080 17	-	4824-4832 8	4903-4913 10	4918-4927 9	4936-4940 4	4945-4962 17	4967-4987 20	5007-5012 5	5019-5030 11	5036-5042 4
8	356,9	0-4445 4445	4445-4472 27	4472-4558,5 86,5	4558,5– 460 48,5	4607-4657 50	4657-4664 7	4664-4712 48	4712-4719 7	4719-4750 31	4445-4454 9	4533-4545 12	4549-4558,5 9,5	4570-4576 6	4581-4602 21	4607-4629 22	4640-4657 17	4664-4684 20	4687-4704 17
9	356,0	0-4523 4523	4523-4542 19	4542-4628 86	4628 – 4678 50	4678-4727 49	4727-4736 9	4736-4800 64	-	-	4523-4531 8	4604-4616 12	4619-4628 19	4639-4644 5	4561-4672 21	4678-4699 21	4720-4727 7	4736-4750 14	4759-4768 9
10	353,6	0-4411 4411	4411-4440 29	4440-4545 105	4545– 4602 57	4602-4653 51	4653-4663 10	4663-4710 57	4710-4720 80	4720-4800 80	4411-4414 3	4534-4545 11	-	4559-4567 8	4572-4597 15	4602-4624 22	4645-4653 8	4663-4680 17	4685-4691,5 6,5
11	360,8	0-5557 5557	5557-5585 28	5585-5672 87	5672–5711 39	-	-	-	-	-	5557-5566 9	5642-5655 13	5658-5672 14	5684-5692 8	5696-5702 6	-	-	-	-
13	361,2	0-4971 4971	4971-5002 31	5002-5084 82	5084 –5133 49	5133-5175 42	5175-5184 9	5184-5240 56	-	-	4971-4981 10	5050-5053 9	-	5095-5100 5	5105-5128 23	5133-5156 23	5168-5175 7	5184-5190,5 6,5	5198-5223 25
14	360,0	0-4411 4411	4411-4431 20	4431-4513 82	4513– 4562 49	4562-4583 21	4583-4602 19	4602-4656 54	4656-4662 6	4662-4805 43	4411-4415 4	4504-4513 9	-	4524-4529 5	4536-4557 21	4562-4583 21	-	4602-4610 8	4619-4630 11
16	355,3	0-4541 4541	4541-4566 25	4566-4656 90	4656-4707 49	4704-4757 53	4757-4762 5	4762-4800 38	4800-4810 10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	340,7	0-4636 4636	4636-4664 28	4664-4743 79	4743-4782 9	4792-4838 46	4838-4843 5	4843-4855 12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	--

позволит оценить масштабы запасов этих месторождений и выбрать из их числа наиболее рентабельные для проведения полной разведки [117].

«При планировании ГРР в тех структурах, где не установлена целесообразность ведения поисково-разведочных работ, следует исходить из величины промышленных запасов, достаточных для создания сырьевой базы в объеме, позволяющем развивать нефтегазодобывающую промышленность в этом регионе. Также следует особое внимание уделить выявлению зон распространения неструктурных ловушек в западных районах территории, где, особенно по меловым отложениям, наблюдается выклинивание коллекторских горизонтов и появляются внутриформационные размывы и несогласия» [17, с. 310].

В этой связи «научные разработки важнейших критериев нефтегазоносности, предопределивших основные закономерности распространения природных резервуаров и ловушек в этих отложениях, позволят значительно повысить достоверность выявленных и подготовленных к поисковому бурению объектов и геологическую эффективность геологоразведочных работ в Западной Фергане» [45, с. 21].

2.3. Морфогенетическая характеристика антиклинальных складок южной структурно-тектонической зоны

Южная СТЗ (рис. 2.1.3), в плане соответствует зоне интенсивных дислокаций палеозойского фундамента. Южная граница зоны проходит по северному склону антиклинали Каратау, сложенной палеозойскими отложениями. Западная граница зоны условно протягивается в широтном направлении по южному крылу Кистакозской антиклинали. Северная граница зоны проводится по «Шорсинско-Раватскому взбросу» в восточной части района. Термин «Шорсинско-Раватский взброс» впервые был предложен в 1959 году О.А. Рыжковым [92]. В районе Ниязбекской структуры оба эти нарушения изгибаются к югу и непосредственно примыкают к палеозойскому массиву Каратау. В этом

отрезке ширина южной зоны не превышает 1,5-2,0 километров. К востоку ширина зоны увеличивается до 7-9 километров [111].

Глубина залегания кровли меловых отложений в пределах южной зоны колеблется в широких пределах – от 2300 до 3500 метров. Погружение идет на север, в сторону южных границ центральной зоны. Одновременно происходит плавное увеличение угла падения пород до $25\text{-}30^0$.

Здесь расположены главные месторождения углеводородов для Таджикистана, Кыргызстана и Узбекистана: Рават (Узбекистан), Нефтеабад, Айритан, Селроха, Канибадам, Северный Канибадам, Оби Шифо, Южный Каратау, Ниязбек, Северный Каракчикум, Маданият, Восточный Маданият (Таджикистан), Карагачи тамчи, Бешкент-Тогап (Кыргызстан).

Прежде чем остановится на характеристике некоторых перспективных структур этой СТЗ, следует указать на следующее обстоятельство. Палеозойский массив Каратау по отношению к Ферганской впадине не является обрамляющим. Между расположенным на юге Туркестанским хребтом и палеоподнятием Каратау располагается огромное пространство, которое заполнено мезо-кайнозойскими образованиями.

«Существует общепринятое мнение, что Каратауское палеоподнятие окаймлено как с юга, так и с севера широтно-расположенными разрывными нарушениями. Несмотря на это данный массив приподнят, формируя двухсторонний горст. При этом разрывные нарушения не являются сбросами, а скорее взбросы, плоскость нарушения которых ныряет под палеоподнятием, и пронизывают целый стратиграфический комплекс от неогена до палеозойских отложений. Подобное утверждение позволяет делать прогноз о том, что наблюдаемые по молодым неоген-четвертичным отложениям морфологически хорошо выраженные антиклинальные складки Костакоз и Тузлук на глубине по мел-палеогеновым отложениям будут представлять моноклиналь» [34, с. 27].

Ниже рассмотрим некоторые антиклинальные складки этой СТЗ, которые как морфологически, так и по продуктивности являются наиболее представительными.

Раватская антиклиналь имеет четкую выраженность, начиная с палеогеновых образований на глубине. С поверхности по неоген-четвертичным образованиям (преимущественно конгломераты) складка не вырисовывается. По морфогенетическим особенностям складке характерны широкий свод и пологие крылья. Осевая часть структуры имеет субширотное простирание. По кровле V пласта туркестанских слоев складка имеет следующие размеры: длина до 7 км, ширина до 1,5 км. Амплитуда складки на южном крыле составляет порядка 280-320 метров (рис. 2.2.11).

Расположенный на южном крыле Шорсино-Раватский взброс, имеющий по палеогеновым отложениям амплитуду смещения до 600-700 метров, к востоку в районе Шорсинской антиклинали увеличивается до 1500 метров. Этот разрывное нарушение проходит сквозь весь мезо-кайнозойский комплекс отложений [73].

При погружении в сторону центральной СТЗ происходит преобразование северного крыла в пологую моноклиналь. Ось складки в зоне расположения северного крыла подрезана Ниязбекским взбросом с амплитудой смещения слоев до 220 метров, которая уменьшается в западном направлении. Как северное, так и южное крылья складки имеют пологое падение порядка $8\text{-}10^0$. Ось складки имеет пологое погружение, как в западном, так и восточном направлениях под углом $5\text{-}6^0$.

В пределах антиклинальной складки Рават пробурено 16 скважин с общим метражом порядка 55490 метров. Средняя глубина скважины 3450-3550 метров Бурением вскрыты палеогеновые отложения и лишь одной скважиной № 8 вскрыты мезозойские отложения (забой 4170 м, мощность 239 м). При опробовании юрских отложений был получен приток пластовой воды с

незначительным количеством растворенного газа. По неизвестным данным меловые отложения не были подвергнуты опробованию.

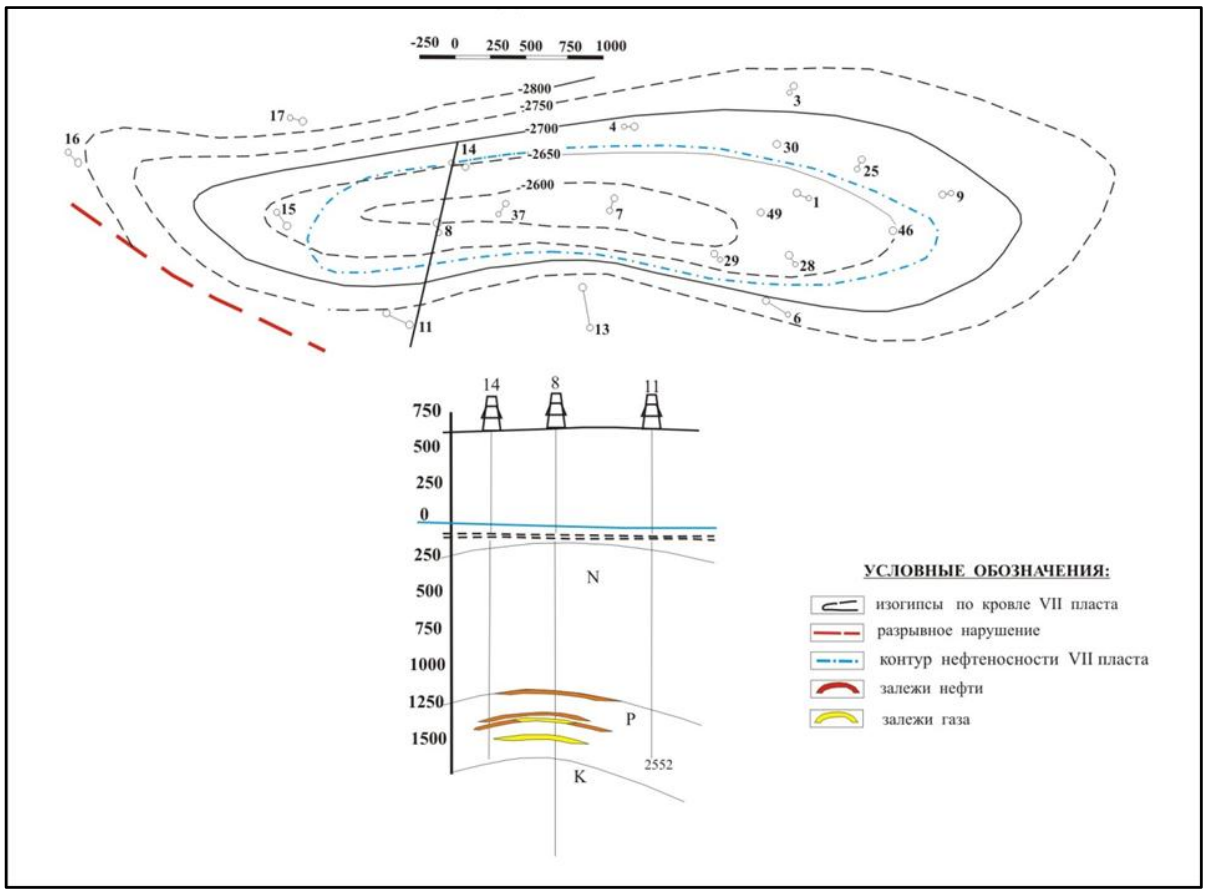


Рисунок 2.3.11. - Структурная карта Раватского месторождения по кровле V пласта (Составили Мавлони С.Р., Рахимов Ф.А. 2025 год)

Первенцем по обнаружению залежи углеводородов является скважина №1 с глубиной забоя 3489 метров. При опробовании II пласта сумсарских слоев был получен нефтяной фонтан с большим содержанием растворенного газа. С учетом вскрытия IX пласта бухарских слоев на глубине 3318–3337 метров, в пределах этой антиклинали, благодаря несложному тектоническому строению, прогнозируется вскрытие продуктивных меловых горизонтов на глубинах до 3600–3700 метров. Более благоприятные условия для вскрытия мела отмечаются на расположенной в 100 метрах к западу антиклинали Канибадам, где коллекторы палеогена и мела ожидаются на 200 метров выше (рис. 2.3.12).

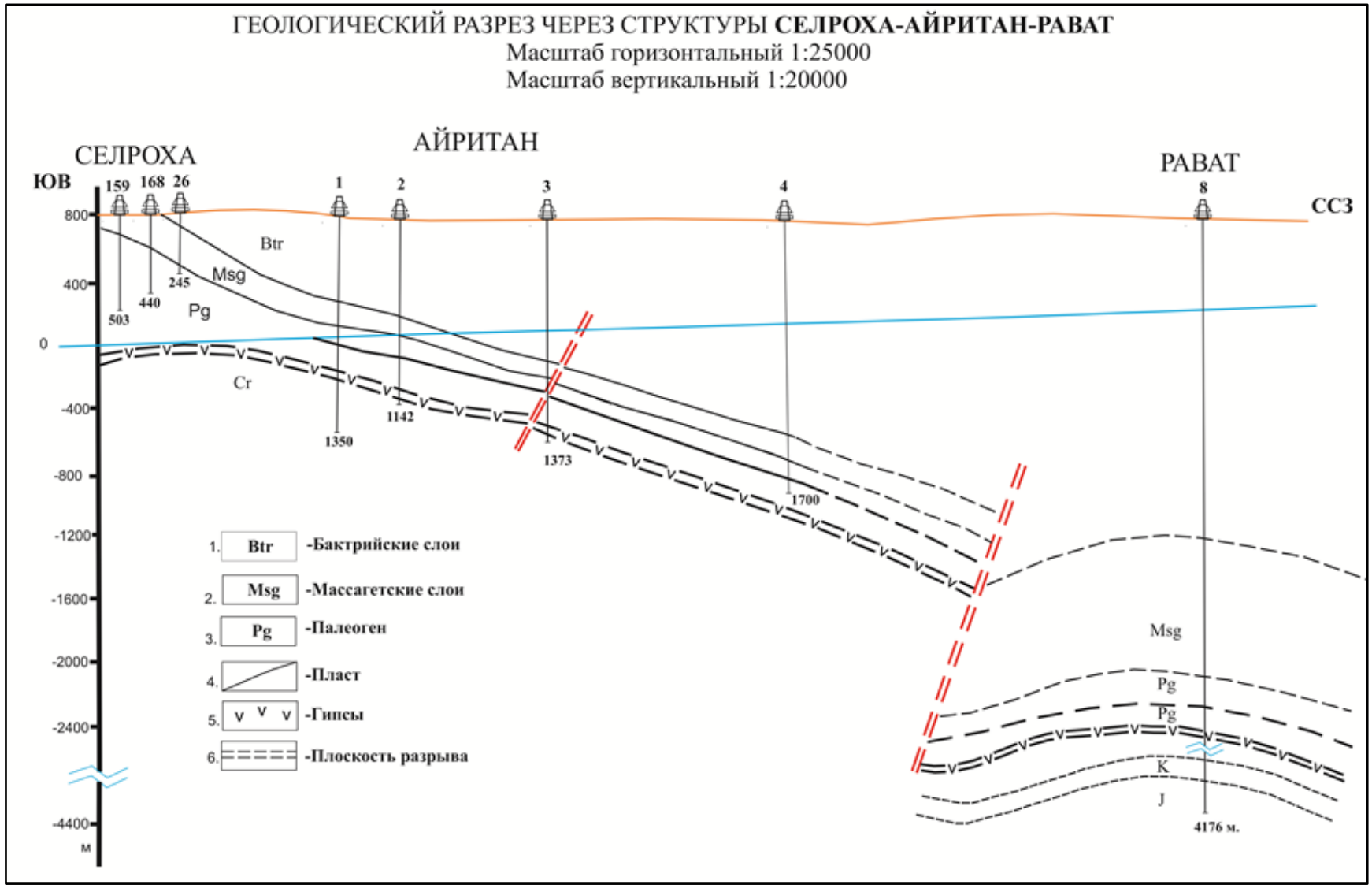


Рисунок 2.3.12. - Геологический разрез по линии структур Селроха, Айритан, Рават

(Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

Существует общепринятое мнение исследователей, что эти две структуры объединены едиными контурами нефтегазоносности по продуктивным коллекторским горизонтам. Мы склонны считать, что к этим двум складкам, возможно, приурочено одно единое, крупное многопластовое месторождение как по палеогеновым, так и меловым отложениям.

Антиклиналь Селроха (КИМ) - находится в непосредственной близости от антиклинали Нефтеабад. С поверхности складка сложена палеогеновыми образованиями, которые в крыльевых частях перекрываются неоген-четвертичными породами. Размер структуры по кровле палеогена составляет 10,5х2,5 км. Амплитуда складки по южному крылу доходит до 620 метров. Максимальная абсолютная отметка свода плюс 820 метров. Южное крыло крутое ($70\text{-}80^0$), северное пологое ($17\text{-}30^0$) [123]. В западной части свод складки размыт до основания палеогеновых отложений, в результате чего все коллекторские горизонты палеогена обнажены (рис. 2.3.13).

Разведка месторождения Селроха началась в 1908 году. В 1909 году скважина № 2 дала приток нефти с дебитом 8 тонн в сутки из VI пласта туркестанских слоев палеогена. Залежи нефти были обнаружены также во II, V, VI, VI-а и VII пластам палеогена.

Всего на месторождении пробурено 188 скважин глубиной от 240 до 750 метров, из них – 58 поисково-разведочных с общим метражом 20192 м и 130 эксплуатационных – 64466 м. Газовый фактор был не большой. За весь период использования месторождения было добыто около 6 млн кубометров.

С целью выяснения перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений была пробурена скважина № 180, которая при забое 758 метров вскрыла палеозойские отложения.

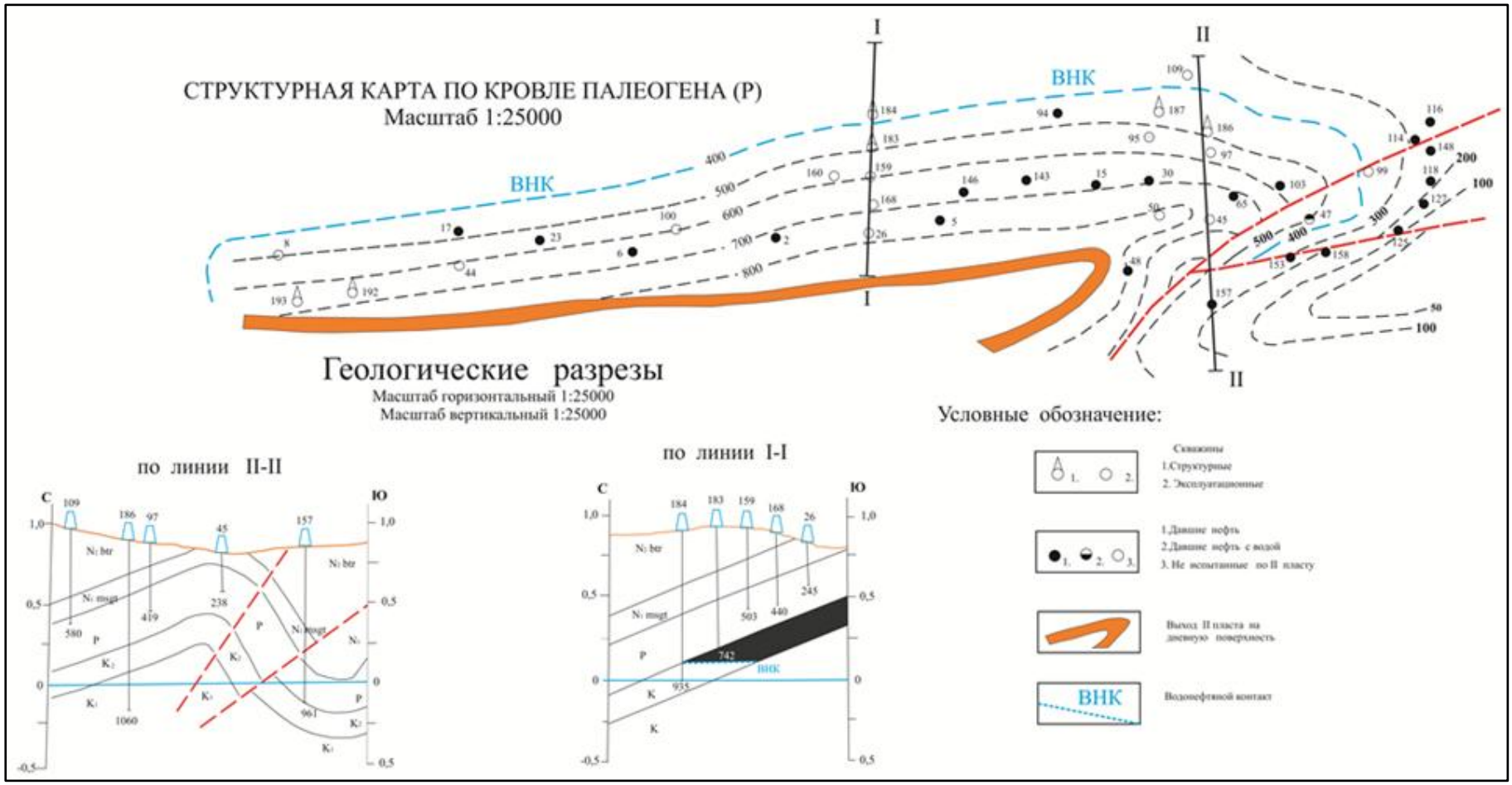


Рисунок 2.3.13.- Площадь Селроха (Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

Структурными скважинами, пробуренными на площади Селроха в 1986-87 гг., вскрывались, кроме палеогеновых, также и меловые отложения. При вскрытии меловых отложений (XIV коллекторский горизонт), в скважине № 184 при забое 850 метров в глинистом растворе отмечались обильные пленки нефти. По данным промыслово-геофизических исследований вышеуказанный пласт интерпретировался как продуктивный и рекомендовался к опробованию. К сожалению, при опробовании с помощью КИИ-146 именно XIV пласт выпал из поля зрения исполнителей. По нашему мнению, для выяснения природы нефтепроявления в меловых отложениях необходимо углубить структурную скважину № 26 с глубины 245 м, до глубины 500 м. Это позволит вскрыть пестроцветную свиту верхнего мела, содержащую четыре коллекторских горизонта: XI, XII, XIII, XIV. С этой целью нами было составлено ТЭО, которое приводится в главе 4, раздел 4.3.1. и 4.3.2.

Выводы по второй главе

1. Западная Фергана, несмотря на принадлежность к Ферганской впадине, обладает рядом собственных геолого-структурных особенностей, особенно по тектоническому строению. Наиболее ярко это выражено:

- в сужении и полном замыкании впадины в западном направлении в районе так называемых Худжандских ворот;
- в развитии мощной (до 1600 м), эвапоритовой толщи, представленной в основном солями и гипсами, преимущественно в пределах северной структурно-тектонической зоны (СТЗ).

2. С учетом морфологии поверхности палеозойского фундамента, особенностей геологического строения, состава осадочного чехла и наличия (или отсутствия) коллекторов, в пределах Западной Ферганы выделяются три самостоятельные структурно-тектонические зоны:

- Северная зона – характеризуется мощным развитием эвапоритов, нарушенных тектоникой и сложными условиями миграции флюидов.
- Центральная зона – представляет собой наиболее перспективную часть, где сочетаются структурные и литолого-стратиграфические ловушки.
- Южная зона – отличается повышенной складчатостью и глубоким залеганием потенциальных коллекторов.

3. По имеющимся геолого-геофизическим материалам, в пределах указанных зон выделены 22 антиклинальных структуры, обладающие признаками нефтегазоносности в пределах меловых отложений. Многие из них демонстрируют прямые и косвенные признаки наличия залежей углеводородов.

4. При планировании и реализации поисково-разведочных работ необходимо учитывать возможность присутствия в меловом разрезе ловушек не антиклинального типа — стратиграфических, литологических и тектонически экранированных. Такие ловушки, как правило, сложны для геофизического выявления, но обладают высоким потенциалом при благоприятных фациальных условиях.

5. Установленная фациальная разобщённость коллекторов, а также влияние тектонических и соленосных барьеров требуют дифференцированного подхода при оценке перспектив и выборе методик геологоразведочных работ в каждой из трёх зон.

6. По данным геолого-геофизических исследований и бурения многочисленных скважин, в пределах Западной Ферганы отмечается тенденция постепенного воздымания палеозойского палеоподнятия от центральных районов к западным. Эти данные, особенно данные по бурению скважин, позволяют прогнозировать наличие стратиграфически полноценных разрезов мела и юры во всех выделенных трех структурно-тектонических зонах. Эти разрезы коренным образом (по полноте, наличию коллекторских горизонтов и их флюидоупоров,

литологического состава, ёмкостных и фильтрационных свойств) отличаются от таковых центральных районов Ферганской впадины.

7. Увеличение наклона пластов от центральных районов Ферганской впадины в сторону Западной Ферганы создает благоприятные условия для латеральной миграции углеводородов, а в зонах развития регионального воздымания происходит постепенное уменьшение мощности осадочных образований и коллекторских горизонтов. В противовес этому отмечается увеличение градиентов давления. Наличие плотных глинистых флюидоупоров являются благоприятным фактором для формирования многопластовых залежей углеводородов.

8. На территории Западной Ферганы, особенно южной СТЗ, значительное распространение имеют продольные разрывные нарушения, к которым примыкают месторождения нефти и газа. Эти разрывные нарушения часто играли роль экрана и препятствуют перемещению нефти и газа, способствуя их аккумуляции в приразломных зонах. Именно поэтому следует комплексно изучить особенности генезиса и морфологию разломов.

Сегодня существует много способов качественного определения зон развития разломов, особенно по гравитационно-магнитным данным. По картам изоаномалий силы тяжести и изодинам геомагнитного поля Западной Ферганы легко выделить разломы в изучаемом районе. Как правило, это гравитационные и магнитные ступени, разделяющие глубоко расположенные гравитирующие и магнитные массы. Эти ступени и параллельные линейно вытянутые аномалии магнитного поля часто связаны с расколами фундамента и дислокациями осадочного чехла.

ГЛАВА 3. ФИЛЬТРАЦИОННО-ЁМКОСТНЫЕ ОСОБЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРСКИХ ГОРИЗОНТОВ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ФЕРГАНЫ И ФАЦИАЛЬНО-ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

Существует общепринятое утверждение, что образовавшиеся в континентальных пресноводных и солоновато-водных условиях промышленные скопления углеводородов в меловых отложениях Ферганской впадины являются вторичными. Перетекая по зонам нарушения пород, дробления и разуплотнения из нижележащих образований, углеводороды формировали залежи в верхних слоях осадочного чехла.

Исходя из этого, «первоочередной задачей при выявлении и подготовке локальных складок в меловом комплексе пород является выявление зон нарушения сплошности пород с помощью сейсмических исследований, по потере в их пределах синфазных сейсмических отражений в домеловом комплексе пород. В то же время они идентифицируются с положительными или отрицательными аномалиями силы тяжести, независимо от структурных форм в меловом комплексе» [108, с.72].

При обосновании перспектив нефтегазоносности меловых отложений Западной Ферганы автор применил дифференциальный подход, осуществленный с учетом геотектонического фактора, сведений об регионально нефтегазоносном комплексе и степени их изученности по данной территории. При суждениях о степени перспективности меловых отложений, как определенной антиклинальной структуры, так и территории в целом, был использован весь имеющийся материал по геолого-геофизическим данным включая данные по коллекторским свойствам, флюидоупорам и гидрогеологии.

Ниже, для обоснования прогноза нефтегазоносности меловых отложений Западной Ферганы и определения направления поисково-разведочных работ,

приводется результаты изучения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и перекрывающих их флюидоупоров, фациально-палеогеографические условия их образования, а также стратегия выполнения поисково-разведочных работ на современном этапе развития отрасли.

3.1. Особенности строения коллекторских горизонтов и флюидоупоров меловых отложений Западной Ферганы

Площадь перспективных на поиски залежей нефти и газа земель в Западной Фергане составляет 3,6 тысяч км^2. Здесь пробурены более 200 поисково-разведочных скважин, включая 25 параметрических глубиной от 1420 м. (Чилгазы) до 5500 м (Батыркурган). Из них только 6 скважин достигли палеозойского забоя – Дигмай, №1 (5351 м), Босумчук, №1 (1500 м), Северный Каракчикум, №1 (4210 м), Восточный Маданият, №1 (4037 м), Бенамоз, №1 (4401 м), Пахтакор, № 1 (2503 м).

Сегодня по прошествии более 20 лет, на фоне общего падения добычи и истощения запасов нефти и газа на территории Западно-Ферганской впадины, отсутствия подготовленных к поисковому бурению структур, покрытия центральной части изученной территории водами Кайраккумского моря, все большее внимание уделяется нижележащим меловым отложениям. Значимая мотивация исходила из того, что в соседней Республике Узбекистан на территории центральной и восточной Ферганской впадины в меловых отложениях обнаружены промышленные залежи нефти и газа.

«В центральных и юго-восточных районах Ферганы (узбекская часть) из меловых отложений нефть и газ получены на месторождениях Южный Аламышик (XVIII÷XXII горизонты), Бостон (XIX÷XX), Палванташ (XII÷XIV, XVIII), Хартум (XXII), Ходжаабад (XIX÷XXII), Ходжаосман (XVIII) - всего из 17- залежей нефти и газа. Суммарная добыча с начала эксплуатации из этих горизонтов колеблется от 1,5 тыс. тонн (XXII, Южный Аламышик), до 416,08 тыс. тонн (XVIII, Южный

Аламышик). Всего из этих горизонтов добыто 1,6 млн тонн нефти и 2,7 млрд $м^3$ газа» [112, с. 32].

В пределах таджикской части Ферганы на сегодняшний день ни на одной площади по меловым отложениям не подготовлена структура для опоискования меловых отложений. Обнаруженные в пределах структур Ниязбек-Северный Каракчикум, Дигмай непромышленные залежи газа из меловых отложений, хотя были хаотичными и непредвиденными, тем не менее, свидетельствуют об их продуктивности и в таджикской части территории. Подобная ситуация указывает на слабо обоснованную нефтегазогеологическую модель меловых отложений.

«В этой связи научные разработки важнейших критериев нефтегазоносности, предопределивших основные закономерности распространения природных резервуаров и ловушек в этих отложениях, позволят значительно повысить достоверность выявленных и подготовленных к поисковому бурению объектов и геологическую эффективность геологоразведочных работ в Западной Фергане» [22, с. 54].

В пределах Западной Ферганы меловые отложения обнажены в непосредственной близости от палеозойских горных сооружений. Наиболее представительный разрез меловых отложений для этого региона (хотя неполный, сингенетично-сокращенный) находится на правом берегу реки Исфара, между нефтепромыслом Нефтеабад и городом Исфара. Здесь меловые отложения с резким эрозионным размывом перекрывают юрские образования. Согласно стратиграфической схеме, меловые отложения здесь представлены следующими возрастными секциями разреза - свитами: нижний мел - гузанская (45,0 м), ляканская (63,0 м), кызылпиляльская (16,0 м), верхний мел - калачинская (15,0 м), экзогировая (17,0 м), яловачская (43,0 м), пестроцветная (50,0 м), чангырташская (11,0 м), гознау (31,0 м). Общая мощность меловых отложений составляет 281,1 м.

В качестве прототипа меловых отложений центральных районов Ферганской впадины нами был выбран разрез скважины № 1 структуры Кутарма,

расположенной в пределах Палванташ-Ханкызской зоны локальных поднятий на одной широте с месторождениями Ханкыз, Северный Сох и обнажением Нефтеабад. С учетом этих особенностей, для обоснования фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов мелового возраста Западной Ферганы, а также их нефтегазоносности, были использованы одновременно геологические данные по месторождениям Ханкыз и Северный Сох [51]. Так, в разрезе меловых отложений скважины № 1 площади Кутарма (мощность меловых отложений составляет 1211 м) выявлены 16 коллекторских горизонтов, которые стратиграфически охватывают следующие секции разреза: пестроцветная свита – XI (1062-1101 м), XII (1109-1163 м), XIII (1190-1221 м), XIV (1234-1254 м); яловачская свита – XV (1368-1392 м); устричная свита – XVI (1493-1542 м), XVII (1558-1609 м); калачинская свита – XVII-а (1648-1716 м), XVII-б (1730-1770 м), XVII в (1802-1844 м), XVII г (1868-1900 м); ляканская свита – XVIII (1926-1955 м); гузанская свита – XIX (2068-2094 м), XX (2146-2178 м), XXI (2181-2224 м), XXII (2226-2259 м). Из этих коллекторских горизонтов нефтегазоносность выявлена в объеме XIV, XIV-а, XV, XVII-а, б, в, г, XVIII коллекторов. Их фильтрационные свойства, геохимическая характеристика углеводородов в усредненном виде характеризуются следующим образом [87].

Коэффициент открытой пористости меняется от 0,16 (XVII-а) до 0,18 (XVII-г). Пластовое давление колеблется в пределах 252-255 атм. Коэффициент газонасыщенности находится в пределах от 0,61 (XVII г) до 0,74 (XVII в). Газы меловых отложений жирные, низко углекислые, низко азотные. Объемная доля компонентов в пластовом газе составляет (%): метан – 83,13-87,83; этан – 5,55-9,0; пропан – 0,49-2,39; изобутан – 0,04-0,45; углекислый газ – 0,08-1,18; азот – 1,22-5,54 %. Относительная плотность 0,686-0,691 г/см^3.

Объемная доля компонентов в растворенном газе составляет (%): метан – 20,5-51,30; этан – 11,0-24,3; пропан – 20,2-27,1; углекислый газ – 0,03-0,80; азот – 5,5-68,1; Относительная плотность 0,836-1,373 г/см^3.

Конденсаты характеризуются следующими показателями. Они среднетяжелые, низко сернистые. Плотность конденсатов находится в пределах 0,778-0,785 г/см^3. Содержание общей серы составляет 0,043-0,065 %. Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе в среднем составляет 72 г/м^3 (XVII-а, б, в, г) до 196 г/см^3 в юрских отложениях (XXXI-б). Коэффициенты его извлечения меняются в пределах от 0,57 (XXXI-б) до 0,84 (XVII-а, б, в, г) [108].

«Пластовые воды меловых отложений относятся к хлоркальциевому, хлормагниевому и гидрокарбонат натриевым типам с общей минерализацией до 30,22 г/л и удельным весом 1,007-1,019 г/см^3. Содержание (г/л) натрий-калия 2,4-25,0, кальция 0,08-24,2, магния 0,2-0,7, хлора 2,9-16,6» [90, с. 88].

В пределах Западной Ферганы меловые отложения вскрыты в скважинах на площадях Нефтеабад (скв. 60), Селроха (скв. 180), Айритан (скв. 8, 31), Рават (скв. 8, 41), Канибадам (скв. 24), Северный Канибадам (скв. 14), Восточный Маданият (скв. 1), Маданият (скв. 4), Ниязбек (скв. 10, 12, 16, 19, 20), Северный Каракчикум (скв. 1, 2, 3, 4). Во всех 15 скважинах, вскрывших меловые отложения, с отбором керна пройдено всего 355,7 м. Вынос керна составило 218,43 м (61,4%). Для коллекторских горизонтов процент выноса керна составил 62,7% (138,06 м). Керновый материал наиболее представителен для XV, XV-а, XVIII коллекторов. Совершенно неизученным остался керновый материал по XII и XIII пластам, если не брать во внимание один образец в скважине № 20 на площади Ниязбек. Необходимо отметить скользящий характер стратиграфических границ коллекторских горизонтов и их продуктивности. Например, в пределах нефтегазоконденсатного месторождения Северный Сох XVII-а, -б, -в, -г горизонты, которые являются продуктивными в пределах большинства структур, оказались пустыми. Или XIV, XV горизонты, которые являются газоносными в пределах месторождения Северный Сох, в расположенной по соседству структуре Ханкыз не имеют продукта. Подобное было обнаружено также в пределах

месторождения Махрам для палеогеновой секции разреза, где в противовес логике в сводовых частях структуры (скважина № 1), залежь отсутствовала, в то время как более пониженные участки (скважина № 2) были продуктивными. Возможно, подобное расположение залежи углеводородов контролировалось фациально-палеогеографическими и тектоническими условиями накопления пород-коллекторов. Дальнейшие изучения этих особенностей в пределах перспективных структур на территории Западной Ферганы помогут правильно координировать поисковые работы на предмет обнаружения залежей углеводородов.

В разрезе меловых отложений Западной Ферганы нами также обнаружены 16 коллекторских горизонтов, которые стратиграфически охватывают пестроцветную (XI, XII, XIII, XIV), яловачскую (XV, XVI, XVII), калачинскую (XVII-а, XVII-б, XVII-в, XVII-г), ляканскую (XVIII) и гузанскую (XIX-XXII) свиты. По мере продвижения от центральных районов Ферганы к западным, происходит сокращение мощности меловых отложений от 1961 м (скважина № 1П Алан) до нуля (скважина № 1 Кистакоз). Керновый материал по этим горизонтам изучен неравномерно. Наиболее полно освещены XV, XVIII пласты. Литологически они представлены в основном мелко- и среднезернистыми песчаниками с открытой пористостью от 9,0 до 26,48 % и проницаемостью от 32,1 до 614,9 мД.

«В результате опробования XVII пласта в скважине № 2 Северный Каракчикум был получен фонтан газоконденсата. Дебит конденсата 55 $м^3$/с, газа – 48 тыс. $м^3$/с» [75, с.168].

Анализ ранее проведенных работ по изучению коллекторских свойств меловых отложений Западной Ферганы показал ошибочность выделения этими авторами всего 8 коллекторских горизонтов. Подобная ошибка произошла от того, что авторы необоснованно объединяют несколько пористо-проницаемых горизонтов в один. Например, в скважине № 19 месторождения Ниязбек XII горизонт (4045,8-4048,4 м) объединяет в себе два пласта мелкозернистого

песчаника (0,8 м и 1,2 м), разделенного пластом глины мощностью 0,6 м. Фактически здесь мы имеем два коллекторских горизонта, разделенных глинистым флюидоупором. Также в скважине № 12 месторождения Ниязбек в объеме калачинской свиты (4201-4221 м) выделен один коллекторский горизонт, который имеет следующее строение: в кровле 4 метровая аргиллитоподобная глина перекрывает 1,5 - метровый горизонт мелкозернистого песчаника. Далее залегает глина (3,5 м), которая перекрывает двухметровый пласт мелкозернистого песчаника. Затем наблюдаем алевритистые глины (2,8 м), которые перекрывают 3,5 - метровый пласт мелкозернистого песчаника. То есть в этом стратиграфическом диапазоне по данным керна и геофизики с уверенностью можно выделить три (а не один) коллекторских горизонта, которые отчетливо перекрываются флюидоупорами. Подобная картина наблюдается также в объеме яловачской свиты.

Более того, в разрезе XVIII горизонта в скважине № 16 месторождения Ниязбек (4086-4089,5 м) одни и те же гравелиты на половину мощности играют роль флюидоупора (?) а другая половина (4089,5-4097 м) является коллектором (рис. 3.1.1).

Очевидно, что подобный беспринципный подход в разделении коллекторов может привести (и наверняка привёл) к ошибочному выбору объектов для опробования. Немаловажным является также то, что в центральной СТЗ Западной Ферганы погружение меловых отложений на большие глубины может создать условия для значительного превышения пластовых давлений по сравнению с гидростатическими. В результате происходит выдавливание углеводородов из нижележащих юрских пород в меловые и палеогеновые отложения южных бортовых районов. Этим объясняется нахождение большинство месторождений нефти и газа в южных бортовых зонах.

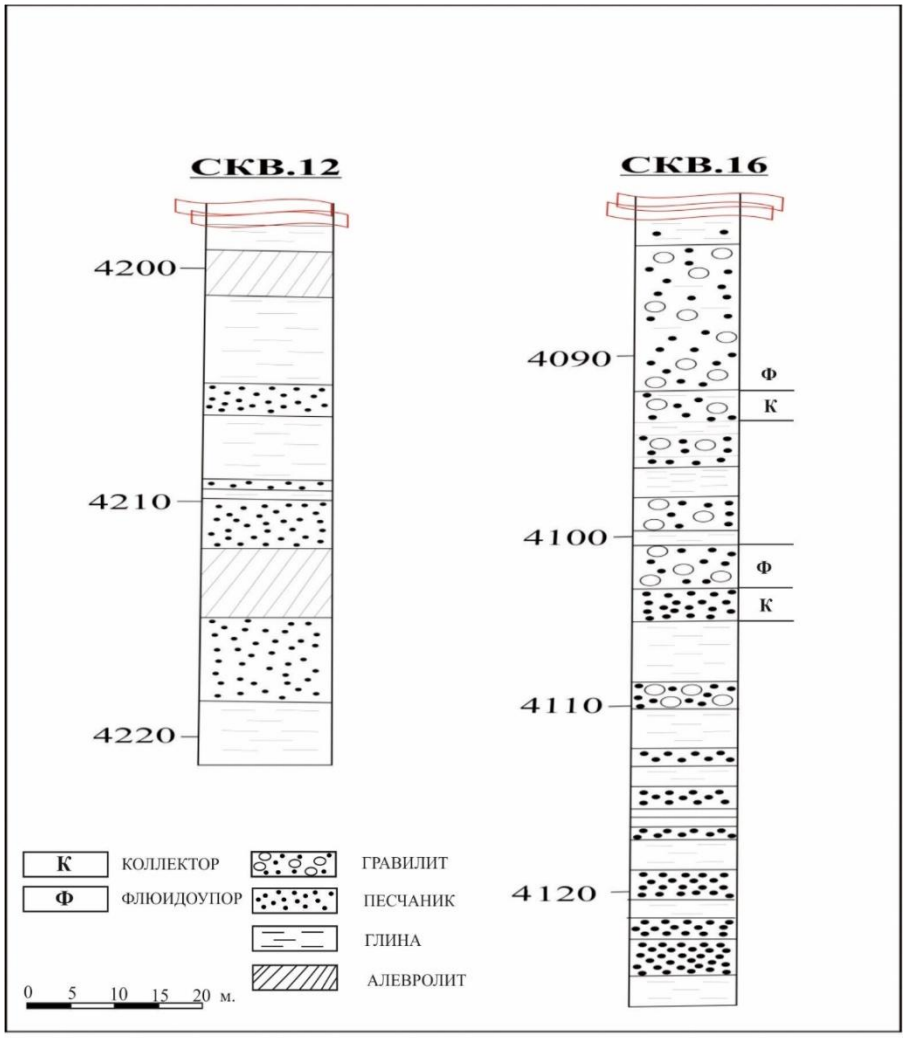


Рисунок 3.1.1. - Строение коллекторских горизонтов (Месторождение Ниязбек) (Составил: Рахимов Р.Ф., 2025 год)

Дальнейшие шаги в изучении коллекторов мелового возраста Западной Ферганы должны осуществляться на детальном их расчленении в новых глубоких скважинах с правильным отбором керна и комплексного использования стратиграфических и геофизических исследований для определения литологии и их возраста [26].

При обобщении физико-минералогических особенностей глинистых пород Западной Ферганы, являющимися главными флюидоупорами, помимо своих исследований, автор также использовал исследования, проведенные, как по Западной Фергане, так и по Юго-Западному Таджикистану, так как доминирует

мнения, что в мел-палеогеновое время эти территории представляли одно целое. Были использованы данные, полученные в результате изучения минералогического состава, плотности, общей и открытой пористости глинистых пород, а также их связь с постседиментационными процессами.

«В строении меловых отложений Западной Ферганы глинистые породы составляют примерно 30-45% мощности разрезов. В большинстве случаев они образуют обособленные слои и пачки среди песчано-алевролитовых и карбонатных пород. Тем не менее, встречаются также отдельные слои мощностью до 40-50 м, редко до 150 м. В сторону горных районов, обрамляющих впадину, их мощность уменьшаются. Одновременно происходит увеличение роли алевролитов и песчаного материала в их составе. Примеси алевролитового материала нередко доходят до 35-40%. Высокая карбонатность является еще одной характерной чертой этих пород, составляя порой до 30%» [25, с. 61].

Несмотря на значительный процент глинистых отложений в строении меловых отложений Западной Ферганы, их минералогический состав до сегодняшнего дня практически не изучен (рис. 3.1.2).

Изучение минералогического состава глин (фракция менее 0,001 мм), с применением иммерсионного, термического, химического, рентгеноструктурного и электронно-микроскопического анализов было осуществлено, как в лаборатории физики пласта ИГИРНИГМ (г. Ташкент), так и в соответствующих лабораториях Института химии НАН РТ. В неоком-аптских глинах, которые имеют лагунно-континентальные фациальные особенности, в качестве главных и постоянно присутствующих глинистых минералов были определены гидрослюда, хлорит и монтмориллонит. Альбские отложения, которые образовались преимущественно в морских условиях осадконакопления, помимо перечисленных глинистых минералов, также содержат каолинит и смешанно-слойные отложения хлорит-вермикулитового состава.

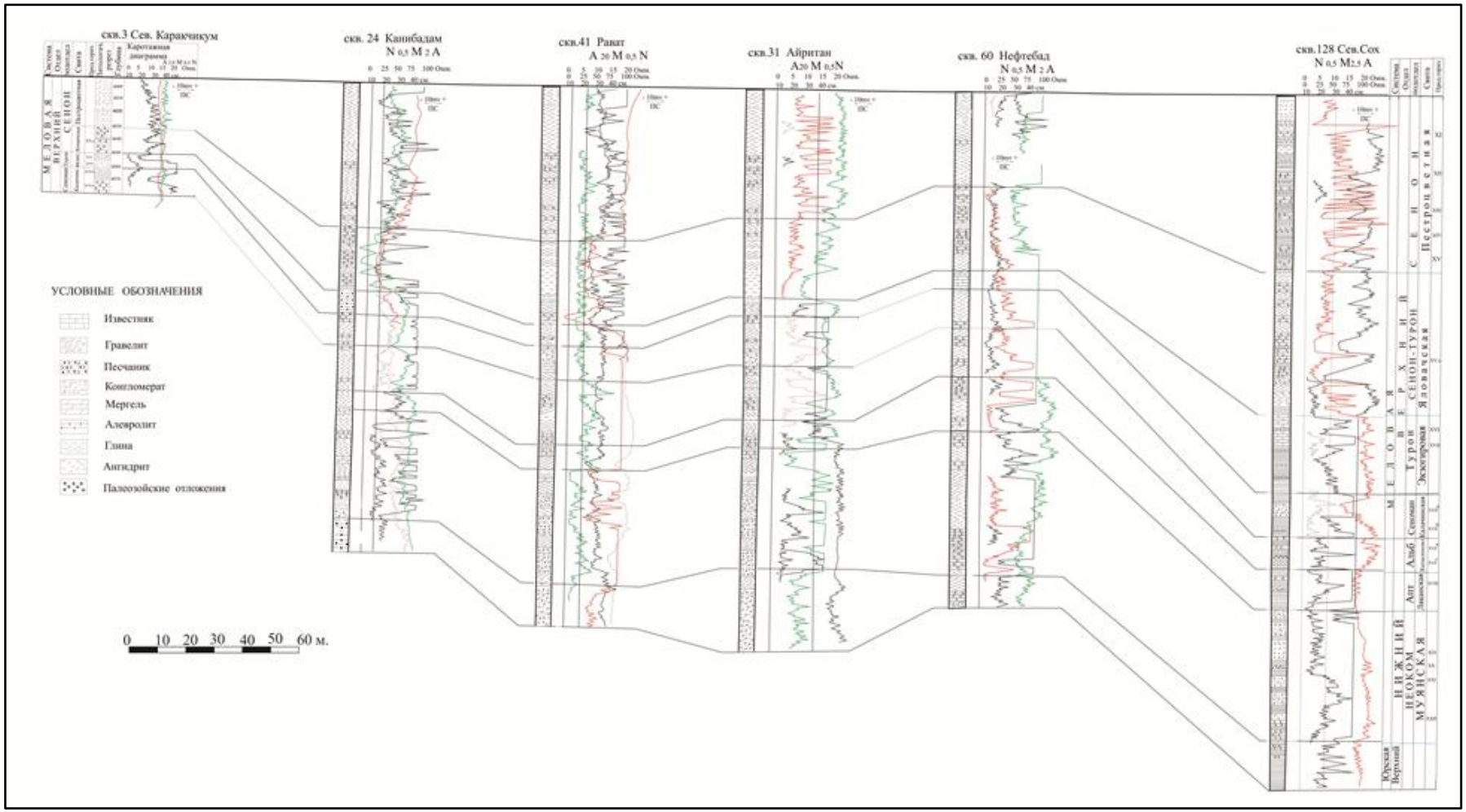


Рисунок 3.1.2. - Схема сопоставления разрезов меловых отложений Западной части Ферганской впадины (Составили Мавлони С.Р., Рахимов Р.Ф., 2023 год)

Дифференциальные термические кривые (фракция $< 0{,}001$ мм), неоком-аптских и альб-сеноманских глин приведены на рисунках 3.1.3 и 3.1.4.

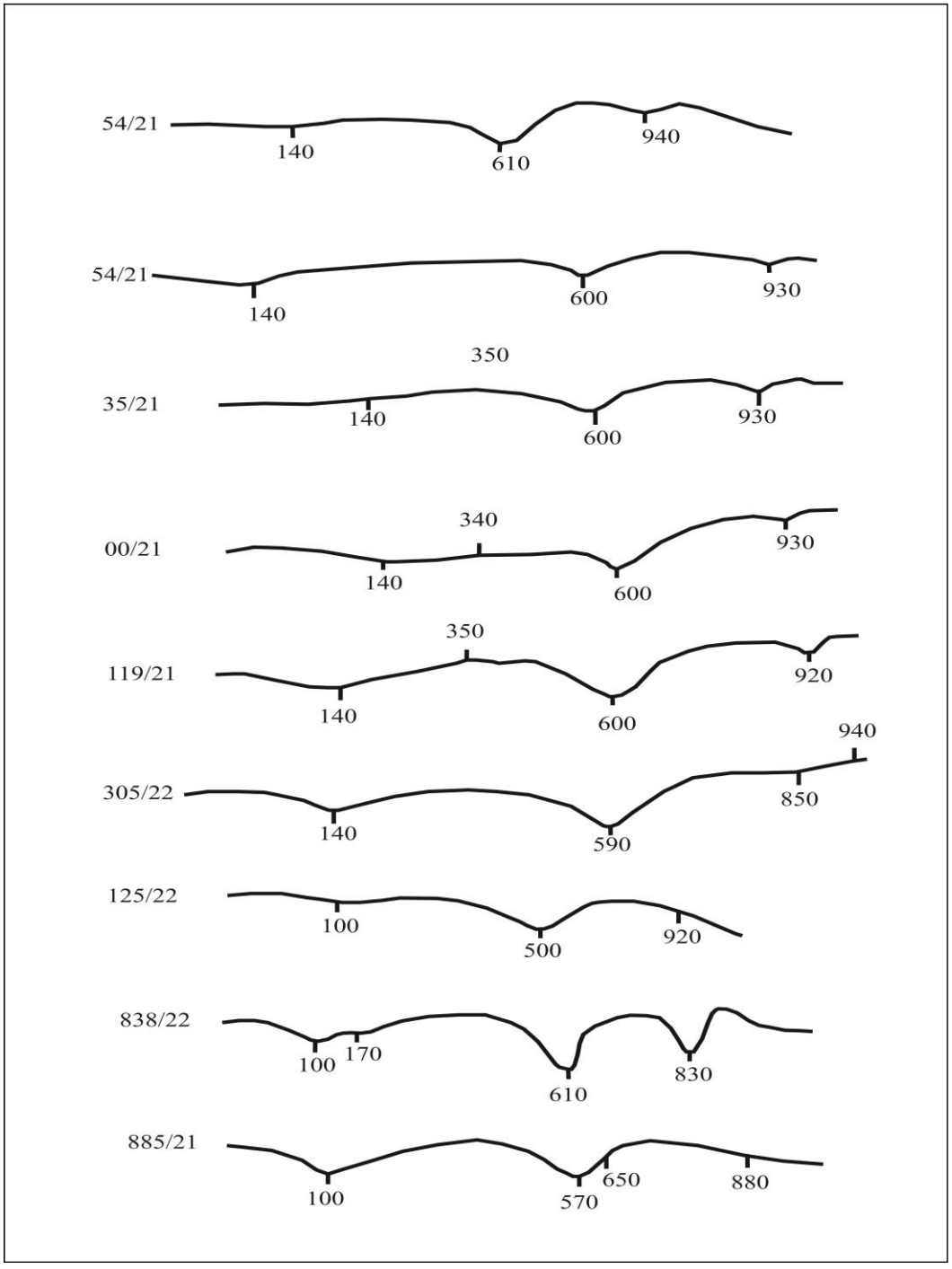


Рисунок 3.1.3. - Дифференциальные термические кривые (фракция 0,001 мм) неоком-аптских глин (по оси X - температура, ^{o}C; по оси Y- ΔT, усл.ед / год отбора образов), (Составил Рахимов Ф.А., 2021 год)

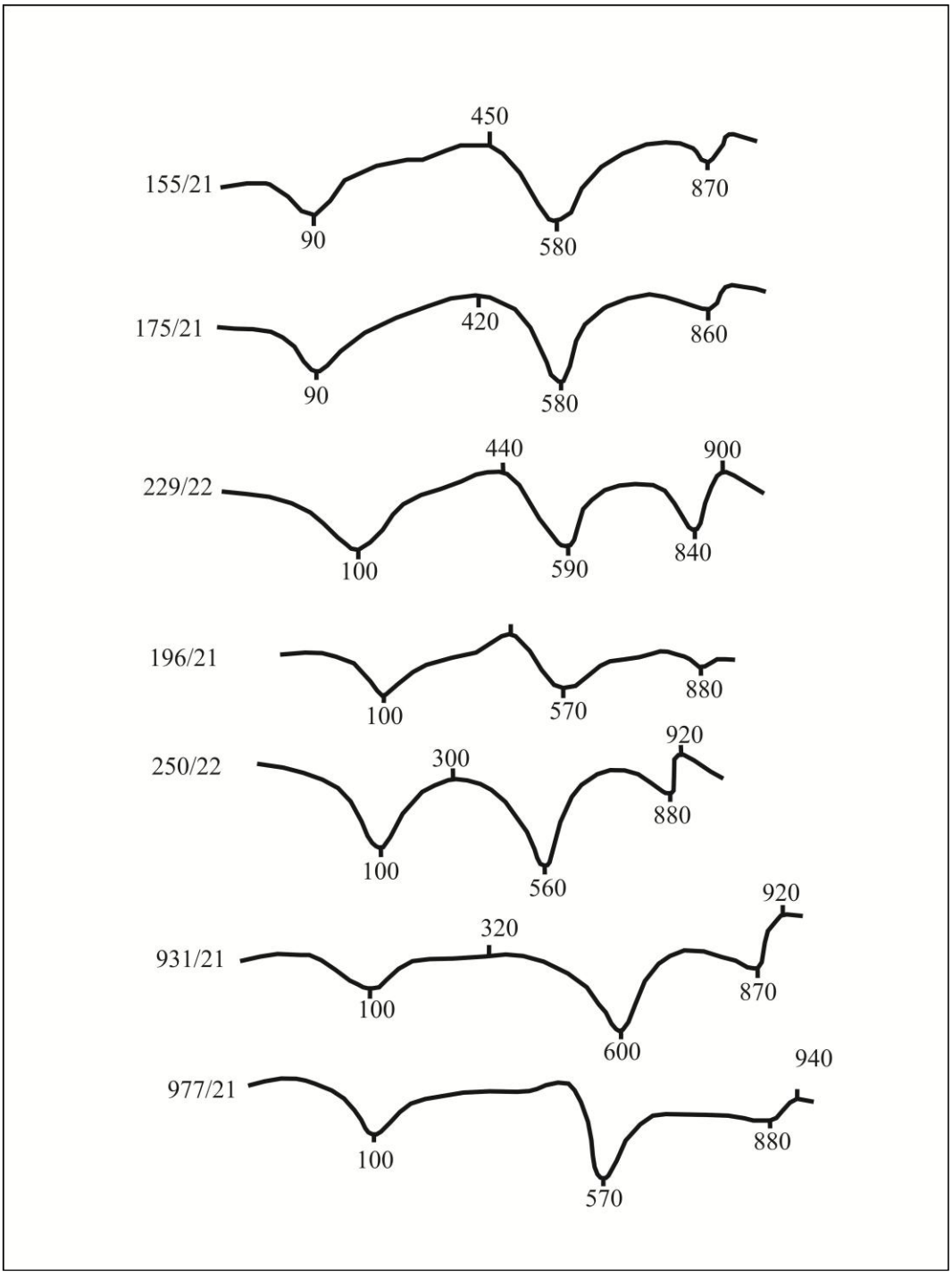


Рисунок 3.1.4. - Дифференциальные термические кривые (фракция 0,001 мм), альб-сеноманских глин (по оси X - температура, ^{o}C; по оси Y-ΔT, усл.ед / год отбора образов), (Составил Рахимов Ф.А., 2025 год)

Плотность глин изменяется в целом по территории Западной Ферганы от 2,3 до 2,5 г/см^3. Отступлением являются разрезы, расположенные в пределах

центральной СТЗ: Махрам, Рават и Канибадам, где плотность глин превышает 2,6 г/см^3. Общая пористость колеблется в пределах от 0,12 (Дигмай, Кызылджар) до 12,67% (Махрам, Оби Шифо). Среди перечисленных минералогических разностей наиболее благоприятными флюидоупорными качествами обладают смешанно-слойные гидрослюдисто-монтмориллонитовые и монтмориллонитовые глины.

Анализ распределения минералов глин и мощности пород флюидоупоров показывают, что они на территории Западной Ферганы имеют благоприятные качества для сохранения залежей нефти и газа [65]. Наиболее перспективными районами в этом аспекте являются разрезы, расположенные в пределах центральной и южной СТЗ.

3.2. Фациально-палеогеографические особенности образования меловых отложений Западной Ферганы

Фациально-палеогеографические исследования представляют собой одно из важнейших направлений в нефтегазовой геологии, особенно на ранних стадиях геологоразведочного процесса. Их значение многократно возрастает в условиях сложного геологического строения, характерного для таких межгорных впадин, как Западная Фергана. Проведенные в рамках данной диссертации исследования показали, что именно комплексный анализ фациальных характеристик пород и реконструкция палеогеографических условий осадконакопления служат основой для обоснования перспектив нефтегазоносности региона, прогноза зон развития коллекторов и флюидоупоров, а также выявления ловушек углеводородов различных типов.

«Особую значимость имеет выявление фациальных зон, обладающих благоприятными литологическими и фильтрационно-емкостными характеристиками, на ранних этапах поисковых работ, особенно в районах, ранее считавшихся малоперспективными. В условиях истощения запасов в палеогеновом комплексе и ограниченности современных поисков, переход к

детальному изучению меловых отложений требует глубокого понимания фациальной изменчивости пород и истории развития палеобассейнов» [3-А].

«В условиях Западной Ферганы меловые терригенно-карбонатные отложения обладают значительным фациальным разнообразием: от грубообломочных песчано-гравелитовых фаций, обладающих хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, до мелкозернистых глин и мергелей, выступающих в роли надежных флюидоупоров. Изучение распределения и взаиморасположения этих фаций позволило установить генезис меловых отложений и выделить три седиментационных цикла, каждый из которых отражает определенный этап в образовании изученных отложений. Каждый седиментационный цикл отражает определенный этап в образовании меловых отложений» [110, с. 22].

Для каждого цикла составлены палеогеографические карты, на которых показаны эволюция палеоландшафтов в пространстве и во времени в течение мелового периода, в пределах Западной Ферганы.

Началу формирования меловой секции разреза не только на территории исследуемого региона, но и на огромных пространствах Центральной Азии предшествовал длительный континентальный режим, в результате чего происходило физическое и химическое выветривание пород с образованием кор выветривания, средне-позднетриасового возраста.

«Продукты переработки кор выветривания в настоящее время развиты не повсеместно, что объясняется как характером домелового рельефа, так и последующими условиями осадконакопления. Генетически эти отложения связаны с делювиально-пролювиальными образованиями, в том числе с озерными осадками пролювиального шлейфа. Они сохранились в основном на склонах возвышенностей домелового рельефа, поскольку понижения последнего в связи с началом мелового осадконакопления явились ареной активной деятельности палеорек» [32, с. 91].

Домеловой рельеф оказывал существенное влияние на развитие мелового палеоландшафта и на накопление осадков, особенно в начальное время. Особенности рельефа в значительной мере зависели от характера строения и состава пород тектонически разнородных элементов Туркестано-Алайской горной системы на юге и сильно расчлененной эпиплатформенной орогенической области Тянь-Шаня на севере. В соответствии с этим в пределах изученного региона выделяется два основных типа рельефа – эрозионный и аккумулятивный [16, 31, 71].

Среди эрозионного рельефа выделяются различные по размеру и степени дислоцированности области поднятий, существовавших на месте современных Курамино-Чаткальских и Каратауских хребтов, которые подвергались постоянному разрушению. Эти палеоподнятия представляли собой крупные возвышенности высотой до 300-500 м изрезанные речной сетью. Они явились основным поставщиком терригенного материала для меловой толщи.

От Палеотяньшаня на севере в южном направлении отходили его отроги в виде палеовозвышенностей Джаркамар, Карамазар, Самгар, Рухак, Бенамоз. Несколько южнее и юго-западнее располагались Шурабская, Нефтеабадская, Чилгазинская, Карчиганская, Кучкакская палеовозвышенности, которые поставляли дополнительное количество обломочного материала. Не исключено, что южные возвышенности могли быть отрогом Каратауского хребта.

Северные возвышенности были относительно высокими и просуществовали продолжительное время (до кызылпиляльского времени). Исключение составляют южные палеовозвышенности, на которых разрез начинается с низов нижнемеловых отложений. Между отрогами и остальными домеловыми возвышенностями в южном и юго-западном направлении простирались долины многих палеорек, в том числе Пра-Шураб, Пра-Адрасман, Пра-Кучкак, Пра-Андарсай, Пра-Дигмай и др.

Южнее этих возвышенностей, т. е. на площади современной таджикской части Ферганской впадины, был развит преимущественно аккумулятивный рельеф. В этом же направлении происходил постепенный переход межгорных и предгорных долин в систему широких и, очевидно, плоских аллювиальных, аллювиально-озерных равнин, на которых в разных фациальных условиях накапливался в большом количестве разнородный, в основном терригенный материал, сносимый с возвышенностей домелового рельефа. Еще далее на юго-восток располагался ландшафт морского бассейна, где в прибрежных частях накапливался терригенный и глинистый материал, а в более удаленных от побережья - карбонатный материал [33]. Морской бассейн во времени направленно и периодически все дальше и дальше, в общем, с востока на запад, трансгрессировал, смещая в этом направлении аккумулятивные ландшафты.

«Подобный характер развития ландшафтов привел к тому, что нижне- и верхнемеловые отложения данного региона имеют в целом трансгрессивный разрез и являются нижней и верхней частями мелового цикла осадконакопления» [28, с. 99]. По характеру своего строения нижне- и верхнемеловая часть разреза подразделяется на три седиментационных цикла, краткая фациально-палеогеографическая характеристика которых приводится ниже.

Первый седиментационный цикл (гузанская, ляканская, кызылпиляльская свиты). В период формирования осадков данного седиментационного цикла, который охватывает нижнемеловой период развития территории (рис. 3.2.5), Западная Фергана представляла собой область седиментации, где главной особенностью северных палеоландшафтов был ряд долин. Современные срезы позволяют проследить их только в поперечном сечении, поэтому протяженность долин неизвестна. Предположительно, к югу, к центральной структурно-тектонической зоне, их размер увеличивался. На большей части территории, разделенной выступами палеозойского фундамента, фациально-палеогеографическая обстановка препятствовала осадконакоплению.

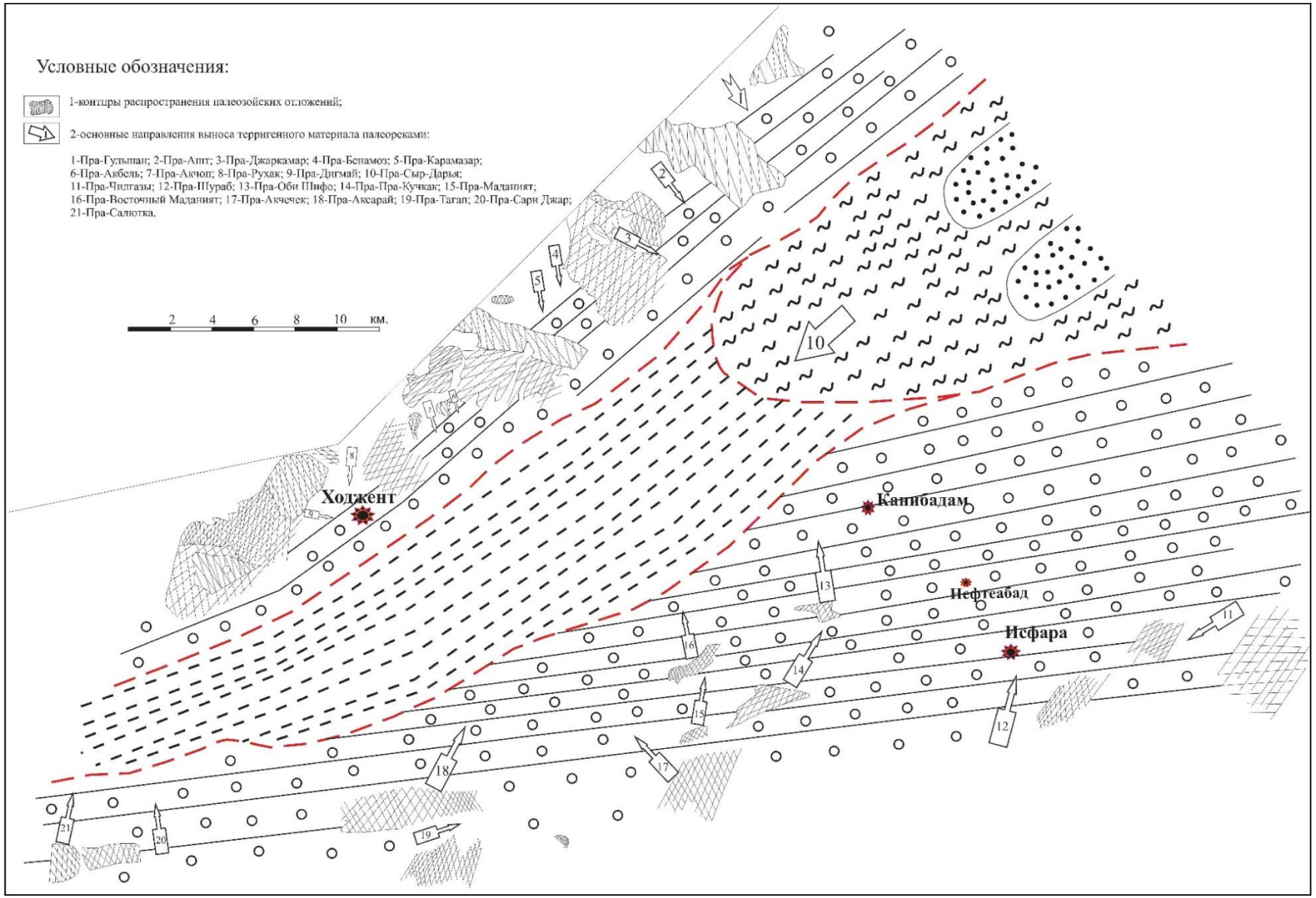


Рисунок 3.2.5. - Схематическая палеогеографическая карта времени накопления осадков первого мезоцикла (нижний мел). (условные обозначения палеоландшафтов см. на рис. 3.2.10) (Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

На крайнем северо-востоке региона располагались горная долина р.р. Пра-Ашт и Пра-Гульшан, в русле которых происходило накопление плохо отсортированных, почти лишенных слоистых текстур, разногалечных конгломератов и разнозернистых гравелитов (рис. 3.2.6).

Микрофотографический анализ шлифов меловых пород был выполнен в лаборатории Khalifa University (Абу−Даби, ОАЭ), с использованием петрографического (поляризационного) микроскопа. Полученные изображения в проходящем свете (PPL), общее увеличение ×100 (объектив ×10, окуляр ×10) и при скрещённых николях (XPL) позволили детально изучить текстурные и структурные особенности пород, выявить степень окатанности и сортировки обломочного материала, а также характер порового пространства и цементации.

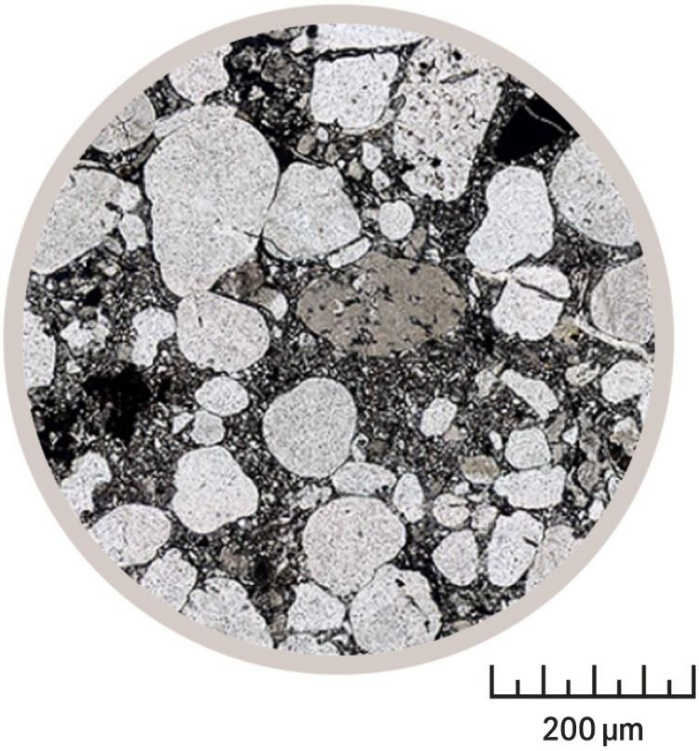


Рисунок 3.2.6. - Микрофотография гравелита (Порода представлена слабо окатанными зернами кварца и полевых шпатов в тонкодисперсной матрице. Характерна плохая сортировка и обломочный матрикс, частично выполняющий поровое пространство). (снимок получен Рахимовым Х.А., сотрудник лаборатории Khalifa University, в 2025 году, петрографическое описание и интерпретация автора)

Вдоль древних палеоподнятий формировались делювиально-пролювиальные отложения; их было, вероятно, значительно больше, чем это показано на карте. Участки, примыкающие к южным и юго-восточным частям долины р. Пра-Ашт, характеризовались развитием ландшафтов озерных и пойменно-озерных водоемов. Они располагались в основном вдоль северной СТЗ; не исключено, что они могут быть обнаружены и южнее. Осадки этих водоемов представлены относительно плохо отсортированными песчано-алевритовыми породами, обогащенными обломками гравийных зерен (рис. 3.2.7).

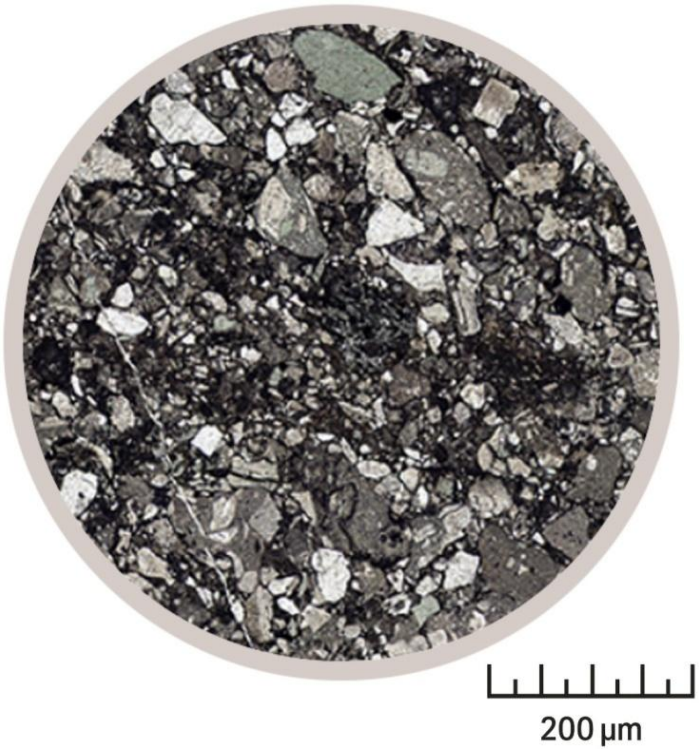


Рисунок 3.2.7. - Микрофотография алевролита. (Порода сложена преимущественно мелкообломочными частицами кварца и полевых шпатов с незначительными обломками слюды и хлорита. Матрикс тёмно-серый, плотный, слабо пористый. Характерна мелкая фракция обломков и высокая плотность упаковки зерен),
(снимок получен Рахимовым Х.А., сотрудник лаборатории Khalifa University, в 2025 году, петрографическое описание и интерпретация автора)

Среди них встречаются также линзообразные прослои разнозернистых песчаников (рис. 3.2.8). Характеристика осадков озерных водоемов, а также их приуроченность к определенным палеоландшафтным зонам указывают на то, что их формирование происходило в периферических частях делювиально-пролювиальных шлейфов Гульшан-Аштской палеовозвышенности. Непосредственно на северном склоне этой палеовозвышенности накопления осадков первого седиментационного цикла не происходило.



Рисунок 3.2.8. - Микрофотография песчаника. (Порода сложена преимущественно обломками кварца и полевых шпатов с редкими фрагментами темноцветных минералов. Межзерновое пространство частично выполнено тонкодисперсным матриксом и цементом, наблюдаются поры неправильной формы. Характерна средняя сортировка обломочного материала).
(снимок получен Рахимовым Х.А., сотрудник лаборатории Khalifa University, в 2025 году, петрографическое описание и интерпретация автора)

Далее на запад, между Ходжентским выступом палеозойского фундамента и Пахтакор-Сарыджарской возвышенностью, на юге располагалась долина р. Пра-

Сыр-Дарья. В нижнемеловое время данная долина имела субширотное направление, имеющая расширяющийся выход на запад в сторону Ходжентских ворот. Река Пра-Сыр-Дарья была горной, а ее долина имела асимметричное строение с относительно крутым северным и пологим южным склонами. По правобережью этой реки располагался пойменно-озерный ландшафт.

В юго-восточной части региона между Нефтеабад-Чилгазинскими палеовозвышенностями располагалась долина реки Пра-Шураб, простирающаяся в субмеридиональном направлении с юго на северо-восток. Она прослеживается на значительном отрезке своего течения и характеризуется неоднородным строением. В своем верховье, в районе расположения разрезов Шураб, Нефтеабад она имела горный характер, а вниз по течению, уже в районе Айритан, Рават, приобретала черты равнинно-горной реки. В этом же направлении происходит и уменьшение размера обломочного материала. К северу, ближе к центральной СТЗ (Рават, скв. № 8, Канибадам, скв. № 24) широким развитием пользуются пойменные отложения, представленные мелкопесчаными осадками прирусловой части поймы**.**

В центральные и юго-западные части региона в р. Пра-Сыр-Дарья как с севера, так и с юга впадали притоки Пра-Кучкак, Пра-Аучи калачи, Пра-Маданият, Пра-Оби шифо, Пра-Адрасман, Пра-Кызылджар и др. Они, впадая в р. Пра-Сыр-Дарья, делали ее единой многорукавной рекой с широкой долиной равнинного характера.

Неясным остается характер начального этапа накопления осадков между палеовозвышенностями, которые были расположены как к северу, так и к югу от долины р. Пра-Сыр-Дарья. Не исключено, что эти возвышенности представляли одно целое и только в первой половине второго седиментационного цикла были разобщены, а пространство между ними дренировались притоками р. Пра-Сыр-Дарья.

«Реки Пра-Сыр-Дарья, Пра-Исфара и Пра-Шураб по течению сначала приобретали черты горно-равнинных, а ближе к устьевым частям ландшафт речных долин становился равнинным. Не исключено, что здесь или несколько западнее они сливались в одну относительно крупную реку, имевшую широкую долину равнинного типа, где река разбивалась на многочисленные рукава и притоки. Она, очевидно, обладала относительно замедленным течением и несла более мелкий обломочный материал. Здесь широкое развитие получили как пойменные, так и озерные образования» [77, с. 124].

Следовательно, при рассмотрении общего характера строения отложений данного седиментационного цикла в разрезе на площади его распространения четко устанавливаются различия в характере их фациального состава и мощности [92].

В распределении мощности первого седиментационного цикла отмечается следующая закономерность. В западных районах она колеблется от 10 до 50-65 метров и зависит как от неровностей доюрского рельефа, так и от амплитуды наложенного размыва второго седиментационного цикла. К востоку, в сторону центральных районов, происходит увеличение мощности цикла до 140-210 метров.

Внутриформационные размывы отчетливо наблюдаются во многих разрезах. Этим явлением объясняется также значительное сокращение мощности коллекторских горизонтов по площади их распространения (рис. 3.2.9).

По мере движения с запада на восток наблюдаются значительная нивелировка рельефа и соответственно увеличение мощности осадков цикла. В этом же направлении происходит общее уменьшение размерности и увеличение сортировки обломочного материала, что способствует улучшению фильтрационных свойств пород коллекторов. В южных районах (Нефтеабад, Исфара) процесс нивелировки получил свое продолжение. Усилился характер субаквального накопления, и значительно расширились зона развития хемогенных

осадков. В средней части данного стратиграфического цикла (ляканская свита) существовали фациальные условия для формирования пористых, даже кавернозных известняков с прослоями доломитов, то есть субаквальных осадков, которые характерны для прибрежной, морской фации.

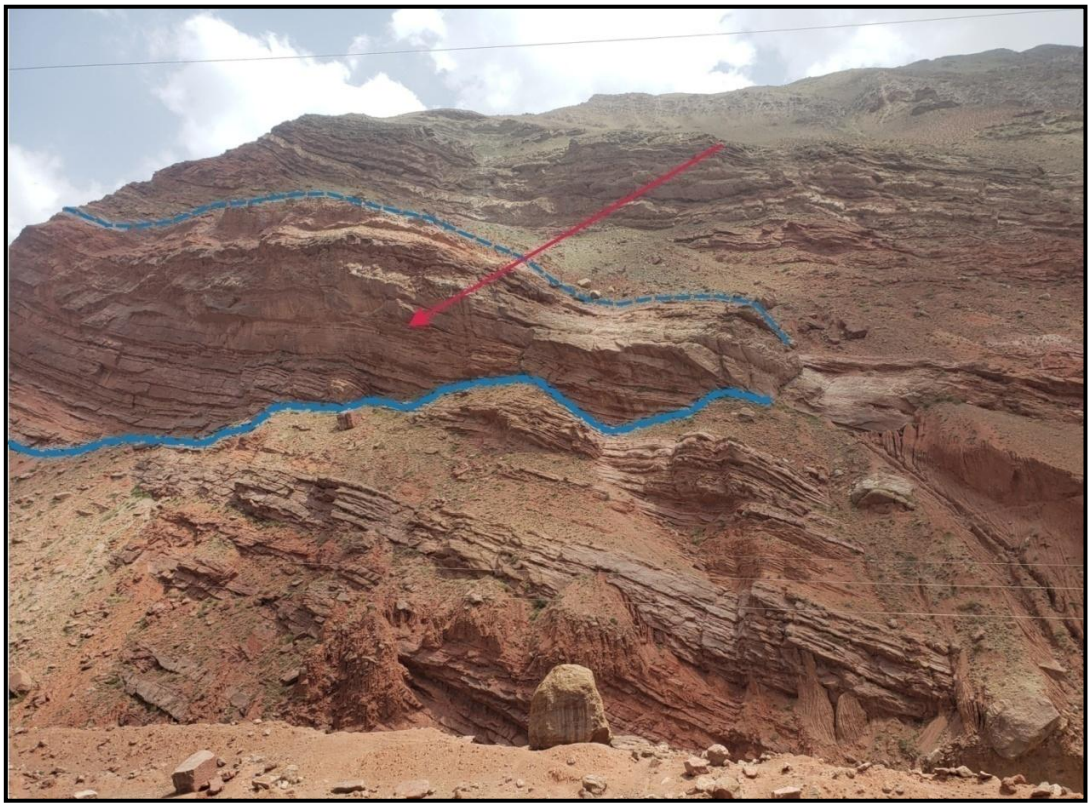


Рисунок 3.2.9. - Внутриформационный размыв в песчаниках яловачской свиты (Составил Рахимов Ф.А., 2025 год)

Из изложенного видно, что главной особенностью фациально-палеогеографических условий развития Западной Ферганы в период первого седиментационного цикла является неустойчивый режим тектонических движений. Зоны поднятим и опускания сопровождали друг друга. Одним из участков, испытавший в рассматриваемый отрезок времени поднятие, было Гузанское поднятие, сыгравшее роль дополнительного источника терригенного материала. В целом в данном стратиграфическом отрезке Западная Фергана представляла собою аллювиальную равнину, пространство которой дренировалась

реками Пра-Шураб и Пра-Сыр-Дарья. Не исключена возможность существования в центральных ее участках режимов озерного и прибрежно-морского осадконакопления, где при щелочной среде и восстановительных условиях формировались отложения нефтематеринских свит.

«Преобладание карбонатных пород в строении ляканской свиты дает основание предположить их хемогенный генезис, которые в центральных частях Ферганской впадины представляют пресноводные песчано-глинистые образования, содержащие прослои доломитов» [47, с. 93].

К началу накопления кызылпиляльской свиты режим осадконакопления в пределах территории резко изменился. Обрамления территории подверглись восходящим движениям, в результате чего возросла интенсивность эрозионных процессов. Произошло резкое уменьшение площади субаквальных отложений. Гранулометрический спектр пород, составляющий данную свиту, был в основном глинисто-алевритистый, что, в свою очередь, не способствовало формированию коллекторских горизонтов.

Второй седиментационный цикл (калачинская, экзогировая, яловачская свиты). В стратиграфическом аспекте данный седиментационный цикл охватывает сеноман-туронский период формирования осадков. Начало времени образования отложений второго седиментационного цикла (калачинская свита) характеризовалась некоторым оживлением геотектонического режима, что привело к повышенной активности рек – дальнейшему их врезанию и выработке профиля равновесия. В этот период реки при выходе из гор как бы распластывались по предгорной равнине и поэтому не имели четко выраженных долин. Реки по-прежнему имели еще горный характер только в своих истоках. Однако изменилось соотношение между характером и протяженностью их частей [67]. Теперь уже не было столь большой разницы между абсолютными отметками уреза воды, и реки предгорной равнины приобрели более четкое морфологическое выражение; произошли более резкое разграничение и площадная локализация

определенных типов ландшафтов, и внутри речных долин наметилась тенденция к более широкому развитию пойменного аллювия, которая способствовала формированию четырех важных коллекторских горизонтов – XVII-а, XVII-б, XVII-в, XVII-г.

Литогенетические особенности отложений калачинской свиты свидетельствуют о том, что осадконакопление, в целом, происходило в условиях озерно-равнинно-аллювиальной фациальной обстановки. В строении разрезов уже отсутствуют горизонты морского генезиса. Начиная с нижнего турона (время накопления экзогировой свиты) изученный регион превратился в арену развития отложений морского генезиса. Этому способствовало общее опускание Ферганской впадины, которое затрагивало и обрамления территории. Значительная часть палеовозвышенностей опустилась под уровень моря. Соответственно уменьшился принос обломочного материала, и произошло резкое увеличение карбонатно-глинистых пород (рис. 3.2.10).

«К концу времени накопления экзогировой и началу накопления яловачской свиты (верхний турон) в пределах изученной территории произошли коренные перестройки фациально-палеогеографических условий осадконакопления. Карбонатные породы с прослоями обогащенных известковистым материалом глины, которые в период формирования экзогировой свиты были определяющими, сменились мелко-и среднезернистыми песчаниками» [60, с.149].

Эти факты свидетельствуют, что в данный период рассматриваемая территория подверглась обширному воздыманию, приведшему к отступлению моря и накоплению субаквальных, преимущественно континентальных образований. В Западной Фергане возникли условия для формирования отложений фации аллювиально-равнинных песков и гравелитов. Литогенетические и фильтрационно-емкостные свойства этих пород позволяют выделить в данном стратиграфическом комплексе три коллекторских горизонта: XV, XVI, XVII.

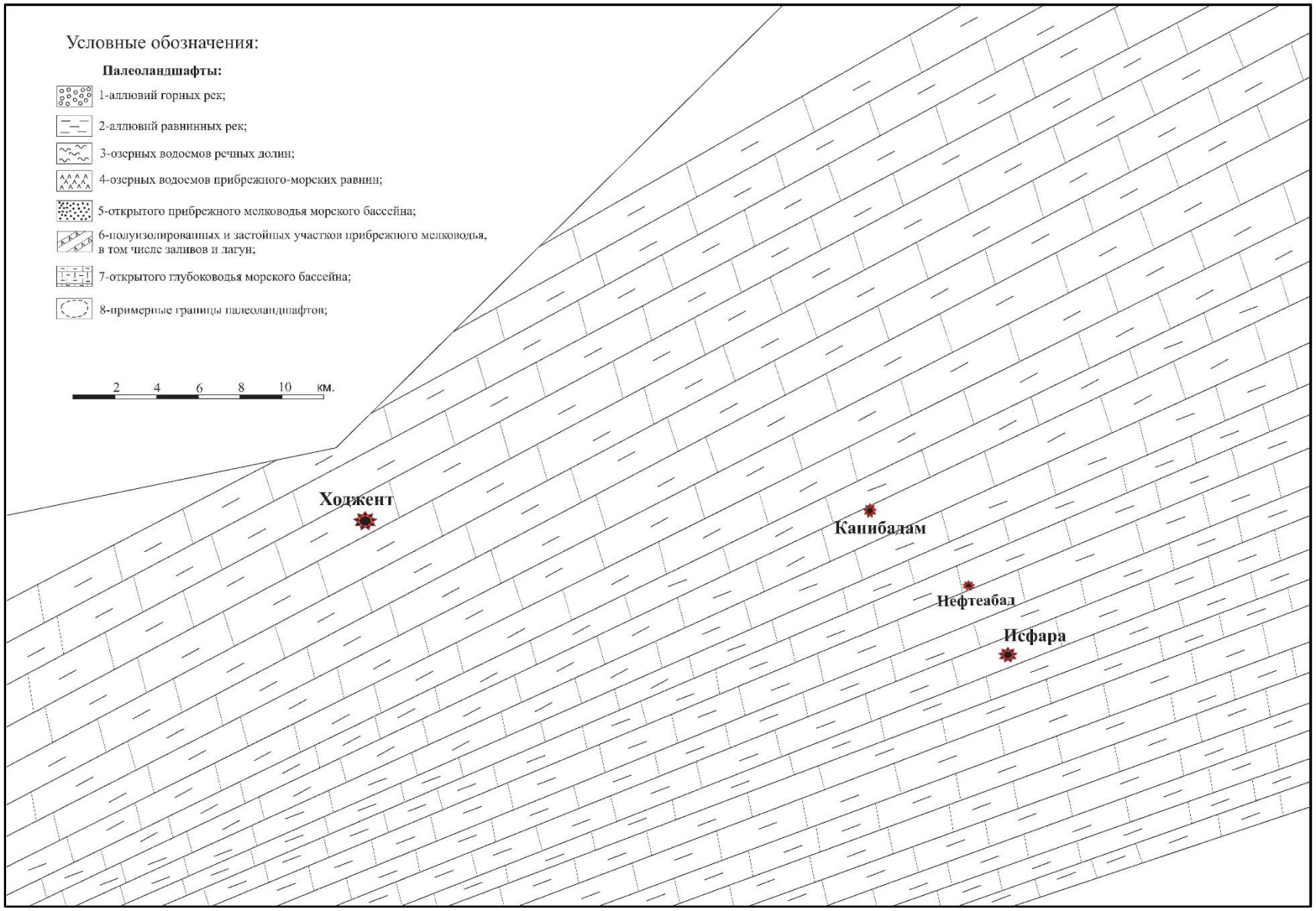


Рисунок 3.2.10. - Схематическая палеогеографическая карта времени накопления осадков экзогировой свиты (нижний Турон) (Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

Во время формирования осадков второго седиментационного цикла происходило, за счет деятельности все тех же рек, постепенное выравнивание рельефа, относительное уменьшение объема и абсолютных отметок палеовозвышенностей домелового рельефа.

«В строении коллекторских горизонтов нижней части цикла (калачинская свита) принимали участие красноцветные конгломераты, которые по простиранию через разнозернистые гравелиты переходили в крупнозернистые песчаники. Выше по разрезу песчаники перекрывались прослоями красных глин, мергелей и известняков. Эти породы выделяют как «фацию красноцветных конусов выноса конгломератов» [46, с.111]. В формировании этих отложений большая роль отводится рекам Пра-Исфара и Пра-Шураб. В юго-восточных районах центральной части Ферганской впадины в составе пород данного цикла присутствует горизонт так называемого «гульчинского известняка», имеющий в своем составе морскую фауну. Это позволяет предполагать о смене озерных фаций на типично морскими.

В Западной Фергане (Нефтеабад, Селроха, Кучкак) в разрезе этой части цикла известняки замещаются мергелями, а глины алевролитами и мелкозернистыми песчаниками. Примечательно, что отмеченные выше слои известняков развиты также в северной части территории (Шайдан), где они перекрывают верхнепалеозойские вулканогенные комплексы. Близость фациального облика этих разрезов позволяет совершенно по-иному оценивать палеогеографическую обстановку времени формирования нижнего турона.

Таким образом, в «нижнем туроне конфигурация седиментационной зоны резко отличается от ее конфигурации в калачинское время. Она представляла область более высокой гидродинамической активности. Основная часть обломочного материала сносилась с обрамления впадины именно сюда» [81, с. 240].

Опускания центральных районов территории изменили состав устричной толщи в сторону фации морского мелководья. С установлением морского режима седиментации сократился принос терригенного материала в область аккумуляции, и на огромных просторах стали накапливаться глинистые породы, сильно обогащенные карбонатной примесью.

К концу накопления осадков второго седиментационного цикла (яловачская свита), из-за изменений, вызванных поднятиями значительной мощности, в истории геологического развития Западной Ферганы произошли существенные преобразования. Прибрежно-морской режим осадконакопления, характерный для средней части цикла, сменился континентальным. В строении разрезов нижней и верхних частей значительно преобладают средне- и мелкозернистые рыхлые песчаники, и пески розовато-тусклые, имеющие иногда в своем основании (Нефтеабад, Селроха) горизонты мелкогалечного конгломерата. В строении средней части появляются розовато-серые доломиты с прослоями серой и зеленоватой глины. Смена глинистых пород (устричная свита) песчанистыми образования (яловачская свита) была вызвана обширными поднятиями, которые способствовали регрессиа морского бассейна.

Отмечающийся в Шайданском районе изученной территории в верхах свиты ялович карбонатный горизонт свидетельствует о том, что поднятия сменились опусканиями, и здесь, из-за проникновения моря, временно восстановились морские условия седиментации [17, 42]. Эти факты свидетельствуют о том, что в конечной стадии формирования второго седиментационного цикла (яловачская свита) рассматриваемый регион представлял сложный комплекс песчаных фаций озерного и мелководного морского генезисов (рис. 3.2.11).

Присутствие зерен глауконита, который придает песчаникам зеленоватую окраску, аргументирует наличие мелководных морских песчаных фаций. Образовавшиеся в этих условиях коллекторские горизонты (XV, XVI, XVII) являются продуктивными на большинстве антиклинальных структур центральной

части Ферганской впадины, способствуя образованию крупных месторождений нефти, газа и газоконденсата (Северный Сох, Палванташ, Бостон и др.). Можно с уверенностью предполагать возможность нахождения залежей нефти и газа, связанных с этими коллекторскими горизонтами, и на территории Западной Ферганы [19, 51].

Третий седиментационный цикл (пестроцветная свита) характеризует период формирования отложений верхнего мела. Характерной фациальной особенностью данного стратиграфического отрезка образования меловых отложений является повсеместное уменьшение средней размерности обломочного материала, площадного увеличения роли глинистых пород (рис. 3.2.12).

Наиболее значимым является появление в верхней, завершающей части формирования верхнемеловых отложений Западной Ферганы, сульфатных пород (свита Гознау) – гипсов и ангидритов большой мощности (30-50 м). Глины приобретают более зеленую окраску, чередуясь с прослоями хемогенных доломитов. Процесс доломитообразования ясно прослеживается в меловых отложениях исфаринского типа (Нефтеабад, Исфара). Нахождение прослоев доломита в верхнемеловых отложениях южного склона Гузанского палеоподнятия (Кучкак) говорит в пользу расширения зоны доломитообразования и к западу. Это, в свою очередь, позволяет предполагать вероятность существования также окислительной геохимической обстановки наряду с восстановительной (наличия включения глауконита в песчаниках). Подобную «неустойчивую геохимическую обстановка – от восстановительной до окислительной, можно объяснить существованием на площади всей Ферганы морской ингрессии, в результате чего, из-за малой глубины бассейна, произошло смешивание поверхностных вод, обогащенных кислородом, с придонными водами» [107, с.19].

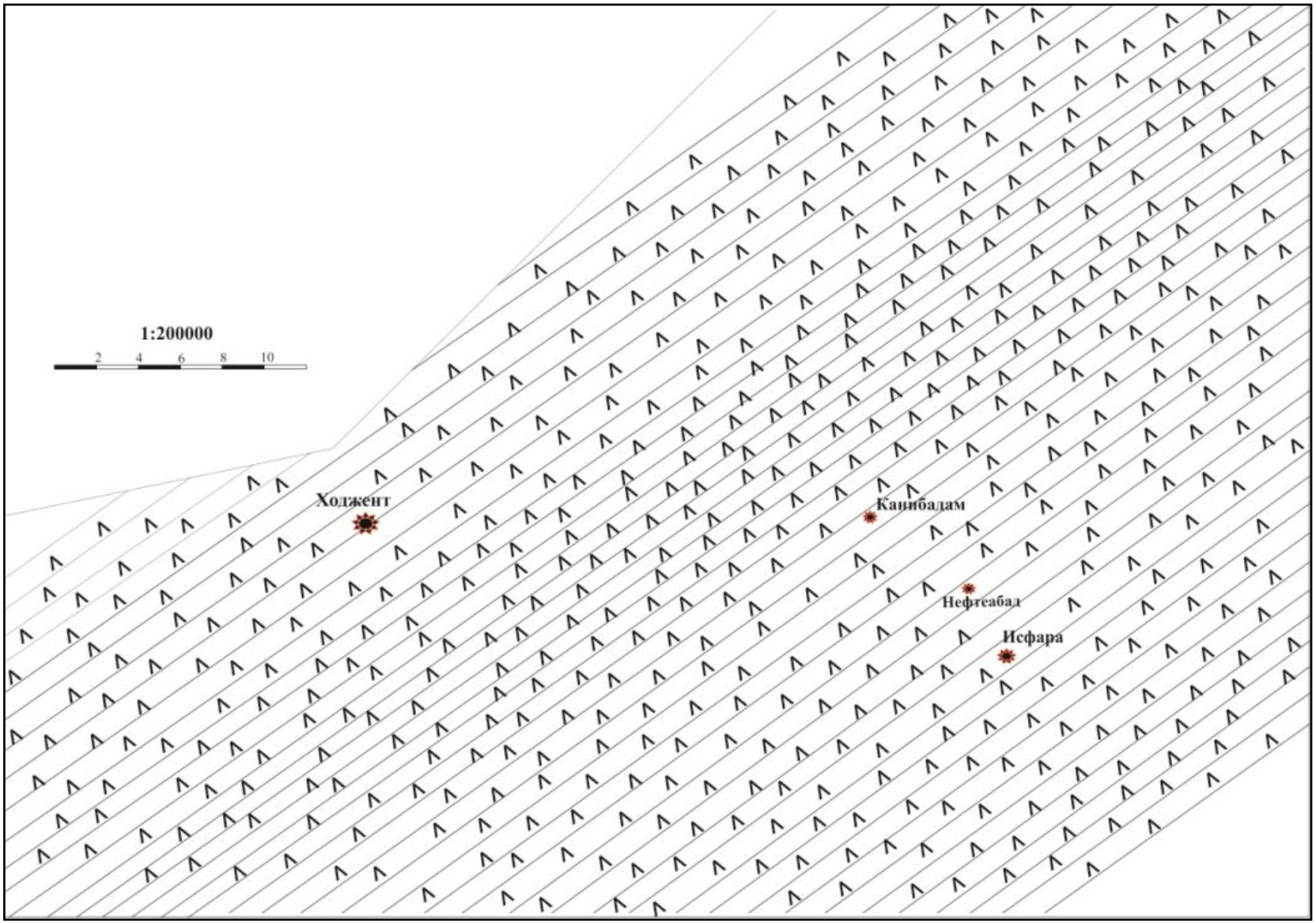


Рисунок 3.2.11. - Схематическая палеогеографическая карта времени накопления осадков верхней части пестроцветной свиты (условные обозначения см. на рис. 3.2.10) (Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

Следовательно, из анализа особенностей строения разрезов отложения третьего седиментационного цикла устанавливается дальнейшая направленность в выравнивании рельефа, сокращение площади развития горного аллювия, вовлечение части былых областей поставки обломочного материала в зоны осадконакопления, сокращение площадей и уменьшение абсолютных отметок домеловых возвышенностей.

В совокупности эти фациально-палеогеографические условия благоприятствовали образованию четырех коллекторских горизонтов (XI-XIV), которые в пределах большинство месторождений углеводородов Ферганской впадины (Палванташ, Северный Сох)являются продуктивными.

В последний этап своего развития меловой бассейн Западной Ферганы, как и всей Ферганской впадины, превратился в обширную лагуну. По всеобщему мнению это было связано с проявлением восходящих тектонических движений, которые одновременно с усилением расчленение рельефа бассейна затруднили свободное сообщение Ферганского залива с располагающимся восточнее открытым прибрежным морем [20, 24 ,42, 43].

В заключении данного раздела кратко остановимся на существующие представления о стратиграфической природе гипсов свиты Гознау. На наш взгляд, данный вопрос имеет определенное значение как для правильной трактовки фациально-палеогеографической обстановки формирования меловых отложений Западной Ферганы в целом, так и оценки включения X коллекторского горизонта, расположенного в объеме свиты Гознау, в программу поиска нефти и газа в производственных организациях ведущих поиски и разведку углеводородов в меловых отложениях.

В.Н. Вебер, Б.А. Борнеман, С.Н.Симаков относят гипсы не к меловым, а к палеогеновым отложениям на основании комплекса моллюсков обнаруженным в верхней части гипсов свиты Гознау. Подобный тезис оспаривается и многими другими геологами [20, 24, 43].

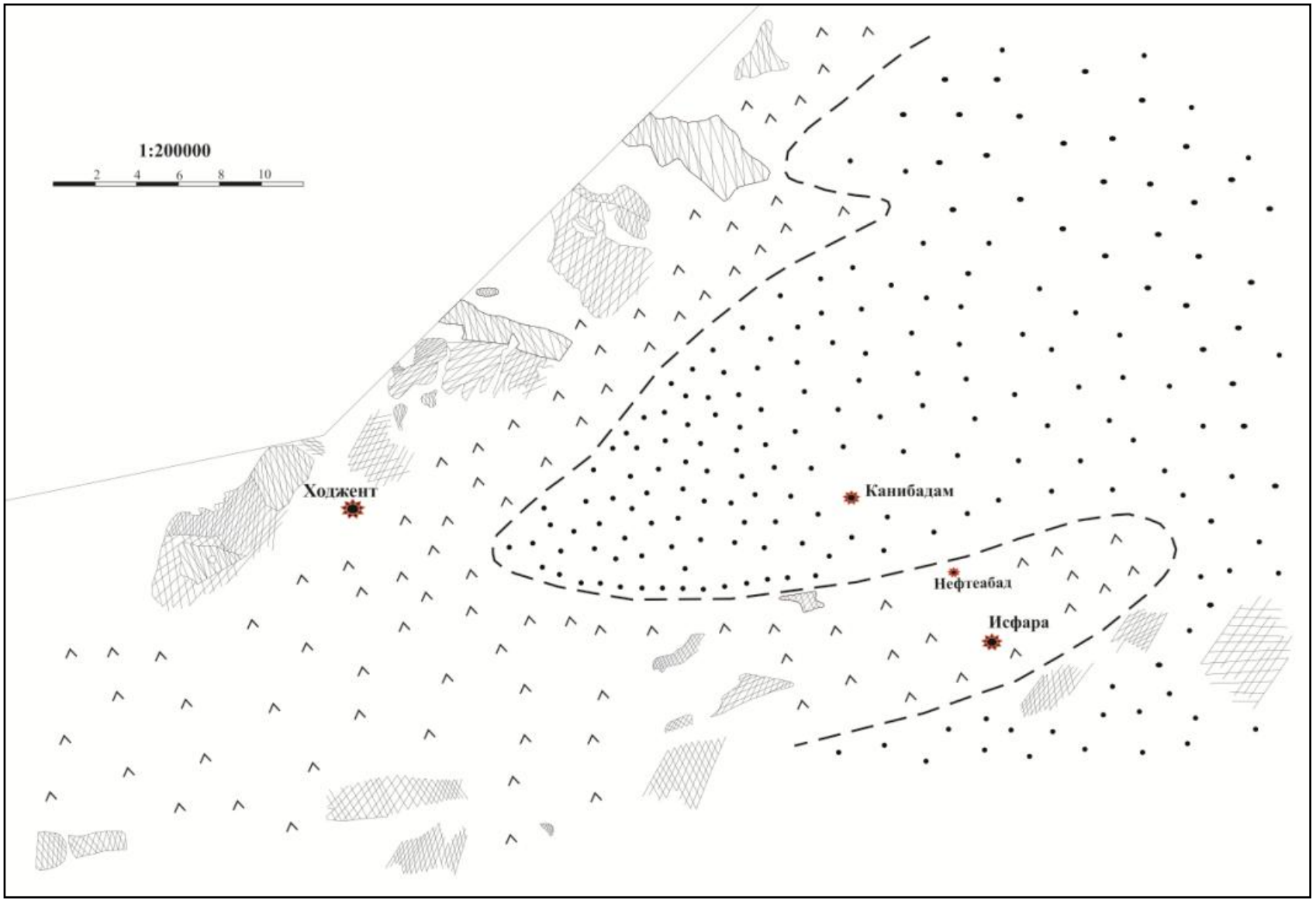


Рисунок 3.2.12. - Схематическая палеографическая карта времени накопления осадков верхней части яловачской свиты (верхний турон) (Условные обозначения смотрите на рис. 3.2.10) (Составили Рахимов Ф.А., Мавлони С.Р., 2025 год)

Исследователи подчеркивают, что обнаруженные моллюски приурочены только к верхней части гипсоносной свиты, а не ко всей. Поэтому нет никаких палеонтологических доводов для отнесения всей гипсоносной толщи к бухарскому ярусу.

Гипсы являются органической частью мелового цикла осадконакопления, и границу между меловыми и палеогеновыми слоями необходимо проводить по кровле средней части гипсов Гознау. Подобный вывод согласуется также с мнением Н.М.Страхова [95], который говоря об отличительных особенностях литогенеза аридного типа, отмечает, что «литогенез аридного типа распадается на два подтипа: автохтонный, совершающийся за счет собственных водных ресурсов и материала аридной зоны, и аллохтонный, питаемый материалом соседних горизонтальных и вертикальных гумидных зон» [95].

Это позволяет говорить о том, что по мере снижения степени осолонения бассейна усиливается влияние биоса на осадкообразование. Именно подобное происходило во время накопления отложений верхней части свиты Гознау, когда снижение степени осолонения усилило роль биоса в осадкообразовании. Одновременно процесс аллохтонного осадконакопления способствовал привносу биогенного материала из соседних гумидных зон.

Выводи по третьей главе

1. В объеме нижне- и верхнемелового разреза Западной Ферганы были выделены 16 пористо-проницаемых коллекторских горизонтов, в которых сосредоточены все основные залежи углеводородов в пределах всей Ферганской впадины. Дифрактометрические исследования глин показали, что наиболее благоприятными флюидоупорными качествами обладают смешанно- слойные гидрослюдисто-монтмориллонитовые и монтмориллонитовые глины. Анализ распределения минералов глин и мощности пород флюидоупоров показывает, что они имеют благоприятные качества для сохранения залежей нефти и газа.

Наиболее перспективными районами в этом аспекте являются разрезы, расположенные в пределах центральной и южной СТЗ.

2. Дальнейшие шаги в изучения коллекторов мелового возраста Западной Ферганы должны осуществляться на детальном их расчленении в новых глубоких скважинах с правильным отбором керна и комплексном использовании стратиграфических и геофизических исследований для определения литологии и их возраста.

3. Рассмотрение характера распределения обстановок осадконакопления в разрезе и на площади позволило восстановить общую палеогеографию мелового времени образования в пределах Западной Ферганы. В начале формирования меловых толщ на изучаемой территории развивалась сеть речных долин рек Пра-Сыр дарья, Пра-Исфара, Пра-Шураб, Пра-Нефтеабад и их притоков, располагавшихся между выступами Кураминского и Каратауского хребтов, с одной стороны, и возвышенностями домелового времени – с другой. В начальной стадии формирования меловых отложений региона все они имели горный характер и формировали аллювиальные ландшафты горного и горно-равнинного типа. В сторону центральной СТЗ, перечисленные реки постепенно приобретали равнинный характер. Здесь же они, видимо, вливались в одну более крупную реку (Пра-Сыр дарья), ориентированную с востока на запад и впадавшую в морской бассейн (Пра-Аральское море?), находившийся на северо-западе далеко за пределами изученного региона. Несмотря на то, что время раннего этапа формирования меловых отложений (гузанская, ляканская свиты) характеризовалось интенсивными эрозионными процессами, местами тем не менее, создавались благоприятные условия для формирования терригенных коллекторов, сложенных крупнозернистыми песчаниками с прослоями разнозернистых гравелитов (XVIII-XXII). Наиболее перспективными, с точки зрения нефтегазоносности, явились здесь участки, расположенные в определенной удаленности от отмеченных выступов и домеловых поднятий, где составляющий

коллекторы терригенный материал приобретал однотипный гранулометрический состав, что способствовало улучшению их фильтрационно-емкостных свойств. По направлению к центральной части территории происходило общее выравнивание рельефа, хотя существовали отдельные участки, которые на фоне общего погружения характеризовались относительно замедленным опусканием. Поэтому в зоне их развития локально начали формироваться пойменно-озерные ландшафты, в пределах которых образовались хорошо отсортированные терригенные коллектора, стратиграфически приуроченные к концу сеноманского века - калачинской свите (XVII а-г). С этими коллекторами в центральной части Ферганской впадины связаны нахождения промышленных запасов нефти, газа и газоконденсата. (месторождение Ханкыз, Северный Сох).

4. Начиная с нижнего турона (экзогировая свита) рассматриваемая территория превращается в зону обширного распространения различных типов морских фаций. Значительная часть Ферганской впадины, вкупе с западной ее частью, опустилась под уровень моря. В результате сократился привнос обломочного материала в зону аккумуляции и увеличился процент сильно обогащенных карбонатным материалом глинисто-известковистых пород.

Яловачский этап развития территории (верхний турон) знаменовался отступлением морских условий осадконакопления. Положительные тектонические процессы способствовали поднятию территории и ее превращению в обширную озерно-аллювиальную равнину. Накапливались преимущественно субаквальные, континентальные образования. Накопление разнозернистых, преимущественно крупнозернистых песчаников и гравелитов свидетельствует о том, что в этот период (яловач) территория была гипсометрически приподнята. Активизировались реки, которые сносили в область аккумуляции огромное количество обломочного материала. Это способствовало формированию в объеме яловачской свиты трех коллекторских горизонтов – XV, XVI, XVII.

5. В период формирования осадков пестроцветной свиты, а именно преобладания в строении разреза переслаивания сильно карбонатных глин, алевролитов с известняками, произошла коренная перестройка тектонического режима: опускание территории способствовало проникновению морских вод из центральных районов Ферганской впадины в Западную Фергану. Карбонатные и сульфатные породы начали преобладать в строении верхнемеловой секции разреза, особенно свиты Гознау.

Таким образом, территория Западной Ферганы в нижне- и верхнемеловое время претерпела направленный процесс изменения континентальных условий осадконакопления на морские. На завершающем этапе мелового осадконакопления Западная Фергана представляла обширную лагуну, в объеме которой формировались эвапоритовые породы – от известняков и доломитов до гипсов. Последние, в скважинных условиях, при большой температуре и давлениях, становились ангидритами.

Палеогеографическая реконструкция территории Западной Ферганы в меловое время позволила выявить обширные зоны седиментации, приуроченные к депрессионным участкам, а также зоны размыва и выклинивания, благоприятные для формирования стратиграфических ловушек.

ГЛАВА 4. ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАДАЧ И НАПРАВЛЕНИЙ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ЗАПАДНОЙ ФЕРГАНЕ

Прогнозирование нефтегазоносности в меловых отложениях Западной Ферганы, как малоизученного стратиграфического подразделения, представляет собой сложную научно-практическую задачу, требующую комплексного подхода и учета специфических особенностей. Основные характеристики этого процесса заключаются в следующем:

1. **Недостаток и фрагментарность исходных данных:** в отличие от зрелых нефтегазоносных провинций, новые районы часто характеризуются дефицитом геологической и геофизической информации. Это включает ограниченное количество скважин, отсутствие или недостаточное покрытие сейсморазведкой, а также неполные данные по керну, флюидам и геохимическим показателям. В таких условиях прогноз опирается на косвенные признаки и экстраполяцию данных из аналогичных изученных регионов.

2. **Высокая степень неопределенности:** следствием ограниченности данных является значительная геологическая неопределенность. Это касается как глубинного строения, так и наличия всех элементов углеводородной системы (материнские породы, коллекторы, покрышки, ловушки, миграционные пути). Прогноз в новых районах всегда сопряжен с более высокими рисками, что требует применения вероятностных и стохастических методов оценки.

3. **Акцент на региональные и субрегиональные исследования:** на начальных этапах освоения новых территорий основной упор делается на региональные геологические и геофизические исследования (например, региональные сейсмические профили, гравиразведка, магниторазведка, дистанционное зондирование Земли). Эти исследования направлены на выявление крупных осадочных бассейнов, определение их тектонического режима, мощности

осадочного чехла, основных структурных элементов и перспективных литолого-стратиграфических комплексов.

4. **Применение аналогового моделирования:** в условиях дефицита прямой информации важную роль играет аналоговое моделирование. Это включает сравнение изучаемого нового района с известными, хорошо изученными нефтегазоносными провинциями, имеющими схожие геологические параметры (например, тип бассейна, возраст и состав осадочных отложений, тектоническую историю). Такой подход позволяет сформулировать гипотезы о потенциальной продуктивности и определить наиболее перспективные зоны.

5. **Развитие новых геолого-геохимических концепций:** для успешного прогноза в новых районах часто требуется разработка и апробация новых геолого-геохимических моделей формирования и сохранения залежей. Это может включать учет таких факторов, как палеотектонические инверсии, влияние неотектонических движений на миграцию углеводородов, особенности строения коллекторов и перекрывающих их флюидоупоров и др.

6. **Интеграция разнородных данных и многодисциплинарный подход:** прогноз нефтегазоносности в новых районах требует максимально полной интеграции всех доступных геологических, геофизических и геохимических данных. Это предполагает тесное взаимодействие специалистов различных направлений: литологов, структурных геологов, геохимиков, геофизиков-интерпретаторов. Современные геоинформационные системы и методы машинного обучения играют все большую роль в обработке и анализе этих больших объемов разнородной информации.

7. **Поэтапное снижение неопределенности:** процесс прогноза в новых районах носит итеративный характер. По мере получения новой информации (например, результаты бурения опорных скважин, новые сейсмические данные) происходит постоянное уточнение и детализация прогнозов. Это позволяет

постепенно снижать неопределенность и переходить от региональных оценок к локализации конкретных поисковых объектов.

Таким образом, главными особенностями прогноза нефтегазоносности в новых районах являются высокий уровень неопределенности, обусловленный ограниченностью данных, необходимость широкого применения региональных исследований, аналогового моделирования и новых концепций, а также комплексная интеграция разнородной геологической информации с целью поэтапного сужения зоны поиска и локализации перспективных объектов. Эти специфические особенности нами были использованы при прогнозировании нефтегазоносности меловых отложений Западной Ферганы и определении задач и направлений поисково-разведочных работ.

4.1. Стратегия выполнения поисково-разведочных работ на современном этапе развития отрасли в Западной Фергане

Вот вариант, увеличенный ровно на 50% по объему (количество слов увеличено со 182 до 273). Текст расширен за счет введения более развернутых академических оборотов, детализации причинно-следственных связей и углубленного научного обоснования, что делает его структуру максимально весомой для диссертационного исследования или монографии при полном сохранении всех исходных цифр, названий и ссылок:

На сегодняшний день промышленная нефтегазодобыча в пределах территории Западной Ферганы преимущественно и наиболее активно осуществляется из палеогеновых отложений. Однако наблюдающееся в последние годы ежегодное сокращение числа локальных структур, обеспечивающих стабильную продуктивность этих горизонтов, неизбежно сопровождается заметным и прогрессирующим истощением их эксплуатационных запасов. В связи с этим важнейшая научно-производственная задача выявления новых скоплений

углеводородов, генетически и пространственно приуроченных к нижележащим меловым отложениям, приобретает на современном этапе особенно острую актуальность. Успешное решение данной стратегической проблемы открывает широкие возможности для существенного наращивания ресурсной базы, а также для долгосрочного увеличения общих объемов добычи жидкого и газообразного углеводородного сырья в этом, одном из наиболее перспективных нефтегазоносных регионов Республики Таджикистан [3,128].

Убедительные примеры из сопредельных районов Ферганской впадины, расположенных на территории Республики Узбекистан, наглядно демонстрируют высокую эффективность и успешность промышленной разработки меловых горизонтов. В частности, на таких известных месторождениях, как Южный Аламышик (где задействованы продуктивные горизонты XVIII, XIX, XXI), Бостон (горизонт XX), Ханкыз (горизонт XVII), Северный Ханкыз (горизонт XVIII), Марказий аввал (горизонт XVIII) и ряде других аналогичных объектов, уже в течение длительного времени ведется активная и рентабельная добыча нефти и газа [103].

Схожая геолого-промысловая ситуация и закономерность распределения запасов наблюдаются и на многих других крупнейших месторождениях мира, к числу которых относятся Уренгой, Самотлор, Медвежье (Российская Федерация), Боливар (Венесуэла), Агаджари (Исламская Республика Иран), Белый тигр (Вьетнам) и др. На эксплуатируемых объектах Ферганской впадины, в частности, средний суточный объем добычи нефти из указанных пластов составляет порядка 15,5 тонн в сутки, что в пересчете на годовые показатели эквивалентно примерно 5,7 тыс. тонн в год [85].

Согласно официальным отчетным данным по состоянию на 1 января 2021 года, в узбекской части Ферганской впадины извлечение нефти и газа из меловых отложений успешно осуществляется на шести крупных месторождениях: Южный Аламышик (продуктивные горизонты XVIII–XXII), Бостон (горизонты XIX–XX),

Палванташ (горизонты XII–XIV, XVIII), Хартум (горизонт XXII), Ходжаабад (горизонты XIX–XXII), в пределах которых на текущий момент детально разведано и утверждено 17 залежей. В общей сложности из этих продуктивных горизонтов за весь период их промышленного освоения было извлечено 1,6 млн тонн нефти и 2,7 млрд м³ природного газа. Для сопоставления: в Центральной части Ферганской впадины на долю меловых отложений приходится до 40% всей добычи углеводородов (в некоторых районах — от 15 до 100%), в то время как на таджикской стороне подобные структуры остаются в неизученном состоянии.

Таким образом, анализ показывает, что, тогда как в Узбекистане активно осваиваются ресурсы мелового возраста, в Таджикистане освоение подобных залежей пока не осуществляется.

В рамках настоящего исследования автор приступил к изучению меловых комплексов Западной Ферганы, проанализировав литологические особенности коллекторов, их распространение и зоны выклинивания, а также стратиграфическую полноту разрезов. Установлено, что сокращённые по различным причинам разрезы (в результате тектонических процессов или последующего размыва) не могут рассматриваться в качестве полных. Особенно это касается разрезов, подвергшихся сингенетичному сокращению в зонах поднятий крыльевых частей структур. Учет таких особенностей необходим для корректного понимания распределения залежей углеводородов, особенно в случаях отклонения от классической схемы вертикального размещения флюидов (вода – нефть – газ).

Согласно мнению автора, реализация рекомендаций, сформулированных на основе анализа фактического материала и современных представлений о размещении нефтегазовых залежей в пределах Западной Ферганы, позволит оптимизировать стратегию поисковых работ и значительно повысить их результативность.

По прогнозным оценкам, степень разведанности начальных потенциальных ресурсов (НПР) нефти палеогеновых отложений составляет 86 %, газа - 92 %. При этом эффективность текущих поисково-разведочных работ остается низкой. Ранее выявленные месторождения, такие, как Селроха, Айритан, Нефтеабад, Рават, Канибадам, Северный Канибадам, Оби Шифо, Маданият, Восточный Маданият, Ниязбек-Северный Каракчикум и Южный Каратау, находятся на стадии обводнения.

«Актуальной задачей становится переход к новой системе планирования и учета прироста запасов углеводородов. Особое внимание следует уделить центральной части региона, включая зону антиклинальной структуры Махрам и акваторию Кайраккумского водохранилища (513 км² при нормальном подпорном уровне, длина — 55 км, ширина — до 20 км)» [12-А, 13-А].

По данным «Сомон Ойл», под водами водохранилища находятся более 20 перспективных структур, пригодных для поисково-разведочных работ. Учитывая среднюю глубину водоема (8,1 м, максимальная — 25 м), здесь возможно достичь высокой эффективности ГРР: до 40% освоенности НПР по нефти и 56% — по газу. Согласно оценкам по категориям C_3 и D, реализация работ может увеличить разведанность по нефти на 50%, а по газу — на 70%, приблизив ее к геологическому пределу.

Для поддержания прироста запасов необходимо нарастить объем бурения в этом районе на 50%. При этом применение высокоинформативных геолого-геофизических методов обеспечит целенаправленное и успешное проведение поисков подводных месторождений нефти и газа. Данный подход может стать новым направлением не только для Таджикистана, но и для государств Центральной Азии. Однако его реализация возможна лишь при привлечении инвесторов с опытом морского бурения и соблюдении строгих экологических требований.

Планирование прироста запасов и объемов бурения должно базироваться на анализе соотношения между эффективностью бурения и степенью освоенности НПР. Согласно оценкам, при текущем уровне освоенности (около 20% по нефти и 40% по газу) эффективность геологоразведки может снизиться в 5 раз по нефти и почти в 4 раза по газу. Это свидетельствует о необходимости подготовки к полномасштабному освоению меловых отложений.

В Западной Фергане сохраняется потребность в «валовом» приросте запасов категории C_1, поскольку прогнозные ресурсы недостаточно изучены для обеспечения устойчивого уровня добычи нефти и газа на ближайшие 30–40 лет. «Оптимальным решением представляется разведка новых месторождений с минимальным количеством скважин (одна–три), позволяющих определить масштабы запасов и выбрать наиболее рентабельные объекты для дальнейшей разработки» [121, с.34]. Конечной целью ГРР являются достижение геологического предела разведанности ресурсов и подготовка экономически эффективных месторождений к освоению.

При планировании бурения в структурах, по которым не установлена целесообразность проведения ГРР, следует ориентироваться на промышленную значимость запасов, достаточных для формирования устойчивой сырьевой базы.

Оценка необходимых ресурсов включает определение объема бурения, числа скважин, их глубины, а также учет факторов: глубина залегания коллекторов, их литолого-физические параметры, наличие флюидоупоров, сложность геологического строения, условия бурения и наличие инфраструктуры.

Среди ключевых преимуществ освоения меловых отложений Западной Ферганы выделяются:

- наличие литологических аналогов продуктивных комплексов Центральной Ферганы;
- зафиксированные в ряде скважин прямые признаки нефтегазоносности;

- перспективные объекты — антиклинали, зоны выклинивания, врезы, зоны; трещиноватости и разуплотнения, внутриформационные размывы и пр.;
- потенциал расширения выявленных залежей и открытие новых, связанных с гемиантиклинальными структурами и литологическими ловушками;
- наличие прямых признаков нефтегазоносности, полученных при бурении скважин. Так, в параметрической скважине № 3 на площади Дигмай из интервала 5249-5245 м, были получены 6,5 $м^3$ газа из меловых отложений. Кроме того, фонтан газа (117 тысяч $м^3/с$) и конденсата (83,4 $м^3/с$) был получен в сводовой скважине № 2 на структуре Северный Каракчикум в интервале 3584-3556 м (мел). Также в скважине № 6 этой структуры при опробовании интервала 3727-3724 м (XVIII горизонт, ляканская свита) был получен газ с дебитом 116 тыс. $м^3$/сут. и конденсат 75 $м^3$/сут.;
- наличие благоприятных объектов для поисков залежей углеводородов: антиклинальных структур, а также сложных нетрадиционных ловушек — зон выклинивания, врезов, грабенообразных прогибов, трещиноватых зон, участков разуплотнения, внутриформационных размывов, зон развития кор выветривания верхнепалеозойского возраста и др.;
- потенциал выявления новых залежей нефти и газа связан с возможным расширением границ уже открытых залежей, а также с открытием новых, приуроченных к гемиантиклинальным формам складок. Такие структуры могут быть локализованы на погруженных участках в пределах центральной и южной структурно-тектонических зон;
- перспективные объекты поисков, способные обеспечить прирост запасов, включают ловушки, приуроченные к крыльевым частям антиклинальных структур, содержащих скопления углеводородов. Эти скопления контролируются тектоническими разломами либо зонами литологического замещения, где проницаемые коллекторы переходят в слабо проницаемые породы;

- анализ корреляции электрокаротажных диаграмм, полученных в скважинах на месторождении Махрам, показывает улучшение коллекторских свойств пластов от свода к крыльям, что обусловлено увеличением доли хорошо проницаемых песчаников. Этот факт указывает на вероятность существования подобных залежей на крыльях других антиклинальных складок региона;

Таким образом, в изученном районе установлено наличие **22** перспективных площадей, что указывает на значительный потенциал для дальнейших поисково-разведочных работ. Основные объекты поисково-разведочных работ, с которыми связано ожидание открытия новых залежей углеводородов:

- нижняя, ещё не вскрытая часть меловых отложений (горизонты XVII, XVII-а, XVII-б, XVII-в, XVII-г, XIX, XX, XXI, XXII) на уже известных месторождениях Айритан, Канибадам, Оби Шифо, Селроха;
- новые антиклинальные структуры мелового комплекса — Кайраккум, Ходжа Бакирган, Акчоп, Акбель, Кистакоз, Кызылджар;
- малоамплитудные прогибы, приуроченные к подзонам антиклинальных складок и межструктурные перемычки;
- зоны внутриформационных размывов и выклинивания коллекторских горизонтов, прогнозируемые западнее линии структур Западный Супетау — Восточный Супетау — Дигмай.

4.2. Практические рекомендации при поиске месторождений нефти и газа в меловых отложениях Западной Ферганы

«Нижнемеловые горизонты-коллекторы (XVII, XVII-а, XVII-б, XVII-в, XVII-г, XIX, XX, XXI, XXII) остаются невскрытыми глубокими скважинами на ряде месторождений и разведочных участков из-за осложнённых условий бурения, в том числе проявлений аномально высокого пластового давления (АВПД), и наличия плотных, пластичных глинистых пород в нижней части разреза» [15-А].

Учитывая высокий потенциал этих горизонтов в центральных частях Ферганской впадины (Северный Сох, Чонгарабад, Северный Шорахон), их прицельное изучение на разведуемых участках и недостаточно исследованных месторождениях представляется одним из наиболее реалистичных путей наращивания запасов углеводородов в регионе.

К числу перспективных антиклинальных структур в пределах Центральной и Северной структурно-тектонических зон (СТЗ) относятся Кайраккум, Ходжа Бакирган, Дигмай, Кистакоз, Рухак, Акчоп, Кызылджар, Западный и Восточный Акбель. После выполнения минимального комплекса геолого-геофизических исследований эти структуры могут стать объектами активных поисков залежей нефти и газа. В пределах нижнемеловой толщи скопления углеводородов могут быть связаны с терригенными красноцветными отложениями ляканской(XVIII горизонт) и гузанской (XIX, XX, XXI горизонты) свит, а в верхнемеловой части — с отложениями яловачской (XV, XVI, XVII горизонты) и калачинской (XVII-а, XVII-б, XVII-в, XVII-г горизонты) свит. Перспективность каждой структуры следует оценивать индивидуально, с учетом таких параметров, как размеры, амплитуда, степень нарушенности и глубина залегания коллекторских горизонтов.

Наиболее приоритетными объектами для глубинного бурения следует считать структуры, где на контакте меловых и палеозойских отложений уже зафиксированы скопления углеводородов. В первую очередь к таким подготовленным структурам относятся Дигмай, Акчоп и Рухак.

Другим важным направлением поисков углеводородных залежей являются зоны выклинивания коллекторских горизонтов (рис. 2.1.1), которые можно подразделить на региональные и локальные. Среди наиболее значимых региональных зон выделяются:

1. Участок к западу от структур Западный и Восточный Супетау, где отмечается резкое уменьшение мощностей и фациальный переход песчано-алевритовых коллекторов в породы с низкой проницаемостью.

2. Зона к западу от Шорсинско-Раватского разлома, характеризующаяся систематическим выклиниванием продуктивных горизонтов в сторону западного борта впадины, часто сопровождающимся экранирующими нарушениями.

Эти участки являются перспективными объектами для формирования литолого-стратиграфических ловушек, особенно в пределах центральной и юго-западной зон региона. Их изучение требует применения комплекса методов, включая сейсмофациальный анализ и детальное литолого-стратиграфическое картирование.

Примером подобных залежей служит нефтяное месторождение Прадхо-Бей (Prudhoe Bay) на севере Аляски, США — крупнейшее в Северной Америке, с исходными запасами около 25 млрд баррелей нефти. В странах Ближнего Востока, например, в Саудовской Аравии (Аль-Гавар) и Ираке (Румайла), угловые несогласия также способствовали формированию эффективных ловушек [115].

Прогнозируются также локальные зоны выклинивания, приуроченные к погруженным крыльям и периклиналям антиклинальных структур, таких, как Махрам, Оби Шифо, Маданият, Ниязбек-Северный Каракчикум и др.

Перспективность СТЗ в данном контексте оценивается следующим образом:

Структуры северной СТЗ характеризуются труднодоступностью из-за сложных буровых условий (мощные толщи соленосных и гипсоносных пород более 1 км), а также логистических трудностей (дорожная инфраструктура и подъезды). В этой зоне могут быть выявлены залежи различного генезиса — как антиклинальные, так и тектонически экранированные или литолого-стратиграфические. Значительная разница глубины залегания кровли меловых отложений по обе стороны Супетауского разлома (до 3–4 км) предполагает наличие экранированных ловушек как в палеогеновых, так и меловых комплексах. Применение современных сейсмических методов позволяет оценить параметры и глубину таких объектов.

Для подтверждения перспективности этой зоны рекомендуется бурение как минимум двух глубоких профилей, перпендикулярных основным структурам. Один из них целесообразно проложить в районе сопряжения структур Акбель, Кызылджар и Супетау, а второй — в зоне Рухак и Дигмай. Это позволит не только уточнить тектоническое строение, но и задать параметры для будущих сейсмических исследований.

Махрамское месторождение, расположенное в пределах центральной СТЗ, рассматривается как крупнейшее на территории Ферганской впадины, превосходящее по запасам другие известные месторождения региона. Структурное сходство Махрамской и Раватской антиклиналей, их схожее географическое положение, позволяют предполагать наличие крупных залежей. Если принять гипотезу о двухкупольной структуре, объединяющей Махрам и Батыркурган, то степень перспективности значительно возрастает — как по палеогену, так и по мелу.

Геологические особенности региона, в частности резкие изменения литологического состава коллекторов по направлению к западной части (район Ходжентских ворот), позволяют ожидать открытие обширных многопластовых залежей с высоким дебитом. Глубина залегания меловых коллекторов здесь составляет 5,5–5,8 км.

Опыт сопредельных районов Ферганской впадины на территории Узбекистана подтверждает высокую продуктивность меловых горизонтов. Здесь в месторождениях Южный Аламышик, Бостон, Ханкыз, Северный Ханкыз, Марказий аввал и других из меловых отложений уже получено более 1,6 млн тонн нефти и около 2,7 млрд м³ газа. При этом в таджикской части региона структуры, приуроченные к меловым комплексам, остаются неосвоенными.

Особое внимание следует уделить акватории Кайраккумского водохранилища, под которой, согласно данным, «Сомон Ойл», потенциально находится более 20 перспективных структур. Даже при средней глубине водоема

(8,1 м), здесь возможно достижение высокого уровня эффективности: до 40% по нефти и 56% по газу. Прогнозный прирост по нефти может составить до 50%, а по газу – до 70%, что приближает разведанность к геологическому максимуму.

Для достижения этих показателей требуется увеличение объема бурения на 50%, а также широкое внедрение геолого-геофизических методов, адаптированных под условия подводной разведки. Это направление может стать новым этапом для всей Центральной Азии, при условии привлечения инвесторов, обладающих компетенциями в морском бурении, и обеспечения экологической устойчивости.

Дальнейшее планирование должно основываться на соотношении между освоенностью НПР и результативностью бурения. По текущим оценкам, освоенность может составить лишь 20% по нефти и 40% по газу. Таким образом, требуется комплексная подготовка к освоению меловых горизонтов с последующим увеличением объемов бурения и привлечением современных технологий.

Современные реалии требуют перехода к нормативно-целевому подходу в долгосрочном планировании, учитывая различия в степени освоенности антиклинальных структур. При этом остро стоит задача наращивания запасов категории C_1, что возможно за счет разведки с минимальным числом скважин, способных дать обоснованную оценку рентабельности объектов.

Факторы, подлежащие учету при принятии решений о введении структур в бурение, включают: глубину залегания коллекторов, их литолого-физические характеристики, наличие флюидоупоров, сложность геологического строения, условия бурения и доступность инфраструктуры.

Преимущества освоения меловых отложений Западной Ферганы включают:

- наличие литотипов, аналогичных продуктивным зонам Центральной Ферганы;
- полученные прямые признаки нефтегазоносности в ряде скважин;

- наличие перспективных объектов (антиклинали, зоны выклинивания, врезы, трещиноватые зоны и др.);
- возможность расширения ранее выявленных залежей и открытия новых, приуроченных к гемиантиклинальным формам и литологическим ловушкам.

Таким образом, освоение меловых ресурсов Западной Ферганы является стратегически важным направлением, обеспечивающим долгосрочную устойчивость нефтегазового сектора Таджикистана.

Имеющийся фактический материал по геологии и геофизике свидетельствует о высокой степени закрытости структур в пределах южной структурно-тектонической зоны (СТЗ), что ограничивает проникновение инфильтрационных вод. Изолированность коллекторских горизонтов друг от друга позволяет предполагать, что неблагоприятные гидрохимические характеристики, выявленные в одном стратиграфическом уровне, не обязательно распространяются на всю структуру.

Сочетание этих факторов создаёт предпосылки для выявления промышленных скоплений углеводородов в меловых отложениях региона. Целесообразным представляется создание специализированного полигона для анализа архивных геологических материалов и разработки наиболее эффективных подходов к картированию и поиску перспективных объектов.

4.3. Роль и значение инвестиционных предложений в развитии нефтяной геологии

Инвестиционные предложения играют ключевую роль в развитии нефтяной геологии, так как являются инструментом привлечения капитала в геологоразведочные и добычные проекты. Они представляют собой синтез научно-технической, экономической и стратегической информации, обосновывающей инвестиционную привлекательность освоения углеводородных

ресурсов. По сути, инвестиционное предложение выступает связующим звеном между геологической наукой и бизнес-средой.

Нефтяная геология — это капиталоёмкая и технологически сложная отрасль, требующая значительных инвестиций в исследования, бурение, инфраструктуру и технологии. Без привлечения инвестиций даже наиболее перспективные месторождения остаются неосвоенными. Инвестиционные предложения позволяют трансформировать геологические данные — результаты сейсмических исследований, бурения и моделирования — в бизнес-продукт с расчётными рисками, сроками окупаемости и прогнозируемой рентабельностью.

«Ключевым компонентом инвестиционного предложения является достоверная оценка ресурсов и запасов углеводородов. Для этого необходимо применять международные классификации и стандарты (например, PRMS, SPE), а также использовать геостатистические методы, трёхмерное моделирование залежей и анализ неопределённостей. Эти данные формируют основу для принятия решений потенциальными инвесторами» [5, 116].

Следует учитывать, что нефтяная геология сопряжена с геологическими, техническими, экологическими и экономическими рисками. Компетентно составленное инвестиционное предложение демонстрирует, какие меры предусмотрены для их минимизации — от использования надёжных технологий до соблюдения стандартов экологической безопасности.

Кроме того, «инвестиционные предложения способствуют стратегическому планированию и формированию портфеля проектов. Компании-операторы, анализируя предложения, сопоставляют их с другими активами, распределяют бюджеты, оценивают развитие инфраструктуры региона и возможности интеграции. Высококачественные предложения способствуют росту доверия со стороны иностранных инвесторов, заключению соглашений о разделе продукции (СРП) и подписанию лицензионных контрактов» [2, с.15; 3, с.18].

В завершающей части данного раздела нами приводятся два инвестиционных предложения - по площади Махрам и месторождению Селроха. Оба эти предложения приняты к выполнению ОАО «Сугднафтугаз» и оформлены как акт внедрения в процессе проведения поисково-разведочных работ на этих структурах (Протокол геолого-технического совещания № 5 от 09 июня 2025 года прилагается). Одновременно эти предложения, после одобрения Ученым Советом Института геологии, сейсмостойкого строительства и сейсмологии НАНТ от 16 июня 2025 года, были отправлены Президенту НАНТ для информации.

Инвестиционное предложение по изучении площади Махрам с целью обнаружения залежей углеводородов в мел-палеогеновых отложениях и их подсчета запасов

В районе Махрамской структуры впервые продуктивность палеогеновых отложений подтверждена поисковой скважиной № 2, где был получен фонтанный приток нефти (около 500 тонн в сутки).

Согласно составленной нами структурной карте по кровле II пласта сумсарских отложений (рис. 2.2.12), а также структурной карте по кровле свиты Гознау (рис. 2.2.10), антиклиналь Махрам представляет собой двухкупольную складку субширотного простирания. Нам представляется, что пока рано говорить о том, что Махрам — это месторождение. Хотя нет сомнения в том, что со временем данная структура будет флагманом поисковых работ на нефть и газ в пределах Западной Ферганы. Сегодня все 17 пробуренных скважин расположены в пределах восточной периклинали. Полный геоморфологический облик данной структуры пока не установлен, так как ее полезная часть находится под водами Кайраккумского водохранилища [13, 127].

Проведенный нами анализ расположения этих проявлений в объеме указанных 17 скважин однозначно говорят о том, что они «лежат» на трех

разломах, которые ответвляются от главного разлома – Шорсино-Раватского, который строго широтно простирается с запада на восток. Вопреки законам гидродинамики для нефтегазоносных пластов, расположенные гипсометрически ниже пласты содержать залежь, а расположенные высоко – пустые. Именно поэтому на сегодняшний день здесь нельзя оконтуривать водонефтяной контакт [1, 128].

В предполагаемой сводовой части структуры Махрам нами предлагается бурение одной параметрической скважины глубиной 5500 метров с целью уточнения глубинного строения, изучения литологических и фильтрационно-емкостных свойств 20 коллекторов мела и палеогена, характера насыщенности пластов, повышения категорийности ресурсов и обоснования дальнейшего промышленного освоения структуры. С этой целью нами было составлено технико-экономическое обоснование проекта ГРР на нефть по структурам Махрам и Селроха.

4.3.1.Технико-экономическое обоснование (ТЭО) проекта геологоразведочных работ на нефть по структуре Махрам (Западная Фергана)

1. Резюме Проекта

- **Наименование:** Комплекс ГРР для оценки нефтегазоносности мел-палеогеновых отложений и подсчета запасов УВ на структуре Махрам.
- **Местоположение:** Республика Таджикистан, Западная Фергана (10 км к северо-западу от г. Канибадам).
- **Цель:** Подтверждение наличия промышленных извлекаемых запасов нефти (предварительно ~650–660 млн тонн) и подготовка структуры к разработке.
- **Основные этапы:** Сейсморазведка 2D/3D, поисково-разведочное бурение, комплекс ГИС, лабораторные исследования керна и флюидов.

- **Ожидаемый результат:** Актуализация геологической модели, оперативный подсчет запасов по категориям C_1+C_2, обоснование перехода к опытно-промышленной эксплуатации.

2. Геолого-геофизическая характеристика и предпосылки

- **Общие сведения:** Структура расположена в Центрально-Ферганской погруженной зоне. Размеры: 35 км × 5 км (площадь). Проектная глубина скважин — до 5500 м.
- **Изученность:** Выявлена сейсморазведкой МОВ в 1949–50 гг., доизучалась методами ЭВ и сейсморазведки в 1976–77 гг. Многопластовость соседних месторождений (Селроха, Нефтеабад, Айритан) косвенно подтверждает высокий потенциал Махрама.

Параметры для подсчета запасов (предварительные):

- Количество нефтеносных горизонтов: ;
- Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта ($h_{эф.н}$): 6 м;
- Коэффициент открытой пористости песчаников ($K_п$): 0.15;
- Коэффициент нефтенасыщенности ($K_н$): 0.7;
- Плотность нефти ($\rho_н$): 0.85 т/м³;
- Коэффициент извлекаемости нефти (): 0.35.

Предварительная оценка ресурсов:

- Геологические запасы 1 пласта ($Q_г$): 93.71 млн тонн;
- Общие геологические запасы (20 пластов): 1874.25 млн тонн;
- **Общие извлекаемые запасы ($Q_{общ.}$): ~656 млн тонн.**
- **Геологические риски:** Высокие (необходимость подтверждения структурного плана, ФЕС коллекторов, покрышек и характера насыщения).

3. Программа геологоразведочных работ (ГРР)

Этап I: Геофизические исследования (1.5 – 2 года)

1. **Сейсморазведка МОГТ 3D:** Высокоразрешающая широко-азимутальная съемка на площади ~100–150 км² для детализации ловушек нтиклинального, тектонического и литологического типов до глубины 5500 м
2. **Интерпретация:** Построение структурных карт, атрибутный и AVO-анализ для прогноза коллекторов, определение точек заложения скважин.

Этап II: Поисково-разведочное бурение и испытания (2 – 3 года)

1. **Бурение 3–5 скважин** глубиной до 5500 м с отбором керна и пластовых флюидов.
2. **Комплекс ГИС и испытания:** Выделение коллекторов, оценка их насыщения и ФЕС, определение дебитов нефти, газа, воды и пластовых давлений.

Этап III: Подсчет запасов и ТЭО кондиций (0.5 – 1 год)

Лабораторные исследования, создание 3D геолого-гидродинамической модели, оперативный подсчет запасов по и , защита ТЭО постоянных разведочных кондиций в госорганах.

4. Предварительная оценка затрат на ГРР

- **Сейсморазведка 3D (100–150 км²):** 1.5 – 7.5 млн USD (при цене 15–50 тыс. USD/км²).
- **Бурение 3–5 скважин (до 5500 м):** 45 – 200 + млн USD (при стоимости 15–40 млн USD/скв).
- **ГИС, испытания, аналитика:** 10–20% от затрат на бурение.
- **Непредвиденные расходы:** 15–20%.

Итоговый ориентировочный бюджет ГРР: 70 – 250 млн USD (требует уточнения по коммерческим предложениям).

5. Сроки, риски и эффективность проекта

- **Общий срок ГРР:** 4 – 6 лет.
- **Экономический эффект:** Создание крупной сырьевой базы, рабочие места, налоговые поступления и энергобезопасность Таджикистана. Ценность

извлекаемых запасов «в земле» (~4.78 млрд баррелей при оценке 3–5 USD/барр.) составляет **14–24 млрд USD**.

- **Основные риски:** Геологические (сухие скважины, низкие ФЕС, падение объемов запасов); технические аварии; ценовая конъюнктура рынка УВ; экологические требования.

6. Выводы и рекомендации

1. Структура Махрам обладает высоким потенциалом для открытия крупного месторождения. Прогнозные запасы (~656 млн тонн) инвестиционно-привлекательны.
2. Рекомендуется начать работы с детальной сейсморазведки 3D для оптимизации точек заложения скважин.
3. Целесообразно привлечь профильных стратегических инвесторов для разделения высоких финансовых и геологических рисков.

7. Концепция графических приложений

- **Структурная карта (в плане):** отображает контуры структуры (35 × 5 км), изогипсы по целевым горизонтам мела-палеогена, тектонические разломы, проектные профили 3D, точки заложения скважин и контуры потенциальной нефтеносности.
- **Геологический разрез (профиль):** Вертикальное сечение до глубины 5500 м, показывающее антиклинальную форму структуры с разломами, стратиграфическую последовательность, положение 20 целевых пластов (по 6 м), проектные стволы скважин и зоны насыщения УВ.

4.3.2.Технико-экономическое обоснование (ТЭО) проекта геологоразведочных работ на нефть по структуре Селроха

1. Резюме Проекта

Наименование проекта: Проведение геологоразведочных работ (ГРР) для оценки нефтеносности и извлекаемых запасов углеводородов на структуре Селроха.

Местоположение: Западная Фергана, Республика Таджикистан, рядом с антиклиналью Нефтеабад.

Цель проекта: Подтверждение наличия промышленных запасов нефти в меловые отложениях и подготовка структуры к дальнейшей разработке.

Основные этапы: Сейсморазведка, бурение структурной скважины, геофизические исследования, испытание, лабораторные анализы.

Ожидаемые результаты: Уточнение геологической модели, подтверждение продуктивности меловых горизонтов, расчёт запасов.

Бюджет и сроки: уточняются по результатам проектирования.

2. Геолого-геофизическая характеристика и предпосылки

Структура Селроха представляет собой асимметричную складку типа структурного носа, сложенную палеогеновыми отложениями. Размеры по кровле палеогена составляют 10,5 × 2,5 км. Южное крыло крутое (до 80°), северное пологое.

С 1908 года проведены буровые работы: всего 188 скважин, из них 58 поисково-разведочных и 130 эксплуатационных. Обнаружены нефтяные залежи в горизонтах II, V, VI, VI-а, VII, а также проявления в меловых отложениях (XIV горизонт).

3. Программа геологоразведочных работ (ГРР)

Этап I: Геофизические и архивные исследования. Оценка ранее вскрытых горизонтов.

Этап II: Бурение одной структурной скважины глубиной до 950 м, рядом со скважиной №184, с целью оценки XIV горизонта (возможно и других) меловых отложений.

Этап III: Испытание, лабораторные исследования, комплексная интерпретация, оперативный подсчёт запасов по C_1 и C_2.

4. Расчёт запасов нефти

Исходные данные:

- Площадь залежи: 10,2 км² = 10 200 000 м²;
- Средняя мощность горизонтов: 30 м;
- Пористость: 0,12;
- Нефтенасыщенность: 0,7;
- Плотность нефти: 0,85 т/м³;
- Коэффициент извлекаемости: 0,30;

Расчёт геологических запасов: $Q_{геол} = S \times h \times \varphi \times Kн \times \rho = 10\ 200\ 000 \times 30 \times 0.12 \times 0.7 \times 0.85 = 218\ 790\ 00$ млн тонн;

Извлекаемые запасы: $Q_{извл} = Q_{геол} \times K_{извл} = 21\ 879\ 000 \times 0.30 = \sim 6.56$ млн тонн;

5. Предварительная оценка затрат на ГРР

Затраты на бурение поисковой скважины до 950 м: ориентировочно 2 –5 млн долларов США (в зависимости от подрядчика).

Дополнительно: геофизические исследования, лабораторные анализы, интерпретация – около 0.5 –1 млн долларов США.

Общий бюджет программы ГРР: 3 – 6 млн долларов США.

6. Сроки реализации проекта

Общая продолжительность – 1,5 – 2 года от начала проектирования до подсчета запасов.

7. Ожидаемые результаты и экономический эффект

- **Главный результат:** Подтверждение извлекаемых запасов нефти в объеме, близком к прогнозным оценкам (~ 6.56 млн тонн).
- **Экономический эффект (в случае успеха):**

- Формирование дополнительной ресурсной базы углеводородов в пределах Западной Ферганы.
- Повышение инвестиционной привлекательности региона и привлечение финансирования на этапе разработки.
- Создание рабочих мест в период бурения и освоения структуры.
- Увеличение налоговых и лицензионных поступлений в бюджет республики.
- Повышение уровня локального обеспечения энергоресурсами.

❖ **Оценка потенциальной стоимости запасов:**

- При консервативной цене 3–5 долларов США за баррель в «залежи», стоимость подтвержденных запасов может составить:
  - 6.56 млн тонн × 7.3 барр./тонн = ~47.89 млн баррелей,
  - Потенциальная стоимость: от 144 млн до 239 млн долларов США.
- Это подтверждает экономическую целесообразность проведения геологоразведочных работ на данном этапе.

8. Оценка рисков

Геологически продуктивность XIV горизонта может не подтвердиться. Технологические: сложности при бурении, опробовании. Экономические: колебания цен на нефть, инвестиционные риски.

9. Выводы и рекомендации

Структура Селроха сохраняет значительный потенциал в пределах как палеогена, так и меловых отложений. Рекомендуется бурение поисковой скважины глубиной до 950 м с целью оценки XIV горизонта. Результаты позволят принять решение о целесообразности расширения программы ГРР.

Эти ТЭО носят рамочный характер. Каждый из его разделов требует глубокой проработки специалистами соответствующего профиля (геологами,

геофизиками, инженерами по бурению, экономистами) с использованием всех доступных архивных и актуальных данных.

Выводы по четвертой главе

В пределах структур северной СТЗ, несмотря на их труднодоступность из-за сложных буровых условий (мощные толщи соленосных и гипсоносных пород до 2 км), а также логистических трудностей (дорожная инфраструктура и подъезды), могут быть выявлены залежи различного генезиса — как антиклинальные, так и тектонически-экранированные или литолого-стратиграфические. Применение современных сейсмических методов позволяет оценить параметры и глубину таких объектов.

Для подтверждения перспективности этой зоны рекомендуется бурение как минимум двух глубоких профилей, перпендикулярных основным структурам. Один из них целесообразно проложить в районе сопряжения структур Акбель, Кызылджар и Супетау, а второй — в зоне Рухак и Дигмай. Это позволит не только уточнить тектоническое строение, но и задать параметры для будущих сейсмических исследований.

1. Анализ стратиграфических разрезов, выполненный в рамках настоящего исследования, показал, что сокращённые разрезы (вследствие тектонических процессов или последующих размывов) не могут рассматриваться как полные. Особенно это касается участков с сингенетичным сокращением в зонах поднятия. Учет таких особенностей необходим для корректной интерпретации распределения залежей УВ, особенно в случаях, когда нарушается типичное вертикальное размещение флюидов (вода – нефть – газ).

2. Особое внимание следует уделить акватории Кайраккумского водохранилища, под которой, согласно данным «Сомон Ойл», потенциально находится более 20 перспективных структур. Даже при средней глубине водоема (8,1 м), здесь возможно достижение высокого уровня эффективности: до 40% по

нефти и 56% по газу. Прогнозный прирост по нефти может составить до 50%, а по газу – до 70%, что приближает разведанности к геологическому максимуму.

3. Наличие литотипов, аналогичных продуктивным зонам Центральной Ферганы, полученные прямые признаки нефтегазоносности в ряде скважин в пределах центральной и южной СТЗ на площадях Дигмай, Северный Каракчикум, Восточный Маданият, наличие перспективных объектов (антиклинали, зоны выклинивания, врезы, трещиноватые зоны и др.), возможность расширения ранее выявленных залежей и открытия новых, приуроченных к гемиантиклинальным формам и литологическим ловушкам позволяют считать, что освоение меловых ресурсов Западной Ферганы является стратегически важным направлением, обеспечивающим долгосрочную устойчивость нефтегазового сектора Таджикистана.

4. Предложенные два инвестиционных предложения по площади Махрам и месторождения Селроха и принятые для реализации ОАО «Сугднафтугаз», по предварительным расчетам, могут давать экономический эффект в размере 14-24 млрд и 420 млн долларов США соответственно.

Практическое применение разработанных рекомендаций, основанных на фактическом материале и обновлённых представлениях о размещении залежей, позволит повысить эффективность поисков и уточнить приоритетные направления бурения.

ВЫВОДЫ

Результаты проведенных исследований сводятся, в основном, к следующему:

1. Современная структура меловых отложений характеризуется чередованием крупных прогибов и поднятий, осложненных ступенеобразными дислокациями (разрывы, флексуры) преимущественно субширотного направления [11-А, 16-А].

2. Сокращение мощности меловых отложений в западном направлении - явление не локальное, а региональное и зависит от амплитуды стратиграфического несогласия и масштаба внутриформационных размывов [5-А].

3. Типизация тектонических структур мелового комплекса Западной Ферганы выполнена на основе морфогенетических признаков, что позволило выделить три структурно-тектонические зоны (СТЗ): северную, центральную и южную. Классификация антиклинальных структур в пределах этих зон имеет ключевое значение при выборе методов и направлений поисков залежей нефти и газа [2-А, 7-А].

4. Перспективными с точки зрения нахождения коллекторов в меловых отложениях с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами надо считать те районы, где в период седиментации существовало мелководье, благоприятствующее обилию органической жизни, а также наличие последующих эпигенетических процессов. Таковыми являются антиклинальные структуры, расположенные в пределах центральной и южной структурно тектонических зон [1-А, 13-А].

5. На рассматриваемой территории, наряду с залежами, приуроченными к антиклинальным структурам, могут быть обнаружены залежи стратиграфически и литологически экранированные. Наиболее вероятную возможность их обнаружения можно ожидать в западных районах территории, где отмечается площадное выклинивание терригенных (в основном песчаных) коллекторов.

6. Перспективной для поисков углеводородов в мел-палеогеновых отложениях является территория, расположенная выше супетауского разлома. Здесь в толще неогеновых отложений имеются пластовые залежи каменных солей большой мощности (более 1000 метров), служащих газоупором на уже открытом по соседству на территории Узбекистана Мингбулакском месторождении. Присутствие смешанно-слойных минералов в глинистых породах свидетельствует также о хороших изолирующих свойствах этих пород. Они могут служить

флюидоупором и контролировать углеводородные скопления в мел-палеогеновых отложениях [8-А, 10-А, 14-А].

7. Высокоперспективной в отношении возможности обнаружения нефтяных залежей является зона затопления Кайракумского водохранилища, где по подсчетам специалистов «упокоены» более 20 антиклинальных структур. Применение морского бурения на этой территории, при средней глубине данного водного бассейна 8,1 метр, будет способствовать открытию новых месторождений углеводородов как в палеогеновых, так и меловых отложениях [11-А, 12-А].

8. В бортовых частях узбекской части Ферганской впадины залежи в мезозойских отложениях установлены на месторождениях Избаскент, Шарихан-Ходжиабад, Палванташ, Северный Ришстан, Северный Сох и др. Подобные геологические условия существуют и на территории таджикской части Ферганской впадины, где можно с успехом открывать подобные месторождения. С этой целью для опознавания древних структурных форм в меловом осадочном комплексе, связанных с поднятиями фундамента, можно использовать геофизические методы, в частности магнитометрию и гравиразведку. Комплексное рассмотрение гравитационного и магнитного полей позволяет судить о соотношении структур осадочного чехла с поднятиями фундамента, и в случае соответствия можно говорить о древнем заложении складок [4-А, 7-А].

9. Построенная впервые для Западной Ферганы структурная карта по кровле свиты Гознау дает четкое представление о том, что Батиркурганской складки как таковой не существует. Она является западной периклинальной частью Махрамской структуры, которая по кровле меловых отложений представляет собой двух купольную антиклинальную складку субширотного простирания с размерами (по замкнутой изогипсе – 5500 м) 35-40 км по длинной оси и 3-4 км по короткой. Признания данного факта позволяет по-новому подойти к стратегии ведения поиска углеводородов на этой площади как по палеогеновым, так и меловым отложениям [9-А, 16-А].

10. Центральная и южная структурно-тектонические зоны Западной Ферганы являются наиболее перспективными, поскольку здесь прогнозируется формирование крупных многопластовых месторождений нефти и газа антиклинального типа. Крупнейшим из них является Махрамское месторождение, запасы которого значительно превышают все ранее известные в регионе. Проведение поисково-разведочного бурения в пределах данной структуры имеет высокую народнохозяйственную значимость [8-А, 12-А].

11. Первоочередными объектами для обнаружения промышленных запасов нефти и газа в пределах изученной территории являются структуры Селроха, Оби Шифо, Айритан, Нефтеабад, Кучкак, Восточный Маданият, где меловые отложения могут быть вскрыты на глубинах от 300-500 м (Селроха) до 3500 метров (Восточный Маданият) [6-А, 7-А, 12-А].

12. Фациально-палеогеографические особенности накопления меловых отложений Западной Ферганы позволяют опровергать суждения о бухарском возрасте отложений свиты Гознау. Толща гипсов свиты Гознау являются регрессивным образованием и фациально представляют образования засоленной лагуны, а по времени накопления - завершающий этап всего мелового осадконакопления [4-А, 9-А];

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРАКТИЧЕСКОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Результаты выполненного исследования позволяют сделать вывод о высокой перспективности мелового нефтегазоносного комплекса Западной Ферганы, что требует активизации поисково-разведочных мероприятий в данном направлении. В первую очередь целесообразно проведение бурения параметрических и поисковых скважин в пределах наиболее изученных структур:

1. Месторождения Селроха сохраняет значительный потенциал в пределах как палеогена, так и меловых отложений. Рекомендуется бурение поисковой

скважины глубиной до 950 м с целью оценки XIV горизонта. Результаты позволят принять решение о целесообразности расширения программы ГРР.

2. В предполагаемой сводовой части структуры Махрам нами предлагается бурение одной параметрической скважины глубиной 5500 метров, с целью уточнения глубинного строения, изучения литологических и фильтрационно-емкостных свойств 20 коллекторов мела и палеогена, характера насыщенности пластов, повышения категорийности ресурсов и обоснования дальнейшего промышленного освоения структуры.

3. Наличие литотипов, аналогичных продуктивным зонам Центральной Ферганы, полученные прямые признаки нефтегазоносности в ряде скважин в пределах центральной и южной СТЗ на площадях Дигмай, Северный Каракчикум, Восточный Маданият, наличие перспективных объектов (антиклинали, зоны выклинивания, врезы, трещиноватые зоны и др.), возможность расширения ранее выявленных залежей и открытия новых, приуроченных к гемиантиклинальным формам и литологическим ловушкам позволяют считать, что освоение меловых ресурсов Западной Ферганы является стратегически важным направлением, обеспечивающим долгосрочную устойчивость нефтегазового сектора Таджикистана.

4. Освоение меловых ресурсов Западной Ферганы следует рассматривать как стратегическое направление, обеспечивающее долгосрочную устойчивость нефтегазового сектора Республики Таджикистан. В этой связи необходимо расширение объёмов глубокого поисково-разведочного бурения (до 5500–6000 м), проведение 3D-сейсморазведки для уточнения строения перспективных структур, а также комплексное использование литолого-фациальных и палеогеографических критериев для прогнозирования зон возможной нефтегазоносности.

Таким образом, предложенные научно обоснованные рекомендации имеют исключительно важное прикладное значение для отрасли, так как они напрямую ориентированы на практическое решение стратегических задач по увеличению

ресурсной базы углеводородов и служат надежной основой для выработки рациональной долгосрочной стратегии освоения всего мелового нефтегазоносного комплекса Западной Ферганы. Практическая реализация этих подходов позволит существенно повысить общую эффективность геолого-поисковых и разведочных работ, а также обеспечить устойчивое, стабильное развитие нефтегазового сектора Республики Таджикистан.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Нормативно-правовые акты и официальные источники

1. Закон Республики Таджикистан «О недрах» от 13.12.1994. № 905.-42с.

2. Закон Республики Таджикистан «Об охране окружающей среды» от 10.08.2011. № 769.-18с.

3. Закон Республики Таджикистан «О недропользовании для добычи полезных ископаемых» от 26.12.2013 № 1045.-29с.

4. Постановление Правительства Республики Таджикистан «О мерах по рациональному использованию недр и охране геологической среды» от 15.04.2018. № 182.-9с.

5. Программа по развитию нефтегазового сектора Республики Таджикистан на 2021–2025 гг. — Душанбе, 2021.-39с.

6. Послание Лидера нации Президент Республики Таджикистан к Маджлиси Оли Республики Таджикистан. — Душанбе, 28 декабря 2023. -39с.

7. Послание Лидера нации Президент Республики Таджикистан к Маджлиси Оли Республики Таджикистан. — Душанбе, 28 декабря 2024.-44с.

Научные источники

8. Абидов А.А. О нефтегазоносности локальных поднятий Сурхандарьинского синклинория // Узбекский геологический журнал. – 1 - № 3. 1980. - С. 28-30.

9. Абидов А.А. Каломазов Р.У. Критерии выделения нового элемента при тектоническом районировании Ферганской впадины и определение дальнейших направлений геологоразведочных работ в ее пределах. // Геология и перспективы нефтегазоносности Узбекистана. - Ташкент: ИГИРНИГМ, - Вып. 80. 2001.- С. 25-35.

10. Абидов А.А. Убайходжаев Т.И., Абдысадыков А.А, Юлдашев Ж.Ю. Перспективы нефтегазоносности Сурхандарьинского синклинория // Геология нефти и газа. - № 7. 1987. - С. 20-22.

11. Абидов А.А. Генезис нефти и газа и методика поисков их месторождений. Ташкент: Фан АН Узбекистана, 2010. - 258 с.

12. Абих Г.В. Геологические исследования в Кавказском крае. — Тифлис: Типография Канцелярии Наместника, 1980. -214 с.

13. Абдуллаев Г.С. Надежная сырьевая база углеводородов - основа для привлечения иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль Республики Узбекистан // Узбекский журнал нефти и газа. - Специальный выпуск. – 2013. - С. 53-61.

14. Алиев М. М. (ред.) Мезозой нефтегазоносных областей Средней Азии (биостратиграфия и палеогеография). — М.: Наука, 1967. - С.152.

15. Абдуллаев Г.С., Ивонина И.Э. История, состояние и перспективы развития нефтегазовой отрасли Узбекистана в области поиска и разведки месторождений углеводородного сырья // Узбекский журнал нефти и газа. - Специальный выпуск. – 2015 - С. 103-110.

16. Абдурахматов К.Е., Аширов Б.М., Айтмырзаев Ж.С. Особенности новейшей тектоники Тянь-Шаня и Джунгарии // Вестн. ИС НАН КР. - Т. 12. № 2. 2018. - С. 8–14.

17. Акрамходжаев А.М. Литология нефтегазоносных меловых отложений Ферганской депрессии. Изд-во АН Узб. ССР, Ташкент,1960.- 427 с.

18. Акрамходжаев А.М., Сайдалиева М.С. Ферганский нефтегазоносный бассейн. - М.: Изд-во «Недра». Москва,1981. - 280 с.

19. Акрамходжаев А.М. и др. «Глинистые покрышки залежей нефти и газа мезозойских и палеогеновых отложений Ферганской впадины». Издательство «ФАН». Ташкент, 1977,- С. 54-67.

20. Акрамходжаев А.М. и др. Фациально-литологические и битуминологические предпосылки нефтегазообразования и нефтегазонакопления в мезозойских и палеогеновых отложениях Ферганской впадины. Ташкент, «ФАН», 1986. - 252 с.

21. Атабеков И.У. Опыт моделирования сейсмотектонического течения земной коры Центральной Азии // Физика Земли. 2021. № 1. С. 122–132.

22. Атабеков И.У. Напряженное состояние земной коры Западного Тянь-Шаня в Центральной Азии (Узбекистан): Математическое моделирование // Геотектоника. 2022. № 3. С. 50–65.

23. Архангельский А.Д. О меловых отложениях Ферганской впадины // Труды Геологического комитета. - Т. 35. 1976. - С. 109-112

24. Бабаев А.Г. О типах разреза мела Ферганы // ДАН Уз.ССР. – 1950. - № 12. - С. 11-14.

25. Бабаев Ш.Б. Физико-минералогические особенности глинистых пород Западной Ферганы и Юго-Западного Таджикистана // Известия Академии наук Таджикской ССР. Отделение физико-математических, геологических и химических наук. - № 4. -1987. - С. 56–64.

26. Бакиров А.А. Геологические принципы районирования нефтегазоносных территорий // Принципы нефтегеологического районирования в связи с прогнозированием нефтегазоносности недр. М.: Недра, 1976. -С. 16–52.

27. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Мелик-Пашаев В.С. и др. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М.: Высшая школа, 1976. - 416 с.

28. Барковская М.Г. Литология и стратиграфия меловых отложений Ферганской впадины. — Ташкент: Геологиздат. Узб. ССР, 1988. - 124 с.

29. Балагурова Е.С., Троицкий В.И. Фациально-палеогеографическая характеристика бокситов Южного Узбекистана. – Сб. научных трудов Глав.геологии Узб.ССР, Ташкент, Наука, 1984.-С.145-159.

30. Бабаев А.Г. Стратиграфия меловых отложений Ферганской впадины // Труды Института геологии Узбекской ССР. - Вып. X. - 1990. - С. 12–47.

31. Белеловский М.Л. Некоторые черты глубинной тектоники Таджикской депрессии по геофизическим данным // Тектоника Памира и Тянь-Шаня. - Москва, «Наука», 1984. - С. 125-140.

32. Богатырев Б.А. Мезозойская кора выветривания юго-западных отрогов Гиссарского хребта. – В сб.: Геология и минералогия коры выветривания. М., Наука, 1990. - С. 89-94

33. Богданов Н.А., Лобов А.И., Михайлов В.А. Осадочные бассейны и бассейны седиментации: терминология, главные отличия, принципы выделения, классификации и использования в геологии нефти и газа // Геология и геофизика. – 2013. – № 1. – С. 3‑15.

34. Богдасаров Н.С., Петров В.С. Сейсмическое изучение антиклиналей западной части Ферганской впадины // Труды Узбекского геофизического треста. — Ташкент. — Вып. 7. 1992. -С. 25–39.

35. Буртман В.С. Тянь-Шань и Высокая Азия. Геодинамика в кайнозое. –Отв. ред. Ю.Г. Леонов–М.: ГЕОС, 2012. –188 с.

36. Брунс Е.П. Генезис юрских угленосных отложений Южной Ферганы// Литологич. сб. 1. Л.: Гостезиздат, 1948.- С. 128-134

37. Васильчиков М.В. Тектоника и вопросы нефтегазоносности Северного Таджикистана. // Вопросы геологического строения и перспективы нефтегазоносности Таджикистана. Вып. I,«Ирфон»,Душанбе,1985.-С.48-74

38. Васильковский Н.П. О тектонической структуре и зональности Ферганской впадины // Доклады АН Уз.ССР, 1985. – С. 133-139.

39. Вебер В.Н., Чернышева Ф.Н. Геологические исследования в Фергане 1909-1910 гг. //Изв. Геол. ком., СПб. Т.29. -№8. 1990. - С.44-51

40. Вахрамеев В.А., Пейве А.В., Херасков Н.П. Мезозой Таджикистана. Юрские и нижнемеловые отложения Гиссарского хребта Таджикской депрессии// Тр. ТПЭ АН СССР, вып. 58. М. Л. 1986. - 234 с.

41. Виноградов П.Д., Мартышев В.Р., Мисников Ю.К., Торшин Н.С. О нефтепроявлениях в силурийских отложениях Центрального Таджикистана. – ВСЕГЕИ. Мат-лы по геол. и полезным ископаемым Средней Азии, новая серия, вып. 10. 1986. - С. 18-23

42. Вялов О.С. Типы разрезов меловых отложений Ферганы. ДАН СССР, т. XLIX, № 4, 1995. -С. 129-138

43. Габрильян А.М. Литология, палеогеография и вопросы нефтегазоносности верхнемеловых и палеогеновых отложений Ферганской депрессии. - Ташкент: Изд-во АН Уз.ССР, 1977. – 397с.

44. Головинов Д.А., Саидов А.И. Новые данные по тектонике Ферганской впадины. — Ташкент: Фан, 1982. — С. 80

45. Гулев В.Л. Геологоразведочные работы на нефтегазоносных площадях Южного Таджикистана // Горный журнал. – 2009. - № 8. - С. 21-22

46. Грамм М.Н. Некоторые новые данные о третичных красноцветных отложениях Юго-Западной Ферганы // Докл. АН Уз.ССР, № 9. 1971. –176 с.

47. Джумагулов А.Д., Захаров Е.В. Основные черты геологического строения и закономерности пространственного распределения нефти и газа в северо-восточной части Ферганской впадины М.: Недра, 1986.- С. 89-97

48. Жураев М.Р. Технологическая разработка физико-геологической модели месторождения минеральных вод на объекте Чимион по данным геофизических исследований. // Геология и минеральные ресурсы.Вып.6. Ташкент, 2009. - С. 34 – 38

49. Жураев М.Р., Джураев Р.Э. Выявление перспективной площади распространения сульфидных вод в Палванташском нефтегазоносном месторождении // Вестник Пермского университета. Геология. Вып. 1(22). - 2014.-С. 25 – 33

50. Жураев М.Р., Джураев Р.Э. Обоснование перспективных площадей сероводородных вод на выработанных нефтяных месторождениях (на примере структуры Чимион). // Разведка и охрана недр. Вып. 10.-2014.-С.52-57

51. Жураев М.Р., Джураев Р.Э. Распространение сероводородных вод по площади Северного Сохского нефтегазоносного месторождения. // Вестник Воронежского государственного университета. Геология. Вып.2. -2014, - С. 133-140.

52. Жураев М.Р., Чеботарева О.В., Джураев Р.Э. Перспективы использования сероводородных вод на Андижанском нефтегазоносном месторождении (анализ геолого-геофизических данных) // Региональные проблемы. Т. 17, №1. -2014. - С. 15-20.

53. Захаров А.С. Стратоструктуры мезо-кайнозоя Таджикской депрессии. Душанбе, Изд. АН Тадж. ССР, -1978,- 228 с.

54. Зуннунов Ф.Х., Зильберштейн М.Б., Перельман И.И., Пак В.А., Пшеничная З.Д., Харитонов А.И., Грудкин К.А., Ефимов Г.П. Глубинное геологическое строение Ферганской межгорной впадины и его изучение геофизическими методами. –Подред. Т.Л. Бабаджанова–Ташкент: ФАН, 1983.- 192 с.

55. Ибрагимов А.Д., Тектоника и перспективы нефтегазоносности Восточной Ферганы. - Ташкент: Фан, 1987. - 120 с.

56. Иванов Ю.А. Геофизические методы изучения тектоники Ферганской впадины. — Ташкент: Фан, 1978. – С. 166-174

57. Ишанов И.И., Пильгуй А.И. Применение данных космической съёмки при изучении тектоники Западной Ферганы // Геология и геофизика.— № 6. - 1982. -С. 34–42

58. Каломазов Р.У. Основные направления и методика геологоразведочных работ на нефть и газ в Юго-Западном Таджикистане /

Р.У. Каломазов, В.С. Коробка, Ю.С. Юртаев. – Душанбе: Тадж.НИИНТИ, 1986.- С.87-99

59. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шугрин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. -М.: Недра, 1992. – 211 с.

60. Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород. М.: Недра, 1986. – С. 145-157

61. Каримов М.К., Касымов Б.А. Тектоника и нефтегазоносность Западной Ферганы. — Ташкент: Фан, 1985. —112 с.

62. Курманбеков К.И., Д.И. Мушкетов. Геологическое строение и нефтегазоносность Ферганской впадины. — Ташкент: Фан, 1970. —95 с.

63. Каломазов Р.У., Кариев А.Р., Коробка В.С., Юртаев Ю.С. Геология и нефтегазоносность осадочных формаций мезозоя и кайнозоя Таджикистана Душанбе: Дониш, 1990. - С.123-134

64. Крылов Н.А. Перспективные направления поисков нефти и газа в Республике Таджикистан и Киргизской Республике / Н.А. Крылов, Ю.И. Заболотная, М.С. Кучеря // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2008. – № 1. – С. 29–34

65. Крылов Н.А. Плей-анализ на примере Афгано-Таджикской впадины // Геология нефти и газа. – 2008. - № 4. - С. 24-29

66. Крылов Н.А., Мухутдинов Н.У., Кучеря М.С. Оценка возможных направлений дальнейших поисков нефти и газа в Ферганской впадине// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Москва: ВНИИОЭНГ, 2009, № 2,- С.4-13

67. Кузьмин Ю.О. Парадоксы сопоставительного анализа измерений методами наземной и спутниковой геодезии в современной геодинамике // Физика Земли. 2017. № 6. - С. 24–39

68. Кухтиков М.М., Фузайлова И.А. О так называемой геологической границе между Памиром и Алаем – Тянь-Шанем. – Уч. Зап. Тадж. Гос ун-та, т. 6. Тр. Фак. Естеств. Наук, вып.1.- 1985. - С. 45-49

69. Львов П.С., Хасанов К.А. Глубинное строение земной коры Центрального Таджикистана по гравиметрическим данным // Геофизические исследования. - № 2. -1982. - С. 18–25

70. Латипов А.К. Стратиграфия меловых отложений Ферганской впадины. — Ташкент: Фан, 1980. — 110 с.

71. Лисицына Н.А. Условия образования верхнеепалеозойских отложений восточной части Алайского хребта. – Бюлл. Моск. об-ваиспыт. природы, отд. геол., 31 (2). 1986. - С. 63-66

72. Ларин В.И. Количественная оценка процессов газонакопления. — М.: Недра, 1982. — 184 с.

73. Малашенков Г.Н., Карогодин Ю.Н., Саидходжаев Ш.Г. Цикличность и нефтегазоносность палеогена Северного Таджикистана // Труды Института геологии и геофизики, вып. 468. — Новосибирск: Наука, 1981. — С. 117-121

74. Минакова Н.Е. Основные черты геоморфологии Ферганы. //Соц. наука и тех. -№3. Изд-во ком. наук УзССР. - Ташкент: -1967.- С.34-50

75. Мамаджанов Х.М. Коллекторские свойства продуктивных горизонтов разведочных площадей Производственного объединения «Таджикнефть». Отчет по теме 87.36.26.78, том 1, 1979.- С. 165-171

76. Музапаров А.М. История нефтяной промышленности Ферганской долины. — Ташкент: ФАН, 1967. -184 с.

77. Мухидов, М.М., Тожиев, Х.Т. История и перспективы нефтяной промышленности Ферганской долины. - Ташкент: ФАН, 1972. -С. 122-128

78. Назаров С.Н., А.Н. Рыбалько. «Продольное смещение сводов в мезозойских отложениях Ферганы на примере месторождения Ходжаабад». Доклады академии наук Уз.ССР, №8, 1959.- С. 221-234

79. Назаров С.Н., О.А. Рыжков, Ю.Зуев, Т.Т. Таджиев. «О расчленении под экзогировых отложений Ферганы в связи с перспективами их нефтегазоносности». Новости нефтяной и газовой техники, №3,1961.-213 с.

80. Наливкин Д.В. Геологическое строение и история развития Ферганской долины // Труды Среднеазиатского геологического управления. — Ташкент: Узгеолтехиздат, - Вып. 12. 1970. - С. 15–38

81. Нигметов, Р.М., Айткулов, Н.З., Зарипов, Р.Х. Гидродинамические особенности месторождений нефти и газа Узбекистана. Ташкент: Издательство "Фан", 2010. - С. 233-241

82. Новрузов А.Г., Урмонов А.Х. Прогнозирование залежей нефти и газа комплексом геофизических методов на южном борту Ферганской впадины. – SOCAR Proceedings, № 2, 2019. - С. 23-30

83. Нугманов А.Х. О нефтегазоносности осадочных пород Ферганской депрессии // Узбекский геологический журнал. - 1962. - № 3.- С. 27-36

84. Нурматов М.Р., Халисматов И.Х., Урманов А.Х., Абидов Х.А. «Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений юга Ферганского региона в свете новых геолого-геофизических данных». ТГТУ, Ташкент, «Фан ва технология», 2018. – С. 216-223

85. Овлоеров и др. Увеличение добычи нефти и газа из меловых отложений юго-восточной Ферганы. Экономика и социум, №6(97)-2, 2022.- С.89-94

86. Плутарх. Александр и Цезарь. Перевод Ботвинник М., Перельмутера И., Лампсакова К. и Стратановского Г. – Москва: 1971. – 494 с.

87. Попов В.И. История депрессий и поднятий Западного Тянь-Шаня. 1938. Геологические условия формирования кайнозойских моласс Ферганы. 1970.- С. 42-49

88. Поршняков Г.С. Южно-Ферганский разлом и его геологическая природа // Геотектоника. — № 3. 1967. - С. 52–65

89. Резвой Д.П., М.А. Эгамбердиев О фациальной зональности верхнесилурийских отложений Южной Ферганы. – Докл. АН СССР, 1973. - С. 84-90

90. Ривман А.И. Сульфидные воды Афгано-Таджикского и Ферганского артезианских бассейнов Средней Азии // Тр.ЦНИИКиФ.// 1977. - 143 с.

91. Романовский Д.И. Осадочные бассейны и их нефтегазоносность. — М.: Недра, 1977. - С. 264-271

92. Рыжков О.А. Тектоника Ферганской впадины и её нефтегазоносность. — М.: Недра, 1964. — С. 110-115

93. Симаков С.Н., Клейнберг В.Г. Тектоника. В кн.: Геологическое строение и нефтеносность Ферганы // Тр. ВНИГРИ. Вып. 110, Л.: Гостоптехиздат, 1977.- С. 249–276

94. Синицын Н.М. Тектоника горного обрамления Ферганы. // Изд. ЛГУ.1960. - С. 27-38

95. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Том III. Закономерности состава и размещения аридных отложений. Изд-во Академии наук СССР, Москва, 1962.- С. 117-126

96. Таль-Вирский Б.Б, Алексеев В.П., Зуннунов Ф.Х. Тектоническая карта Ферганской межгорной впадины. –М-б.1: 500000.–Ташкент: ФАН, 1972.-10л.

97. Троицкий В.И. Верхнетриасовые и юрские отложения Южного Узбекистана. Л., Недра, 1967. - С. 188-193

98. Туаев Н.П. Проблема нефтегазоносности палеозойских отложений Средней Азии. Труды Института геол. АН Уз.ССР, вып. 1, 1978. – 86 с.

99. Туляганов Х.Т., Яскович Б.В. Геологическая карта Узбекской ССР. - Ташкент: «Фан» Уз.ССР, 1980. – 12 л.

100. Федченко А.П. Путешествие в Туркестан. – Москва: 1975. – 177 с.

101. Хаимов Р.Н., Новокшенов А.М., Исмайлов А.И. Структурно-информационные особенности нефтегазоносности палеозойских отложений в пригеосинклинальных прогибах Южной Ферганы. // ДАН Узб. ССР, № 9, 1990. С. 27-31

102. Хамрабаев И.Х., Рыжков О.А. О нефтегазоносности палеозойских отложений Узбекистана и прилегающих территорий. // Геология и полезные ископаемые Узбекистана. Изд. АН Узб.ССР, Ташкент, 1964. - С. 17-22

103. Ходжаев А.Р., Акрамходжаев А.М., Бабаев А.Г., Давлятов Ш.Д., Азимов П.К., Сотириади К.А., Маденов А. Нефтяные и газовые месторождения Узбекистана. Книга II. Ташкент: ФАН, 1974. – 180 с.

104. Шехтман П.А. Геология среднеазиатского мезозойского бассейна. Изд-во Узбекского филиала АН СССР, Ташкент, 1971. – С. 43-51

105. Юлдашев Г.Ю., Мажидов Э.К. Инновационный подход к интерпретации геофизических исследований при поисках новых нефтегазоперспективных объектов в меловых отложениях: обзор по Ферганскому региону Республики Узбекистан // Научный журнал. — 2024. № 3. — С. 45–54

Диссертации и авторефераты

106. Абидов А.А. Особенности размещения скоплений нефти и газа и перспективы нефтегазоносности Сурхандарьинского синклинория. Дисс. на соиск. уч. степени канд. геол.-минер. наук, Москва, 1988. – 219 с.

107. Ибрагимов Д.С. Гидрогеология месторождений сероводородных вод южной части Ферганского артезианского бассейна. Автореф. дис. канд. г.-м. наук. Москва, 1964 .- С. 25.

108. Каломазов Р.У. Особенности геологического строения и условий формирования локальных складок Северного Таджикистана в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. Дис. ... канд. геол.-минер. наук. Ташкент, 1971. -97с.

109. Мавлони С.Р. Литология и условия формирования нижне- и среднеюрских угленосных отложений Юго-Западных отрогов Гиссарского хребта. Дис. канд. геол.-минер. наук. Душанбе, 1977. - С. 65-71

110. Сайдалиева М.С. Литолого-фациальные особенности и нефтегазоносность меловых отложений Ферганской впадины. Автореф. дис. … канд. геол.-мин. наук. — Ташкент, 1974. – 28с.

111. Рыжков О.А. Тектоника и перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений Ферганской впадины. Дис. … канд. геол.-мин. наук. — Ташкент, 1965. — С. 95-98.

112. Поршняков Г.С. Фациальный анализ и тектоника нефтегазоносных структур Западной Ферганы. Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. - Москва, 1970. – С.30-34

113. Юлдашев Г. Геоэлектрический эффект залежей нефти газа и прогнозирование нефтегазоносности геофизическими методами. Автореферат диссертации на соискание уч.ст.доктора г.-м.н. -Ташкент. 2020.- 58с.

Интернет-источники

114. Главное управление геологии: в Таджикистане имеются достаточные запасы нефти и газа / НИАТ «Ховар». –https://khovar.tj/rus/2020/01/glavnoe-upravlenie-geologii-v-tadzhikistane-imeyutsya-dostatochnye-zapasy-nefti-i-gaza/.

115. Prudhoe Bay field / AAPG Wiki.- https://wiki.aapg.org/Prudhoe_Bay_field.

116. Petroleum Resources Management System (PRMS) / Society of Petroleum Engineers (SPE). –https://www.spe.org/en/industry/terms-used-petroleum-reserves-resource-definitions/.

117. Ministry of Energy and Water Resources of Tajikistan: Oil and Gas Exploration.: http://www.mewr.tj/oilgas/fergana

Фондовые материалы

118. Губарев А.А. Электроразведочные работы методами ВЭЗ-ВП, ЗБС, ЧЗ и МТЗ в пределах центральной и южной частей Ферганской впадины: отчёт. - Душанбе: Управление геологии Тадж.ССР, -1982. - С. 87-94.

119. Душанбинская комплексная лаборатория. Лабораторные исследования фильтрационно-ёмкостных свойств меловых коллекторов Западной Ферганы (1980–1985 гг.): Отчёт. — Архив ИГИГиЗИ АН Тадж.ССР, фондовые материалы.

120. Котляревский Л.Н., Кремнев И.Г. Результаты магнитометрических исследований Ферганской впадины. -1981. // Внутренние отчёты ИГИРНИГМ, 1961. — 12 л.

121. Колпаков А.М. Гравиметрическая съёмка Ферганской впадины масштаба 1:200 000 — Ташкент: Среднеазиатское геол. упр., -1979. — 45с.

122. Мирзоев Б. Б. Отчёт о поисках и разведке нефти и газа на территории Ферганской впадины. Книга 1 -Ташкент, 1975. – 210 с.

123. Миробидов О.М. Отчет. Результаты структурного бурения на площади Селроха за 1986–1987 гг. Книга I. Год 1989. - 119с.

124. Ольшанский А.С. Отчет: Проведение цифровой переобработки и переинтерпретации данных сейсморазведки по нефтегазоносным областям Республики Таджикистан: Фонды ОАО «Саратовнефтегеофизика». – Саратов, 2008. - 210с.

125. Петролеум Сугд. Подсчёт запасов нефти и газа: фондовый отчёт 6 ГР / Управление геологии Республики Таджикистан. - Худжанд,2025. -С.42-49

126. Прогнозные ресурсы газа Западной Ферганы (по состоянию на 01.01.1974г.): Справка-отчёт: СредАзНИПИнефть, Таджикское отделение - Ташкент,1974.-С.12.

127. Халимов Э.М. Коллекторские свойства продуктивных горизонтов разведочных площадей производственного объединения «Таджикнефть». Отчет. Фонды «СредазНИИнефть». – Ташкент, 1979. – 187с.

128. Юнусов Ю.Ш.«Подсчет геологических и извлекаемых балансовых запасов нефти и газа по всем пластам палеогеновых отложений по блоку нахождения скважины №17 площади Махрам». // Фонды ОАО «Нафту газ». – Душанбе, 2022. – 172 с.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИИ АВТОРА ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ:

А) В рецензируемых научных изданиях, рекомендованных ВАК при Президенте Республики Таджикистан

[1-А] Рахимов Ф.А. Айваджское палеоподнятие и его роль в формирования месторождений углеводородов. / С.Р. Мавлони, **Ф.А. Рахимов** // Журнал «Наука и инновация. Серия геологических и технических наук».Душанбе,2023.№ 2.-С.67-72

[2-А] Рахимов Ф.А. Фациально-палеогеографические особенности образования гаурдакской свиты в связи с поисками месторождения углеводородов в Афгано-Таджикской впадине./ С.Р. Мавлони, **Ф.А. Рахимов** // Журнал «ANAS Transactions, Earth Sciences» Баку, 2023. Спец. Выпуск. - С. 141-145

[3-А] Рахимов Ф.А. Сульфатредуцирующие процессы в палеогеновых отложениях Гульдаринской антиклинали. /**Ф.А. Рахимов,** С.Р. Мавлони // Журнал «Новые идеи в науках о земле». Серия НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО. Москва, 2025.Том 4.-С.84-89

[4-А] Рахимов Ф.А. Фациально-палеогеографические особенности формирования меловых отложений Западной Ферганы / **Ф.А. Рахимов,** С.Р. Мавлони // Журнал «Известия ВУЗов Кыргызстана». 2025. № 2. С. 24–28.

[5-А] Рахимов Ф.А. Эволюция седиментационного бассейна в историко-генетическом аспекте и перспективы нефтегазоносности меловых толщ Западной Ферганы/ **Ф.А. Рахимов** // Журнал «Наука и инновация. Серия геологических и технических наук». Душанбе, 2025. № 3. - С. 28-34.

[6-А] Рахимов Ф.А. Соляной тектогенез в афгано-таджикской впадине. / С.Р. Мавлони, **Ф.А. Рахимов** // Журнал «Вестник». Серия Естественных наук. Душанбе, Том 1, №3(49), 2025. - С.104-114

Б) Монография (автора)

[7-А] Рахимов Ф.А. Нафт ва Газ: аз пайдоиш то иктишоф./ С.Р. Мавлони, **Ф.А. Рахимов** // Изд.: «Садои қалб», Душанбе, 2023. –196 с.

В) В других публикациях

[8-А] Рахимов Ф.А. Анализ сейсморазведочных работ на нефть и газ в юго-западном Таджикистане и проблемы их неэффективности. / **Ф.А. Рахимов** // // Материалы Международной научно-практической конференции «XII Ломоносовские чтения». Часть I. Естественные науки. Филиал МГУ имени М.В. Ломоносова в г. Душанбе, 29-30 апреля 2022. С. 319-322

[9-А] Рахимов Ф.А. Перспективы нефтегазоносности Вахшской структурно-тектонической зоны / С.Р. Мавлони, **Ф.А. Рахимов** // Известия НАН Таджикистана. Серия «Науки о Земле». - Душанбе, 2023. - № 1 (191). - С. 76–82

[10-А] Рахимов Ф.А. Душанбинский прогиб - необоснованно забытый нефтегазоносный район Афгано-Таджикской впадины./С.Р. Мавлони, **Ф.А.Рахимов**// Материалы Международной научно-практической конференции. «Актуальные проблемы нефтегазовой геологии освоения углеводородного потенциала недр и пути их решения»(10-12 -дек. 2023 г)Ташкент, 2023.-С.167-172.

[11-А] Рахимов Ф.А. Историко-генетическая эволюция седиментационного бассейна в меловое время (Западная Фергана) / С.Р. Мавлони, **Ф.А. Рахимов** // Материалы Международной научно- практической конференции

«Нефтегазоносность активизированных областей Туранской платформы и её горного обрамления» ГУ ИГИРНИГМ Ташкент, 2025 г- С.16-19

[12-А] Рахимов Ф.А. Месторождение Махрам: геологическое строение и нефтегазоносность./ Ф.А. Рахимов, Мавлони С.Р. // Материалы Международной научно- практической конференции «К.И.Сатпаев и науки о Земле», (12-апрели 2024 г) -Алматы, -2024 г. - С. 267-269

[13-А] Рахимов Ф.А. Использование инновационных технологий при поиске и разведке нефтяных и газовых месторождений в Республике Таджикиста / **Ф.А. Рахимов,** С.Р. Мавлони // Тр.Международной научно-практической конференцияпосвящённой «100 летиюМирходжаева Исмаила Мирходжаевича-заслуженного деятеля науки и техники Узбекистана, Лауреата Государственной Премии имени А.Р.Беруни».(4-7 мая 2025 г.) Ташкент, 2025. - С.326-330.

[14-А] Рахимов Ф.А. Историческое и современное состояние геолого-геофизической изученности Ферганской впадины / **Ф.А. Рахимов,** С.Р. Мавлони// Международной научно- практической конференция. «2025 году Международному году сохранения ледников» Тр. ИГССС Вып.9. 2025 – С.211-216

[15-А] Рахимов Ф.А. Афгано-таджикский нефтегазоносный бассейн: бурения скважин в условиях аномально-высоких давлений и температур./ С.Р. Мавлони, **Ф.А. Рахимов,** М.Р. Рахимбекова // Международной научно-практической конференция «Нефтегазоносность и геоэкологические проблемы Каспийского региона».(4-5 декабря, 2024 г.) Баку, 2024. - С.268-271.

[16-А] Рахимов Ф.А. «Тектонические и литолого-фациальные критерии прогноза нефтегазоносности меловых отложений Западной Ферганы»./ **Ф.А. Рахимов** // Конференцияи илми назарияви «Нақши олимони ҷавон дар рушди илм, инноватсия, иқтисоди рақамӣ ва таҳкими давлатдории миллӣ». - Душанбе: АМИТ, май 2025. - С. 332–335