На правах рукописи

Menof J

## Исмаилов ДжавиданДжейхунович

# УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СИСТЕМЫ НА ТЕРРИТОРИИ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Работа выполнена на кафедре общей и нефтегазопромысловой геологии ФГАОУ ВО«Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

### Научный руководитель: Лобусев Александр Вячеславович

доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный геолог РФ, заведующий кафедрой общей и нефтегазопромысловой геологии ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени и м. Губримо»

И.М. Губкина»

### Официальные оппоненты: Гридин Владимир Алексеевич

доктор геолого-минералогических наук, профессор, ФГБОУ ВО «ГГНТУ имени академика М.Д. Миллионщикова, директор ООО

«НИПИнефтегазгеология»

### ГурбановВагифШыхыоглы

доктор геолого-минералогических наук, профессор, исполнительный директор Института нефти и газа Национальной Академии Наук Азербайджана

### Ведущая организация:

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (ФГБОУ ВО «УГНТУ»)

Защита состоится 28 апреля 2022 года в 13:00 часов на заседании диссертационного совета Д 999.234.02 при ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ) по адресу: 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23, зал диссертационного совета (каб. 5-17).

С диссертацией можно ознакомиться в Научной библиотеке ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» и на сайте https://mgri.ru/science/scientific-and-innovative-activity/dissertation-council/download/dissertation\_%20Ismailov\_Dzhavidan\_.pdf

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим направить ученому секретарю диссертационного совета по указанному выше адресу.

Автореферат разослан « » 2022	ГО	Į	Д	Į	Į	Į	Į	1	]		J	Į	į	,	)	)	)	2	C	C	(	(	(	(	(	(	(	C	C	C	C	C	C	C	C	C	(	(	(	(	(	(	1	٦	٦	ī	Γ	ſ	Γ	I	I	J	]		,	2	2	2	2	2	2	4	,,,		_	2	2	2	2	2	2	_	2	1	4	4	_	_	_	_	4	2	_	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	_	4	4	4	_	4	2	2	4	2	_	4	_	1	_	1	Ĺ	ľ	)	)	)	J		Ĺ	ĺ	(	(	(			,	,	2	)	2	2	2	_	4	'											
-------------------------------	----	---	---	---	---	---	---	---	---	--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	---	---	---	---	---	---	---	---	-----	--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	---	---	---	---	---	--	--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

### ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Исторически в энергетическом балансе России особую роль играла ресурсная база углеводородного сырья Предкавказья, где к настоящему времени открыто около 500 месторождений нефти и газа. Геологическое строение исследуемого региона является достаточно сложным, что объясняется особенностями истории его формирования. В условиях очевидной исчерпаемости традиционного углеводородного сырья встает необходимость определения новых направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ, поисков нетрадиционных источников углеводородов, в том числе значительных объемов углеводородов, находящихся в сланцевых толщах («сланцевых углеводородов»), что является актуальной задачей.

**Объектом исследований** являются олигоцен-миоценовые отложения Терско-Каспийскогонефтегазоносного бассейна (НГБ) (Центральное и Восточное Предкавказье).

**Цель работы** заключается в определении условий формирования и размещения олигоцен-миоценовой углеводородной системы в пределах Терско-Каспийского нефтегазоносного бассейна и прогнозирование традиционных и нетрадиционных скоплений нефти и газа.

### Основные задачи:

- 1. Бассейновый анализ условий формирования и размещения осадочных бассейнов в олигоцен-миоценовое время.
- 2. Создать пространственно-временные структурно-тектоническиемодели, модели распространения распространения литолого-фациальных зон, тепловой истории региона, углеводородных систем.
- 3. Определить условия формирования олигоцен-миоценовой генерационноаккумуляционной углеводородной системы и ее главные элементы; установить основные пространственно-временные закономерности развития процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородных флюидов.
- 4. Оценить генерационный потенциал олигоцен-миоценовых отложений Терско-Каспийского НГБ.
- 5. Определить местоположение очагов генерации УВ в олигоцен-миоценовой генерационно-аккумуляционной углеводородной системе.
- 6. Определитьперспективы поисков скоплений УВ в олигоцен-миоценовых отложениях.

### Научная новизна работы:

- 1. Созданы геологические и литологические модели олигоцен-миоценовых отложений, реконструированы условия формирования и размещения осадочных бассейнови обстановки осадконакопления на основе применения бассейнового анализа и моделирования.
- 2. Созданы модели углеводородных систем и модели распространения органического углерода, катагенетической зональности, выработанности потенциала органического вещества (OB), миграции, насыщенности и аккумуляции углеводородов.
- 3. Определены характеристики основных элементов системы нефтегазоматеринских толщ, коллекторов и покрышек, а также установлены основные пространственно-временные закономерности развития процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородных флюидов на основе моделирования.

**Практическая значимость работы** связана с обоснованием двух направлений геологоразведочных работ на нефть и газ — поиски традиционных и нетрадиционных залежей УВ в высокоуглеродистых карбонатно-глинистых формациях в олигоцен-миоценовом комплексе. Составлена региональная схема перспектив нефтегазоносности, использование которой обеспечит повышение эффективности геологоразведочных работ, определит новые направления в исследовании нетрадиционных источников углеводородов.

**Методы исследования и фактический материал:** палеотектонические и палеогеографические реконструкции; построение сводных структурных карт и карт

мощностей; реконструкции условий осадконакопления в геологическом прошлом; геохимические исследования и численное бассейновое моделирование.

Геохимические исследования были проведены на основе обобщения результатов лабораторных исследований 195 образцов олигоцен-миоценовых отложений из 53 месторождений (площадей), в том числе химико-битуминологических исследований 40 образцов пород, пиролитических — 151 образцов, углепетрографических — по 4 аншлифам.

Бассейновый анализ и моделирование углеводородных систем были проведены с использованием программного пакета и технологий моделирования PetroMod компании Schlumberger.

**Личный вклад автора.** Авторомпроведен бассейновый анализ и моделирование углеводородных систем, созданы пространственно-временные структурно-тектонические модели, модели распространения литотипов и тепловой истории региона, модели углеводородных систем. Были обобщены результаты геохимических исследований-химико-битуминологических, пиролитических, углепетрографических исследований, проведенанализ мощностей и фаций.

Публикации и апробация результатов работы. Основные результаты и положения диссертационной работы, полученные автором, изложены в 16 опубликованных работах, в том числе 8 статей в издании, включенном в международную реферативную базу данных «Скопус» (Scopus),2 статьи в изданиях из перечня ВАК РФ, и докладывались на российских и международных конференциях: «Новые идеи в науках о Земле», МГРИ 2019 г.; InternationalScienceandTechnologyConference"EarthScience", 2020; EnergyandEarthSciences (E3S) WebofConferences, 2019; EAGE, Baku 2019; III InternationalConference, Geomodel 2017 – 19th ScienceandAppliedResearchConferenceonOilandGasGeologicalExplorationandDevelopment, 2017.

**Структура и объем работы**. Диссертационная работа состоит из введения, 6 глав и заключения. Общий объем работы составляет 118 страниц, включая 66 рисунков и 7таблиц. Библиографический список включает 121 наименование.

**Благодарности.** Автор благодарен научному руководителю – доктору геологоминералогических наук, профессору А.В. Лобусеву— за всестороннюю поддержку, профессору В.Ю. Керимову, доцентам Н.Ш.Яндарбиеву, Р.Н. Мустаеву – за ценные советы. Глубокую благодарность автор выражает всему коллективу кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и кафедры геологии, и разведки месторождений углеводородов РГГРУ(МГРИ) имени Серго Орджоникидзе.

### СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

### Глава 1. Методика исследований и фактический материал

К основным методам, использованным в процессе работы, относятся: палеотектонические и палеогеографические реконструкции, построение сводных структурных карт, геохимические исследования, численное бассейновое моделирование. В процессе изучения исследуемого региона были проанализированымощности и фации.

**Бассейновый анализ имоделирование углеводородных систем** проведены с использованием программного пакета и технологий моделирования PetroMod компании Schlumberger.

**Геохимические исследования** выполнены на основе анализа пиролитических показателей полученных методом пиролиза Rock-Eval 6 компании VINCI Technologies.

# Глава 2. Особенности геологического строения и литолого-стратиграфическая характеристикаолигоцен-миоценовых отложений

Стратиграфия, тектоника и история геологического развития Предкавказья рассматривались в трудах многих геологов – Г.В. Абиха, И.М. Губкина, Н.С. Шатского, А.П. Герасимова, А.Д.Архангельского, В.П. Ренгартена, Н.Б. Вассоевича, И.О. Брода, В.В. Белоусова, М.В. Муратова, В.Е. Хаина, Е.Е. Милановского, Н.В. Короновского, А.М. Никишина с соавторами. Главной особенностью тектоники рассматриваемого региона является ее отчетливая продольная (субширотная) зональность, которая прослеживается от Черного моря до Каспия и определяется крупнейшими системами продольных разломов. В геоструктурном отношении В пределах исследуемого региона выделяется разнопорядковых тектонических элементов, отличающихся по возрасту консолидации фундамента, истории геологического развития и особенностям строения осадочного чехла. Выделяются два основных генетических типа тектонических структур: 1) субширотновытянутые, относительно мобильные и молодые складчатые пояса; 2) изометричные, относительно жесткие и стабильные массивы более ранней консолидации. Крупные межглыбовые и межблоковые зоны взаимодействия в фундаменте подвижных платформ, приводят к деформациям перекрывающего плитного чехла и влияет на условия осадкообразования.

Элементы внутренней структуры тектонических зон(рис.1) классифицируются на четырех иерархических уровнях — от субглобального до субрегионального. На рис. 2 представлена трехмерная геологическая модель осадочного чехла, на которой выделяются основные тектонические элементы ІІ-го порядка. Для территории Предкавказья характерна разломно-блоковая тектоника, с помощью анализа которой возможно прогнозировать трещиноватые зоны.

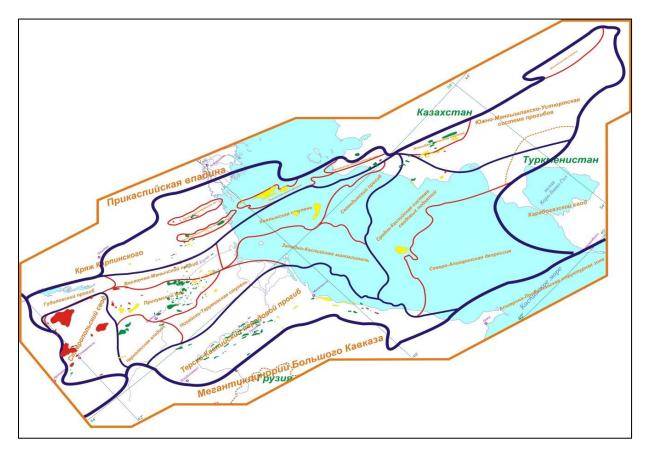


Рисунок1 - Обзорно-тектоническая схема Центрального и Восточного Предкавказья и прилегающей акватории Каспия (Яндарбиев и др., 2014)

Палеогеновые отложения в пределах рассматриваемой территории отличаются большой изменчивостью их мощности и литологического состава. В Центральном

Предкавказье отложения олигоцена и нижнего миоцена представлены майкопской серией и ее аналогами, выраженными почти целиком глинистыми породами с редкими прослоями песчаников и алевролитов. В нижней части разреза майкопской серии выделяется хадумский горизонт, сложенный в пределах Ставропольского поднятия хорошо отсортированными песчаниками, слагающими достаточно мощные пласты. Наиболее полные разрезы майкопской серии на южном борту бассейна известны в области Дагестанского клина, где они достигают мощности 1200-2000 м. На северном платформенном борту бассейна мощность этих отложений на широте Кизлярского залива также значительна (1100–1600 м). В Южном Дагестане майкопские отложения резко уменьшаются в мощности до 100-200 м и состоят целиком из глин. В восточной части бассейна мощность глинистой толщи, рассматриваемой в качестве аналогов майкопской, изменяется от 50 м (южное Прикарабогазье) до 500-700 м (Степной Мангышлак). Остальная часть миоценовых отложений (чокракский, караганский горизонты; сарматский, меотический ярусы) широко развита в пределах складчатого борта западной части бассейна, где их суммарная мощность в ряде районов достигает 3000 м (Северный Дагестан). Здесь нижняя часть разреза (чокраккараганские отложения) представлена песчано-глинистой толщей, а в верхней части (сармат) широко развиты глины и мергели. В платформенной части бассейна мощности миоценовых пород значительно сокращаются, а их разрез представлен преимущественно терригенным комплексом.

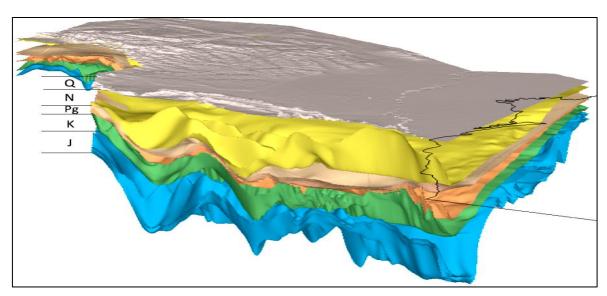


Рисунок2 - Геологическая модель осадочного чехла Терско-Каспийского НГБ (Д.Д. Исмаилов)

# Глава 3. Условия формирования и размещения осадочных бассейнов (бассейновый анализ)

Для классификацииосадочных бассейнов былиспользован «морфометрический» (форма+размер),позволяющий выделятьморфометрический «бассейновый принцип ряд»мегабассейн (бассейновая система) бассейн –суббассейн, который отчетливо обозначает порядковые отношения депрессионных структур. Согласно принципубыли созданы карты распространения осадочных бассейнов Предкавказья (рис. 3), где выделяется Скифско-Туранская бассейновая система и входящие в нее бассейны и суббассейны. Сводная карта осадочных бассейнов региона представляет интегральную модель, отражающую их распределение в объеме всего осадочного разреза как на территории суши, так и в акваториях. В олигоцен-неогеновый период формирование осадочных бассейнов связано с формированием краевого прогиба перед фронтом складчатого сооружения Большого Кавказа. Картина распределения бассейновых структур

кайнозоя характеризует новейший этап развития региона. Широтное простирание пояса бассейновых структур северной части рассматриваемого региона подчинено общему простиранию зоны взаимодействия складчато-орогенного сооружения Большого Кавказа и Скифской плиты, которое указывает на преобладание регионального поля напряжений, ответственных за формирование системы структур предгорного мегабассейна.

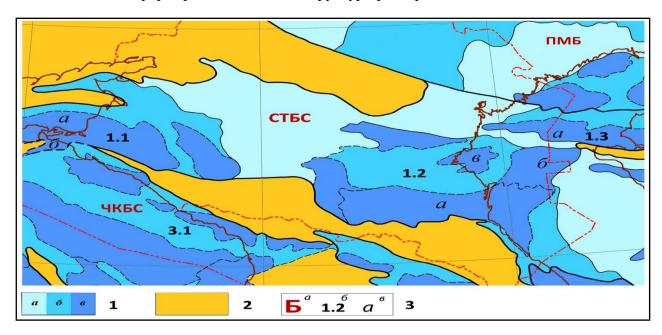


Рисунок3 - Сводная карта осадочных бассейнов на территории Предкавказья (Д.Д. Исмаилов). Использованы материалы Б.В. Сенина,В.Ю. Керимова,Р.Н. Мустаева, Н.Ш. Яндарбиеваи др

Условные обозначения: 1 — бассейновые структуры (a — бассейновые системы/мегабассейны,  $\delta$  — бассейны,  $\epsilon$  — суббассейны); 2 — внебассейновые области; 3 — индексы бассейновых структур (a — бассейновых систем/мегабассейнов,  $\delta$  — бассейнов,  $\epsilon$  — суббассейнов (в пределах акваторий и транзитных зон)). Бассейновые структуры: 1 — Скифско-Туранская бассейновая система (СТБС). Бассейны: 1.1 — Азово-Кубанский (суббассейны: a — Индоло-Кубанский), 1.2 — Восточно-Предкавказский (суббассейны: a — Терско-Каспийский,  $\delta$  — Сегендыкский,  $\epsilon$  — Кизлярский),  $\epsilon$  — Бузачинско-Устюртский ( $\epsilon$  — Южно-Бузачинскийсуббассейн);  $\epsilon$  —Прикаспийский мегабассейн(ПМБ);  $\epsilon$  — Черноморско-Южно-Каспийскаябассейновая система (ЧКБС). Бассейны:  $\epsilon$  — Восточно-Черноморский.

По мере удаления от горного сооружения в сторону платформенной области бассейновые структуры в рассматриваемой части региона деградируют, и седиментация на участках платформенных территорий приобретает внебассейновый, плащеобразно-покровный характер. Комплексный анализ этой информации и соответствующих карт мощностей позволил создать модели распространения литолого-фациальных зон с различным составом отложений. Исследования показывют, что в палеоген-миоценовое время, соответствующее периоду альпийского тектогенеза, происходит формирование осадочных бассейнов: а) задуговых (в палеоцен-эоценовое время) – в периферических частях Скифско-Туранской бассейновой системы; б) краевых прогибов (в олигоцен-неогеновый период) – перед фронтом складчатого сооружения Большого Кавказа.

Терско-Каспийский бассейн традиционно рассматривается как передовой прогиб, сформированный перед фронтом Кавказского орогена, который указывается в качестве основного фактора, контролирующего их генезис и эволюцию. Мощность осадочного чехла меняется в интервале 4300-9500м, площадь состовляет 102519.44кв. км Результаты моделирования свидетельствует, что Терско-Каспийский бассейн сформировался в современных очертаниях еще в конце майкопа — миоцене. Майкопское время

характеризуется трансгрессией, сопровождавшейся одновременно и расширением области морских условий формирования отложений, и углублением бассейнов. Глубоководные обстановки осадконакопления сущестовалив Восточно-Предкавказском и Терско-Каспийском депоцентрах осадконакопления (рис. 4а). Скорости осадконакопления в этих бассейнахувеличилсь в результате активно формирующегося аккомодационного пространства за счет активного тектонического погружения (рис. 4б).

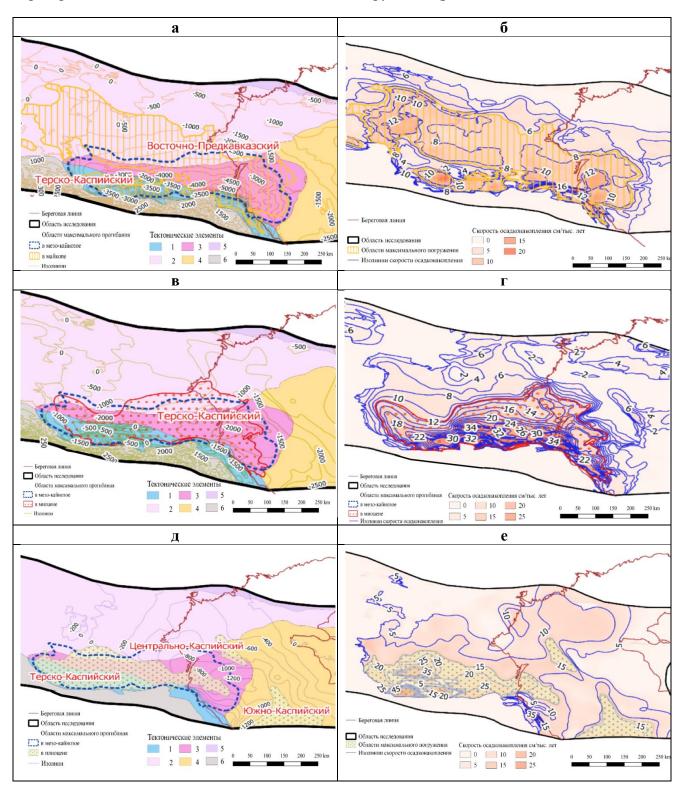


Рисунок 4 - Схемы рспространения осадочных бассейнов и скоростей осадконакопления: в майкопе (a, b); в миоцене(b, c); в плиоцене(b, c)

В Восточно-Предкавказскомдепоцентре скорости осадконакопления не превышают 10 см/тыс. лет).Но этом фоне, Терско-Каспийский депоцентр, испытывающие влияние орогенеза Кавказе характеризуются увеличением скоростей на осадконакопления.Погружение сохраняется только в Терско-Каспийском бассейне, испытывающий активизирующийся орогенез на Кавказе. (рис. 4в). На остальной территории, по-видимому, заполнятеся аккомодационное пространство, сохранившееся от майкопского бассейна. В пределах Ставропольского свода осадки практически не накапливаются. Максимальные скорости осадконакопления (от 20 до 40 см/тыс. лет) отмечаются в Терско-Каспийском прогибепроявились в миоцене (рис. 4г).В плиоцене продолжается развитие Терско-Каспийского депоцентра. (рис. 4д), где отмечаются наиболее высокие скорости осадконакопления. В последнем они достигают 50 см/тыс. лет. Это максимальные значения за весь изучаемый период в пределах изучаемой территории (рис. 4е).

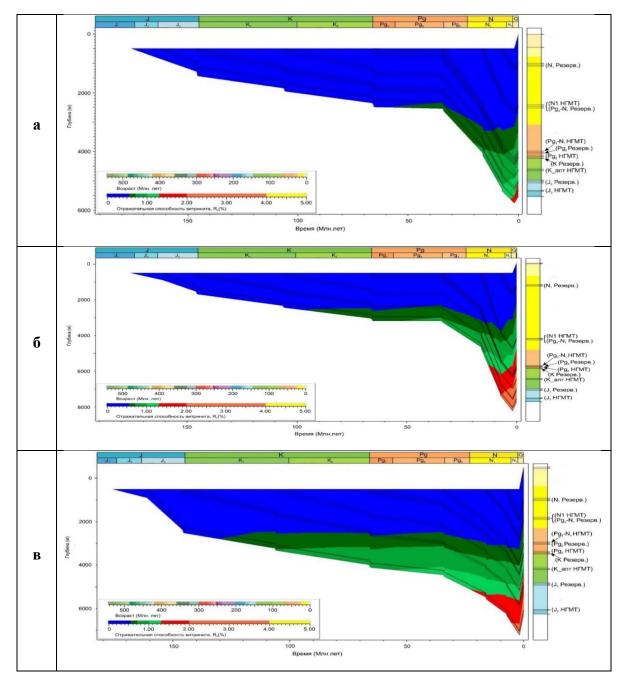


Рисунок 5 - График погружения Терско-Каспийского бассейна: а - северный борт; б — центральная часть; в — южный борт

На рисунке 5 приведены графики погружения в центральном и бортовых частях Терско-Каспийского бассейна. Стратиграфические колонки, расположенные справа от графиков, отражают соотношение мощностей осадочных пород, формирующих плитный чехол бассейна.

Видно, что преобладающим осадочным комплексом вТерско-Каспийском — неогенчетвертичные. Для Терско-Каспийского бассейна характерны невысокие скрости погружения на начальных этапах формирования осадочного чехла - в мезозое, прекращение погружения в первой половине палеогена. Резкая смена тектонического режима в майкопское время приводит к очень резкому погружению бассейна вплоть до плиоцена. В результате орогенеза на Кавказе южный борт бассейна испытал инверсию. В целом характер графиков погружения Терско-Каспийского бассейна указывает на благоприятные условия для развития углеводородных систем. Последовательное погружение осадочных комплексов обеспечивает с одной стороны созревание ОВ нефтегазоматеринских пород, с другой — формирует структурный план, способствующий постоянному оттоку углеводородов к бортовым частям бассейна и сопредельным территориям, которые на протяжении развития бассейнов всегда занимали приподнятое положение. Инверсия южного борта Терско-Каспийского прогиба, могла служить причиной перераспределения потоков УВ в этой части бассейна в сторону Кавказа, а также к рискам переформирования залежей.

### Глава 4. Нефтегазогеологическое районирование Терско-Каспийского НГБ

На территорииТерско-Каспийского НГБ выделяется шесть нефтегазоносных областей: Терско-Каспийская, Центрально-Каспийская, Восточно-Предкавказская, Ставропольская, Карпинско-Мангышлакская и Южно-Мангышлакская. По масштабам и преобладающему фазовому типу углеводородных скоплений они различаются. Наибольшей концентрацией запасов жидких УВ отличаются Терско-Каспийская и Восточно-Предкавказскаянефтегазоносная область (НГО); Ставропольская область характеризуется преимущественной газоносностью.

Первое защищаемое положение. Основной нефтегазоматеринской и генерирующей УВ толща является майкопская серия и потенциальная НГМТ выделяемая в миоценовых отложениях. Верхняя граница главной зоны нефтеобразования фиксируется в интервале глубин от 2000 до 3500 м, нижняя граница – от 4000 до 5000 м. Майкопские отложения представляют собой толщу, включающий нефтегазоматеринские свойства и аккумулирующие УВ комплексы — природные резервуары.

# Глава 5.Терско-Каспийская олигоцен-миоценовая ГАУС.Основные элементы и их характеристика

В основе работы лежитконцепция генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС), которая является современным концентрированным выражением осадочномиграционной теории происхождения нефти. В разработке этой концепции ведущая роль принадлежит российской и советской науке. Следует отметить, что основоположниками расчетного моделирования в части генерации УВ являются российские ученые – В.А. Успенский, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев. В наиболее полном виде концепция углеводородных систем развита в работах Л. Магуна и В. Дау. ГАУС описывается элементами и процессами, которые обеспечивают формирование залежей углеводородов. Основные элементы включают: нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), коллекторы, покрышки и перекрывающие породы,процессы генерации, миграции, аккумуляции УВ. ВТерско-Каспийском НГБ была олигоцен-миоценовая генерационновыделена аккумуляционная углеводородная система, охватывающая территории Терско-Каспийской, Восточно-Предкавказской и Ставропольской нефтегазоносных областей.В целях выявления принципиальных особенностей строения углеводородных систем и их элементов на современном этапе развития были созданы модели Терско-Каспийской олигоценмиоценовой ГАУС и изучены элементы ГАУС.

**Нефтегазоматеринскиетолщи.**По результатам геохимических исследований и моделирования были созданы модели и карты современной зрелости органического вещества(рис. 6 и 7) в олигоцен-миоценовой ГАУС.

Как следует из проведенных геохимических исследований и результатов моделирований, основной нефтегазоматеринской и генерирующий УВ толщей в олигоценмиоценовой ГАУС является майкопская серия отложений, котораяпредставленна песчанисто-алевритисто-глинистой толщей.В Терско-Каспийской НГО в майкопской серии содержание Сорг в практически бескарбонатных глинистых породах изменяется в пределах 0.16-4%, среднее 1.03%, генерационный потенциал пород  $(S_1+S_2)=0.1-3.7$ , в среднем 1 кг УВ/т породы. Органическое вещество, по данным элементного анализа керогена и пиролизу пород, относится к керогену смешанного типа (II/III) и III: содержание водорода в керогене составляет 4.2-6.6, среднее 5.4%, HI=2-272, среднее 75 мг УВ/г С<sub>орг</sub>.

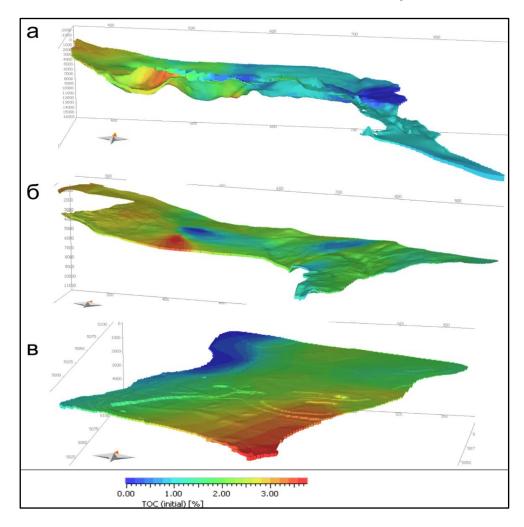


Рисунок 6 - Трехмерные модели распространения органического углерода в олигоценмиоценовой ГАУС на территории: а — Терско-Каспийской НГО; б — Восточно-Предкавказской НГО; в — Ставропольской НГО (Д.Д. Исмаилов)

В Восточно-Предкавказской НГО для пород майкопской серии характерен широкий разброс значений  $C_{\text{орг}}$ .Для нижнего майкопа единичные значения  $C_{\text{орг}}$  достигают 6 % (площадь Озек-Суат Южная). Мацеральный состав ОВ в породах представлен аморфной бесструктурной массой; в качестве постоянной примеси присутствует талломоальгинит, обрывки растительных тканей, оболочки спор и пыльца. В наиболее чистых разностях

керогена аморфная масса диагностируется как коллоальгинит, в элементном составе которого наблюдается повышенное содержание водорода (6–9,4 %), высокое атомное отношение  $H/C_{a\tau}=1-1,46$  и низкое  $O/C_{a\tau}=0,06-0,21$ . Отмечается высокий генетический потенциал  $HI(S_2/C_{opr})=203-580$ , среднее 320 мг УВ/г  $C_{opr}$ .

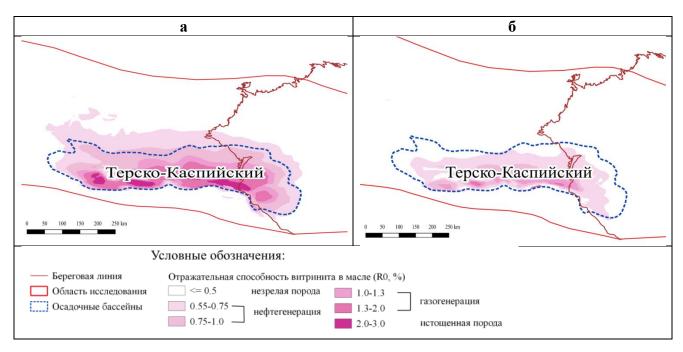


Рисунок 7 -Карты современной зрелости ОВ в майкопских(а) и миоценовых(б) отложений

Майкопские отложения в Восточно-Предкавказской НГО находятся в условиях протои мезокатагенеза. По немногочисленные данным показателя отражения витринита, граница зон прото- и мезокатагенеза (R<sub>0</sub>=0,5 %), отвечающая верхней границе главной зоны нефтеобразования (ГЗН), находится примерно на глубине 1,6–1,7 км. Для этой зоны битумоидного сравнительно невысокие значения углеводородного И коэффициентов – средние значения составляют, соответственно, для платформы 2,5 и 1,4 %..Начиная с глубин 2 км происходит резкое возрастание битумоидного коэффициента до 15-20% и более, что обозначает интенсивную генерацию битумоида и УВ; эта зона простирается ориентировочно до глубины 3-3,5 км и характеризуется большим разбросом значений битумоидного коэффициента (0,2-71, среднее 13,5%). Анализ распределения современных температур по средней части майкопского комплекса обнаруживает, что в температурные условия ГЗН попадают отложения, распространенные как на западном континентальном обрамлении Среднего Каспия (Прикумско-Тюленевская зона поднятий).

В Ставропольском НГО содержание  $C_{opr}$  в майкопских образцах пород Ставропольского свода изменяется в широких пределах от 0,4 до 5,77%. Для майкопских отложений характерна наименьшая степень преобразованности OB.

Коллекторы и флюидоупоры. Исследование отложений майкопской серии показало, что эти отложения отличаются фациальной изменчивостью, сопровождающейся широким развитием разнофациальных по составу комплексов. Майкопские отложения представляют гибридный феномен, включающий нефтегазоматеринские аккумулирующие УВ комплексы – природные резервуары. В нижней и средней частях разреза глины – известковистые с прослоями мергелей, алевролитов, песчаников. Изучение майкопской серии показало, что эти отложения отличаются фациальной изменчивостью, сопровождающейся широким разнофациальных составу развитием ПО комплексов(Петриченко, 2021). образцах Матрицы пород В исследованных майкопского возраста сложены глинистыми агрегатами (Керимов, Мустаев, 2021) на 45% с добавками ОВ: кремневого - колломорфный кремнезем; карбонатного - кристаллический, а также остатки раковин материалов и обломочной компоненты алевритопелитовой размерности. В общей составляющей пористости развиты трещинные компоненты. Преобладающим развитием (62–65%) пользуются поры щелевидно-дисковидной формы. По сравнению с порами в матрице, полости в трещинах имеют более вытянутую форму. В глинистых толщах майкопской серии было выявлено широкое развитие различных морфологических типов пустот: изометричные и щелевидные, органического происхождения, очень часто заполненные УВ(рис.8).

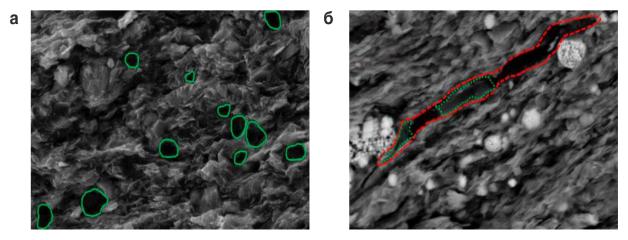


Рисунок8 - Органические поры(Лапидус, Керимов, Мустаев и др., 2018)

Условные обозначаения: а — изометрические в глинистой массе породы, заполненные УВ (образец из скв. Южно-Острогорская с глубины 2305 м); б — щелевидные, частично заполненные УВ (образец из скв. Южно-Острогорская с глубины 2307 м).

Органическая пористость, или пористость в текстуре керогена, играет важную роль в определении общего объема аккумулированной части углеводородов в нефтегазоматеринских толщах. Без корректного учета эффекта удерживания УВ пористой поверхностью керогена и заполняющих нанопоры битуминозных (битумоидных) компонентов оценка реальных ресурсов углеводородов является заниженной. Разрез миоцена в данном регионе характеризуется высокой расчлененностью и тонкослоистостью.

Второе защищаемое положение. В Терско-Каспийском бассейне процессы генерации, зарождение основных очагов генерации нефти и эмиграция начались в середине миоцена. При этом майкопская НГМТ преодолела критический момент\* — в мессинское время позднего миоцена. Генерация и эмиграция УВ в миоценовых отложениях началась в конце миоцена, а критический момент преодолен на современном этапе. Наиболее интенсивно процессы протекали во второй половине неогена.

\*Согласно концепции ГАУС критический момент (criticalmoment)- время, наиболее точно характеризующее процесс генерации – миграции – аккумуляции УВ в системе, когда более 50% УВ эмигрировало из нефтегзоматеринской породы и аккумулировалось в ловушках.

### 5.1Моделирование Терско-Каспийская олигоцен-миоценовая ГАУС

Результаты проведенного бассейнового анализа определили стратегию моделировая и спектр решаемых задач. К числу таких задач относятся: выделение основных очагов нефтегазогенерации, установление особенностей эволюции нефтегазоматеринских пород и реализации ими генерационного потенциала, установление связи фактической нефтегазоносности осадочного чехла с очагами генерации углеводородов, выделение областей наиболее вероятного углеводородонакопления и определение новых поисковых

трендов. На основе информации о вещественном составе отложений осадочного чехла, геохимических характеристиках разреза, с учетом проведенного анализа признаков нефтегазоности были установлены нефтегазоматеринские толщи регионального значения: майкопская, а также потенциальная НГМТ в миоценовых отложениях. С целью оценки влияния особенностей развития осадочных бассейнов, их прогрева на эволюцию НГМТ на текущем этапе исследования всем толщам определены одинаковые начальные генерационные характеристики (Сорг. – 3%, водородный индекс – 400 мг УВ/г породы) и кинетическая реакция. В качестве граничных условий в модели учитывались тепловой поток, температура на поверхности дна палеобассейнов, а также их палеобатиметрия. Всоотвествии с опубликованными данными рассчитывалась модель с постоянным тепловым потоком, равным современному — на уровне 60 МВт. Для расчета температуры на поверхности дна палеобассейнов использовался автоматический тренд Петромод, для 38° С.Ш.

# Генерация УВ и очаги нефтегазообразавания

Для иследования процессов генерации вТерско-Каспийской олигоцен-миоценовой ГАУС ,по результатам моделирования были созданы карты рассчитанного индекса TR , отражающего современный уровнеьпреобразованностикерогена OB(рис.9а,б) икарты удельных плотностей эмиграции УВ (рис. 9в.г). моделируемых нефтегазоматеринских толщ.

В Терско-Каспийском бассейне процессы генерации и эмиграции начались в середине миоцена(рис9а). При этом майкопская НГМТ преодолела критический момент раньше – в мессинское время. В миоценовой части осадочного разреза генерация и эмиграция УВ началась в конце миоцена, критический момент преодолен на современном этапе. Наиболее интенсивно процессы протекали во второй половине неогена (рис.9б).

По результатам моделирования термической зрелости пород осадочного чехла были установлены распределения очагов генерации углеводородов по стратиграфическим УΒ рассматривается уровнямВ качестве очагов генерации нефтегазоматеринской толщи, находящаяся в главной зоне нефтеобразования и(или) газообразования, в наиболее погруженных частях осадочного бассейна. Согласно результатам моделирования, на катагенетических моделях отчетливо выделяется нефтеобразования. В пределах передового прогиба выделяется Терско-Каспийский очаг, который развивается в Чеченской, Осетинской и Сулакской впадинах, а в центральной части Восточного Предкавказья – Прикумско-Ногайский очаг. Локальные очаги выделяются в Алханчуртской синклинальной зоне, смежной Ногайской ступени, в южном борту зоны Манычских прогибов и в зоне Прикумской системы поднятий.

Модели эволюции катагенетических зон по мере нарастания мощности осадочного чехла в процессе погружения региона свидетельствуют, что майкопские отложения в Терско-Каспийском прогибе и Восточном Предкавказье начинают входить в зону «ранней генерации нефти» (Peters et all, 1994) к началу среднего миоцена. При этом майкопская НГМТ Терско-Каспийского бассейна преодолела критический момент — в мессинское время позднего миоцена охватывающаяпериод между 7,246 - 5,332 млн лет назад. К этому времени относится зарождение очагов генерации ранней нефти в пределах передового прогиба (Терско-Каспийский очаг) и в центральной части Восточного Предкавказья (Прикумско-Ногайский очаг). К началу позднего миоцена (11,61 млн. л. н.) происходит слияние указанных очагов через узкий «пролив», проходящий через Терско-Сунженскую зону дислокаций в сторону Советско-Курской зоны. В раннем плиоцене (5,33 млн. л. н.) очаг нефтеобразования расширяется, охватывая Восточно-Ставропольскую впадину и Восточно-Манычский прогиб. В четвертичное время (1,81 млн. л. н.) наиболее глубокопогруженные участки Терско-Каспийского очага (Чеченская впадина, Сулакский прогиб) начинают входить в нижнюю зону газогенерации.

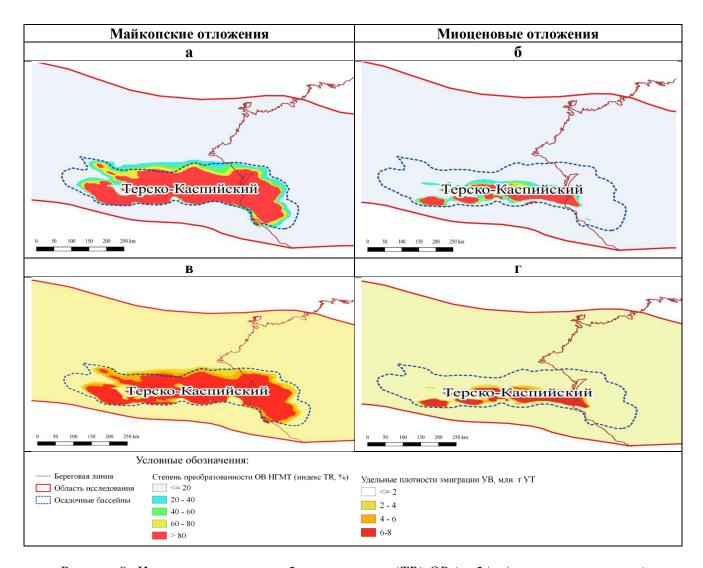


Рисунок 9 -Карты: степени преобразованности (TR) OB (а, б,);удельных плотностей эмиграции из HГМТ(в, г)майкопских и миоценовых отложений

В таблице1 приведены расчтеные характеристики генерационного потенциала майкопской и миоценовой НГМТ Терско-Каспийского бассейна.

Таблица 1 - Характеристика генерационного потенциала майкопской и миоценовой НГМТТерско-Каспийского бассейна

				Объем	Объем
HEMT	Начало	Начало	Критический	сгенерированных	эмигрировавших
НГМТ	генерации	эмиграции	момент	УВ	УВ
		млн лет		млн	тУТ
майкопская					
толща	17	15.91	5.35	145662.95	142895.22
миоцен	8	7.18	1.83	41210.03	39998.51

Как свидетелствуютграфики генерации и эмиграции углеводородов майкопской и миоценовой НГМТ в Терско-Каспийском бассейне (рис 10) процессы генерации, зарождение основных очагов генерации нефти и эмиграция начались в середине миоцена. При этом майкопская НГМТ преодолела критический момент\* — в мессинское время позднего миоцена. Генерация и эмиграция УВ в миоценовых отложениях началась в конце миоцена, а

критический момент преодолен на современном этапе. Наиболее интенсивно процессы протекали во второй половине неогена. На большей части исследуемой территории майкопские отложения сохранили значительный генерационныйнефтегазоматеринский потенциал. Лишь в пределах передового прогиба, в депоцентрах Чеченской и Осетинской впадин, степень выработанности ОВ доходит до 70–80 %.

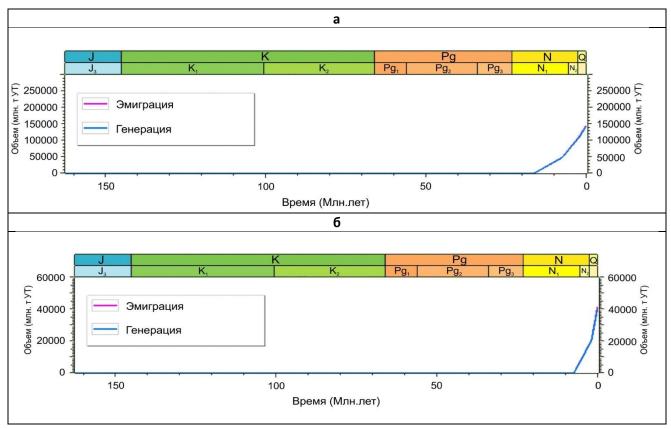


Рисунок 10 -Графики генерации и эмиграции углеводородов майкопской(а) и миоценовой (б) НГМТ в Терско-Каспийском бассейне.(Д.Д. Исмаилов)

Третье защищаемое положение. Сочетание устойчивого погружения в очагах генерации и подьема прилегающих областей в неогене-квартере обеспечили условия для дальней миграции углеводородов Миграционные процессы в олигоцен-миоценовых отложениях в основном направлены в сторону платформенного, южного бортов прогиба и начинаются в среднем миоцене. В раннем плиоцене (5,33 млн. л. н.) миграционные процессы охватывают большую часть исследуемой территории и достигают своего максимума в позднем плиоцене.

*Миграция и аккумуляция УВ*. Миграционно-аккумуляционный процесс контролируется механизмами и законами региональной и локальной геофлюидодинамикой. По результатам моделирования (рис. 11) выявлено, что миграционные процессы в рассматриваемых отложениях начинаются в среднем миоцене.

Результаты выполненного моделирования показали, что для моделируемых ГАУС характерны перетоки (в большей или меньшей степени) из основного резервуара, залегающего непосредственно над моделируемой нефтегазоматеринской толщей, в вышележащие. Это обусловлено особеностями формирования осадочных образований в условиях чередующихся регрессий и трансгрессий. Временной интервал неогена-квартера характеризуется частой мозаичной сменой трансгрессивно-регрессивных обстановок. Регрессивные условия часто сопровождались размывами и обеспечили существенную латеральную неоднородность фациального состава отложений, отсутствие выдержанных по площади флюидоупоров. Дополнительным фактором, стимулирующим перетоки, является

активный тектонический режим изучаемых осадочных бассейнов. Сделанный по результатам моделирования вывод о широком развитии процессов перетока УВ согласутеся с наличием многопластовых залежей.

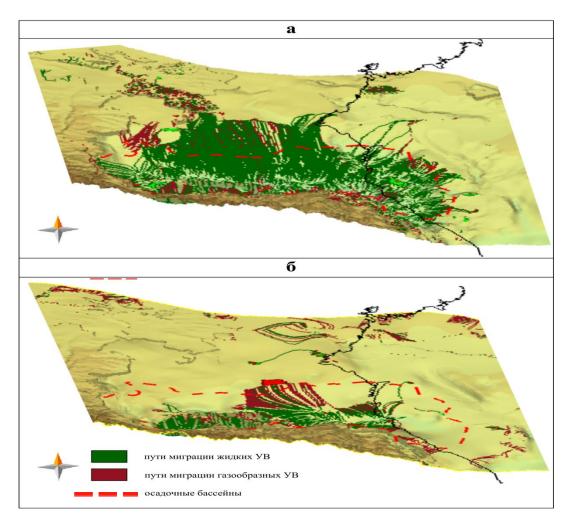


Рисунок 11 - Модели миграции УВ вмайкопских (а) и миоценовых (б) резервуарах (Д.Д. Исмаилов)

В раннем плиоцене миграционные процессы охватывают большую часть исследуемой территории и достигают своего максимума в позднем плиоцене. Динамика развития процессов нефтегазонакопления в отдельных тектонических зонах наглядно отражена на моделях миграции и аккумуляции УВ.Начало процессов миграции и аккумуляции УВ фиксируется в современной Терской зоне дислокаций и смежного Предтерского прогиба. В позднем миоцене очаг расширяется к северу, в сторону платформенного борта передового прогиба, и одновременно возникают новые очаги к югу — в Алханчуртской синклинальной зоне и Осетинской впадине. Начало миграционных процессов также фиксируется в Терской зоне уже в конце майкопского времени. Сегодня максимальная миграционная активность отмечается в пределах платформенного борта прогиба. В восточной части прогиба очаг генерации нефти зарождается в центральной части Сулакской впадины к началу позднего миоцена и в дальнейшем расширяется к бортам впадины.

Последовательное погружение осадочных комплексов формирует структурный план, способствующий постоянному оттоку углеводородов к бортовым частям бассейна и сопредельным территориям, которые на протяжении развития бассейна всегда занимали приподнятое положение. Инверсия южного борта Терско-Каспийского прогиба, могла служить причиной перереаспределения потоков УВ в этой части бассейна в сторону Кавказа,

а также к рискам переформирования залежей. Однако в целом не повлияла на миграцию северного борта бассейна.

Различия вертикальных движений в пределах изучаемого бассейна в постмайкопское время предопределили различия в реализации материнскиими толщами их потенциалае, а также определило специфику процессов аккумуляции (рис. 12а). Периодическая тектоническая активность в пределах изучаемой территории начиная с конца палеогена создала условия для вертикальных перетоков углеводородов и формирования многопластовых месторождений. Для майкопских ГАУС также, как и для более древних прогнозируются вертикальные перетоки в вышележащие миоценовые резервуары. На рис. 126 приведены графики аккумляций этих миоценовых ГАУС, которые отражают устойчивый тренд увеличения объемов углеводородов в резервуарах вплоть до настоящего времени.

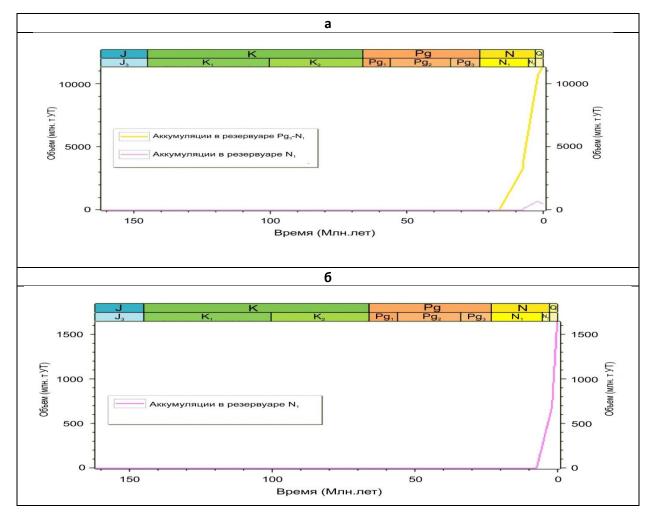


Рисунок 12 - График аккумуляции УВ из майкопского(а)и миоценового(б) очагов Терско-Каспийского бассейна

Несмотря на не очень высокую современную зрелость и преобразованность миоценовых НГМТ, они, по-видимому, могут обеспечить существенный вклад в общий углеводородный потенциал Терско-Каспийского прогиба.

В таблицах 2 и 3 приведена характеристика аккумулированных углеводородов, в олигоцен-миоценовых отложениях Терско-Каспийского бассейна

Сочетание устойчивого погружения в очагах генерации и подьема прилегающих областей Скифской плиты в неогене-квартере обеспечили условия для дальней миграции углеводородов. Это значительно расширило область вероятной аккумуляции и площадь территории, перспективной для поисков УВ.

Таблица 2 - Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС из HГМТ в майкопских отложениях

ГАУС	Аккумулировано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
миоцене	469.87	404.34	65.52
майкопе	11355.41	9770.16	1585.23

Таблица 3 - Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС из НГМТ в миоценовых отложениях

ГАУС	Аккумулировано в резервуарах,	Жидкие УВ, млн.	Газообразные УВ,
	млн. т УТ	тУТ	млн. т УТ
миоцене	1652.63	1460.7	191.94

### Глава 6. Перспективы поисков зележей УВ в олигоцен-миоценовых отложениях

распределения месторождений углеводородов вТерско-Каспийском НГБсвидетельствует, чтовесьма значимым генератором скоплений,содержащих нефтяную компоненту на всём протяжении части региона, примыкающей с севера к орогену Большого Кавказа, являются нефтематеринские отложения майкопской серии олигоцена-нижнего миоцена, представленные хадумским горизонтом. Залежи в олигоцен-миоценовых отложениях связаны как со структурными, так и с неструктурными ловушками, а также нетрадиционными(«сланцевыми») скоплениями. Заслуживают внимания и нетрадиционные объекты, связанные с русловыми телами палеорек (Палеотерек). Исходя из особенностей геологического развития исследуемого региона, литогенетических типов пород, слагающих рассматриваемый комплекс, в его структуре вследствие проявления палеоструктурного и литофациального факторов могли сформироваться пластовые сводовые, массивные, связанные с зонами трещиноватости в недрах антиклинальных структур, пластовые тектонически, литологически и стратиграфически экранированные ловушки и подчиненные им залежи нефти и газа.

Широкое территориальное развитие хадумского горизонтамайкопской серии вграницахТерско-КаспийскогоНГБ и его нефтегазогеохимические характеристики позволяют исследователям (Керимов В.Ю., МустаевР.Н.,Ступакова А., Митронов Д., Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В.)рассматривать его,также в качестве главного потенциального источника «сланцевых» углеводородов.

Месторождения газа и газоконденсата выявлены преимущественно на относительно поднятых валообразных зонах и крупных массивных сводах внутри бассейна, то есть в районах относительной стабилизации или чередования слабых поднятий и погружений, с малой мощностью ("небассейновой") кайнозойского или мел-кайнозойского осадочного разреза, способного, однако, надёжно экранировать газовые скопления. Наблюдаемая в отдельных районах линейность расположения газовых месторождений вдали от возможных источников их генерации явное следование вдоль зон тектонических нарушений, может указывать, во-первых, на то, что генерация газовых УВ ещё продолжается исходно осадочными породами, входящими ныне в состав складчатого основания платформы, а вовторых — на вероятность осуществления через зоны разломов дегазации глубинных недр, продукция которой улавливается приразломными ловушками.

Результаты моделирование позволили выявит рассчетные аккумуляции УВ (рис.13) Прогнозируемые по результатам моделирования скоплений УВ были сравнены с фактической нефтегазоносностью одновозрастных осадочных комлексов.

По результам выполненного моделирования в отложениях майкопской серии Терско-Каспийского прогнозируются скопления углеводородов.

Месторождения, в которых продуктивный интервал начинается с отложений майкопской серии располагаются в Центральном и Восточном Предкавказье. Несколько месторождений преимущественно газового состава расположены к северо-западу от Терско-Каспийского бассейна(рис.13

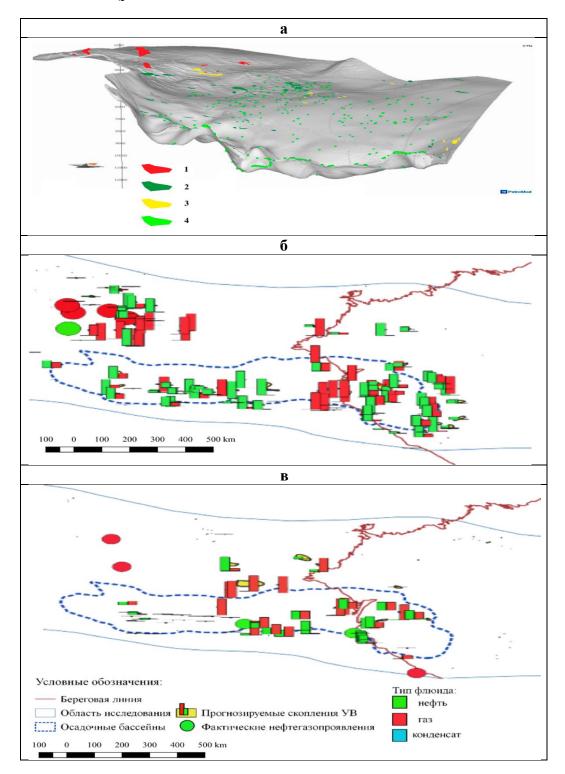


Рисунок 13 - Модели акумуляции УВ (a) и карты прогноза скоплений УВ в майкопских (a) и в миоценовых (б) отложениях Терско-Каспийского бассейна

Условные бозначения: 1 — открытые газовые месторождения; 2 — открытые нефтяные месторождения; 3 — открытые газоконденсатные месторождения; 4 — прогнозируемые расчетные аккумуляции УВ.

Им соотвествует группа прогнозируемых по результатам моделирования аккумуляций, что указывает на генетическую связь этих залежей с майкопским Терско-Каспийским очагом. Это, скорее всего, справедливо и для газовых месторождений северовосточного склона Ставропольского свода (Центрально-Ставропольской системы поднятий). На данном этапе исследования существуют две гипотезы их формирования. Первая, состоит в том, что источником являются меловые очаги Восточно-Кубанского и Терско-Каспийского бассейнов, т.к. на возможность дальней миграции и вертикальных перетоков указывают результаты проведенного моделирования. Вторая гипотеза предполагает формирование этих месторождений за счет ГАУС переходного комплекса, с учетом наличия признаков нефтегазоносности в палеозойской части разреза Центрально-Ставропольской системы поднятий и триасовой в сопредельной области Восточного Предкавакзья.

В ВосточноПредкавказье скопления УВ прогнозируются вдоль южного борта Терско-Каспийского бассейна и его северной прибортовой зоне, включая акваторию Каспия. При этом палеоген в акватории считается бесперспективным из-за небольших мощностей. Однако по результатам моделирования переспективы связаны с областями выклинивания отложений, что требует уточнения по результатам более детальных построений.

По результатам проведенного моделирования в миоценовых отложениях прогнозируется существенная продуктивность этой части разреза. При этом известно, что в пределах Терско-Каспийского бассейна обнаружены всего три месторождения с единственной залежью. Возможно, отмеченные различия факта и прогноза обусловлены недоразведанностью этой части осадочного чехла: фокусировке на структурных объектах, тогда как в миоцене широко развиты неантиклинальные ловушки. Или проблема состоит в отсуствии качественных флюидоупоров. В любом случае требуется дальнейшее рассмотрение этого вопроса.

Совместный анализ фактической нефтегазоносности и прогнозируемых по результатам моделирования скоплений углеводородов в пределах изучаемой территории позволил определелить два направления геологоразведочных работ на нефть и газ: первое – поиски традиционных залежей УВ и второе – поиски нетрадиционных залежей УВ.

Результаты моделирования позволили выделить направления поисковорвзведочных работ на нефт и газ вТерско-Каспийской НГБ.Прежде всего здесь следует выделить продолжение поисков традиционных скоплений УВ в гранулярных коллекторах среднего миоцена в Терско-Каспийской НГО. Второе, направление поисков и разведки, связано с поисками в исследуемом регионе нетрадиционных залежей нефти в сланцевых низкопроницаемых толщах майкопской серии.

Наиболее перспективные зоны и участки для выявления нефтяных залежей выделяются в пределах Прикумской системы поднятий. В этой зоне отмечается повышенное количество флексурно-разрывных нарушений при анализе сейсмических данных. В составе Прикумской системы поднятий можно выделить шесть зон нефтегазонакоплений, перспективность которых на открытие нефтяных залежей весьма высока.

Первая зона— Прикумская, имеет юго-запад — северо-восточную ориентировку, вытянутую форму, длина в среднем составляет 30 км, ширина колеблется от 5 до 10 км.

Вторая зона—Озек-Суатская, северо-восток — юго-западного простирания, вытянутой формы, выделяется на Озек-Суатском поднятии.

Третья зона расположена юго-восточнее Озек-Суатской зоны, широтного простирания, размеры составляют примерно  $7\times10$  км.

Четвертая зона находится западнее Озек-Суатского поднятия и состоит из двух подзон широтного и меридионального простирания. Размеры зон не превышают 7 км, однако близость крупных месторождений (Ачикулакское, Южный Озек-Суат) позволяет предположить высокую перспективность выделенных зон.

Пятая зона находится между Ачикулакским валом и Озек-Суатским поднятием, широтного простирания, размером около 10 км.

Шестая зона расположен на северном борту Прикумской системы поднятий, округлой формы, размером около 8 км. Юго-западнее от выделенного объекта находится Сухокумское месторождение, продуктивность которого связана с породами хадумского горизонта.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Выполненные исследования свидетельствуют о существенной дифференциации по площади и во времени геодинамических, тектонических и палеогеографических условий формирования и размещения осадочных бассейнов на территории Предкавказья. Формирование седиментационных бассейнов в палеоген-миоценовое время соответствует периоду альпийского тектогенеза. Если в палеоцен-эоценовой стадии происходит в основном формирование задуговых бассейнов в периферической части океана Тетис, то олигоценнеогеновый период связан с формированием краевого прогиба перед фронтом складчатого сооружения Большого Кавказа. Исследование условий формирования осадочных комплексов позволили создать литологические модели мезо-кайнозойских отложений Терско-Каспийского НГБ.

По результатам геолого-геохимических исследований и моделирования углеводородных систем в Терско-Каспийском НГБ, была выделена олигоцен-миоценовая генерационно-аккумуляционная углеводородная система. В целях выявления особенностей элементов и процессов генерации, миграции и аккумуляции ГАУС были созданы карты и модели эволюции. Созданы пространственно-временные структурно-тектонические модели распространения литотипов и тепловой истории региона, модели углеводородных систем.

В рамках оценки перспектив нефтегазоносности изучаемой территории выполнено численное моделированиеТерско-Каспийской олигоцен-миоценовой ГАУС, в результате которого показано, что очаги генерации углеводородов располагаются в пределах выделенных бассейнов. На основании уровней современной зрелости и преобразованности ОВ установленных и предполагаемых нефтегазоматеринских пород, а также полученных оценок удельных плотностей эмиграции УВ в Терско-Каспийском бассейне выделены самостоятельные очаги генерации: майкопские и миоценовые.

Генерация нефтяных углеводородов из НГМТ в майкопских отложениях происходит до настоящего времени. Основные очаги генерации углеводородов в Терско-Каспийском прогибе развиты в Чеченской, Осетинской и Сулакской впадинах. Локальные очаги выделяются в Алханчуртской синклинальной зоне. Локальные очаги нефтеобразования в майкопских отложениях также распространены на платформенном борту прогиба, смежной Ногайской ступени — Березкинском и Тереклинском прогибах, в южном борту зоны Манычских прогибов — Тузловско-Пролетарском, Гудиловском, Арзгирском, Восточно-Манычском, Чограйском прогибах, в зоне Прикумской системы поднятий — Довсунском, Кумском, Бажиганском, Чернорынковском прогибах.

Сочетание устойчивого погружения в очагах генерации и подьема прилегающих областей Скифской плиты в неогене-квартере обеспечили условия для дальней миграции углеводородов. Это значительно расширило область вероятной аккумуляции и площадь территории, перспективной для поисков УВ.

Залежи в олигоцен-миоценовых отложениях связаны как со структурными, так и с неструктурными ловушками, а также нетрадиционными скоплениями. Заслуживают внимания и нетрадиционные объекты, связанные с русловыми телами палеорек (Палеотерек). Совместный анализ фактической нефтегазоносности и прогнозируемых по результатам моделирования скоплений углеводородов в пределах изучаемой территории позволил определелить два направления геологоразведочных работ на нефть и газ: первое – поиски традиционных залежей УВ и второе –поиски нетрадиционных залежей УВ.

Основным фактором, определяющим формирование и эволюцию ГАУС Скифской плиты являтется их тектонический режим, который контролирует: латеральные вариации структуры осадочного чеха, локализацию очагов очагов генерации углеводородов,

созревания НГМТ и реализации ими начального углеводородного потенциала и аккумуляцию УВ в различных ловушках.

### Опубликованные работы по теме диссертации

В изданиях, включенных в международную базу данных «Скопус» (Scopus)

- 1. Mustaev R.N., Serov S.G., Serikova U.S., Kerimova L.I., **Ismailov D.D.** Assessment of the oil and gas potential of the maikop series ciscaucasia based on the results of hydrocarbon systems modeling Geomodel 2017 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 2017.
- 2. Kerimov V.Y., Kosyanov V.A., Mustaev R.N., **Ismailov D.D.** Formation conditions of organic porosity in low-permeability shale strataEurasian Mining, 2019, no. 2.
- 3. Kosyanov V.A., Kerimov V.Y., **Ismailov D.D.**,Mustaev R.N., Koval A.O.Assessment of the generation potential of the oligocene-miocene deposits of the Caucasus.EAGE. Baku 2019. III International Conference.
- 4. Mustaev R.N., Dantsova K.I., **Ismailov D.D.,**Shakhverdiev A.K.The evolution of structural and geodynamic systems of the western ciscaucasia.EAGE. Baku 2019. III International Conference.
- 5. KerimovV.Yu., Kosyanov V.A., Mustaev R.N., Kulikov V.V., **IsmailovJ.J.** Hydrocarbon accumulation in low-permeability shale sequences EAGE. Baku 2019. III International Conference.
- 6. Mustaev R.N., **Ismailov J.**, SerikovaU. Geochemical conditions of oil and gas potential of the South Caspian basin on the basis of pyrolytic studies of mud volcanoes. Energy and Earth Sciences (E3S) Web of Conferences, 2019.
- 7. Kerimov V., Mustaev R., Serikova U., **Ismailov** J. Geochemical conditions of hydrocarbon accumulation in low-permeability shale sequences Energy and Earth Sciences (E3S) Web of Conferences, 2019.
- 8. Mustaev R.N., KerimovV.Yu., **IsmailovJ.J.** Evolution of Hydrocarbon Systems in the Tersk-Caspian TroughInternational Science and Technology Conference «Earth science»2020.

### В изданиях, рекомендованных ВАК

- 9. **Исмаилов** Д.Д. Условия нефтегазообразования на территории Восточного и Центрального Предкавказья/ Д.Д. **Исмаилов**, С.Г. Серов, Р.Н. Мустаев, А.В. Петров // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. -2019.  $-\mathbb{N}$  6.
- 10. Керимов В.Ю.Р.Н. Мустаев, У.С. Серикова, К.И. Данцова, **Д.Д. Исмаилов**Геофлюидодинамика осадочных бассейнов Каспийско-Черноморского региона/ Деловой журнал Neftegaz.RU. -2019. -№ 1 (85).

### В других изданиях

- 11. **Исмаилов Д.Д.** Прогноз нефтегазоносностихадумской свиты Терско-Каспийского прогиба по результатам бассейнового моделирования //Сборник научных трудов «Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа». Сборник научных трудов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. -2017.
- 12. **Исмаилов** Д.Д., Дмитриевский С.С. Роль разрывных нарушений и трещин в формировании скоплений УВ // Сборник научных трудов «Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа». Сборник научных трудов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2017.
- 13. Манкиева П.М., **Исмаилов** Д.Д., Люшин М.М.Условия формирования и перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов Северо-Кавказской НГП //Сборник научных трудов «Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа».Сборник научных трудов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. -2017.
- 14. Манкиева П.М., **Исмаилов** Д.Д., Мустаев Р.Н. Моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем в глубокозалегающих горизонтах Северо-Кавказской НГП //Сборник научных трудов «Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа». Сборник научных трудов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. -2017.
- 15. Гулиев И.С. Углеводородные системы Каспийского бассейна и прилегающих территорий / И.С. Гулиев, У.С. Серикова, Р.Н. Мустаев, Д.Д.Исмаилов // Сборник «Новые идеи в науках о Земле». М.: МГРИ, 2019.