

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе» (МГРИ)

*На правах рукописи*



ИСМАИЛОВ ДЖАВИДАН ДЖЕЙХУНОВИЧ

**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

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель: Лобусев Александр Вячеславович  
доктор геолого-минералогических наук,  
профессор

Москва – 2022

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ .....</b>	<b>3</b>
<b>ГЛАВА 1. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ И ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ .....</b>	<b>7</b>
<b>ГЛАВА 2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ .....</b>	<b>9</b>
<b>2.1 Структурно-геодинамические системы Терско-Каспийского НГБ (Центральное и Восточное Предкавказье) .....</b>	<b>9</b>
<b>2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика олигоцен-миоценовых отложений .....</b>	<b>21</b>
<b>2.4 Структурные модели Терско Каспийского бассейна .....</b>	<b>35</b>
<b>2.5 Литологические модели мезо-кайназойских отложений в Терско-Каспийском НГБ .....</b>	<b>39</b>
<b>ГЛАВА 3. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ.....</b>	<b>47</b>
<b>ГЛАВА 4. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО НГБ .....</b>	<b>59</b>
<b>ГЛАВА 5. ТЕРСКО-КАСПИЙСКАЯ ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВАЯ ГАУС .....</b>	<b>66</b>
<b>5.1 Основные элементы и их характеристика .....</b>	<b>66</b>
5.1.1 Месторождения и ловушки нефти и газа .....	69
5.1.2. Нефтегазоматеринские толщи .....	72
5.1.3 Коллекторы и флюидоупоры.....	84
<b>5.2 Эволюция ГАУС и развитие процессов генерации, миграции и аккумуляции ГАУС в Терско-Каспийской НГО .....</b>	<b>85</b>
5.2.1 Эволюция процессов генерации нефти и газа, очаги генерации УВ.....	85
5.2.2 Миграция и аккумуляция УВ .....	94
<b>ГЛАВА 6. ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ ЗЕЛЕЖЕЙ УВ В ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА.....</b>	<b>98</b>
<b>ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ .....</b>	<b>107</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>109</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**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-Каспийского нефтегазоносного 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-тектонические модели, модели распространения литолого-фациальных зон, тепловой истории региона, углеводородных систем.
3. Определить условия формирования олигоцен-миоценовой генерационно-аккумуляционной 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. Определить перспективы поисков скоплений УВ в олигоцен-миоценовых отложениях.

### **Защищаемые положения**

1. 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.

2. 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.

3. Сочетание устойчивого погружения в очагах генерации и подъема 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.

### **Научная новизна работы:**

1. Созданы геологические и литологические модели олигоцен-миоценовых отложений, реконструированы условия формирования и размещения осадочных бассейнов и 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 (ОВ), 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.** Автором проведен 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, проведен анализ 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.; International Science and Technology Conference “Earth Science”, 2020; Energy and Earth Sciences (E3S) Web of Conferences, 2019; EAGE, Baku 2019; III

International Conference, Geomodel 2017 – 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, 2017.

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

**Благодарности.** Автор благодарен научному руководителю – доктору геолого-минералогических 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 нефтегазопромысловый геологии РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина и кафедре геологии и разведки месторождений углеводородов РГГРУ (МГРИ) имени Серго Орджоникидзе.

## ГЛАВА 1. МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ И ФАКТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

К основным методам, использованным в процессе работ, относятся: палеотектонические и палеогеографические реконструкции, построение сводных структурных карт, численное пространственно-временное бассейновое моделирование и геохимические исследования.

В процессе исследований для изучения исследуемого региона применялись классические методы реконструкций условий осадконакопления в геологическом прошлом, такие как анализ мощностей и фаций, формационного состава отложений, перерывов и несогласий, с использованием большого объема опубликованных и фондовых данных.

Исследования с использованием аппарата численного бассейнового моделирования выделяются три этапа: общий анализ геологической обстановки, формирование цифровой структурно-геологической модели осадочных бассейнов и анализ результатов числового моделирования.

Создание моделей тектонического развития – это реконструкция истории изменений во времени и в пространстве тектонических процессов прогибания и воздымания, а также этапов заложения и кинематической активности разрывных нарушений и их систем в регионе. Для построения таких реконструкций бассейновой эволюции и эволюции разрывных систем в рассматриваемом районе были обобщены геолого-геофизические, литолого-петрологические, литолого-стратиграфические и геохимические другие данные по его строению.

**Бассейновый анализ и моделирование углеводородных систем** (рис. 1) были проведены с использованием программного пакета и технологий моделирования «PetroMod» компании «Schlumberger» и программного пакета «Temis Suite».

Исследование условий формирования осадочных бассейнов региона опиралось на тектоно-геодинамические палеорекострукции, отображающие взаимодействие геоструктурных элементов [1]. Для исследования и анализа таких геоструктурных и тектонических факторов необходима реконструкция этих процессов в течение всей ретроспективной истории путем бассейнового моделирования. Результаты исследований интегрируются в созданные трехмерные модели с учетом геодинамики и геофлюидодинамики.

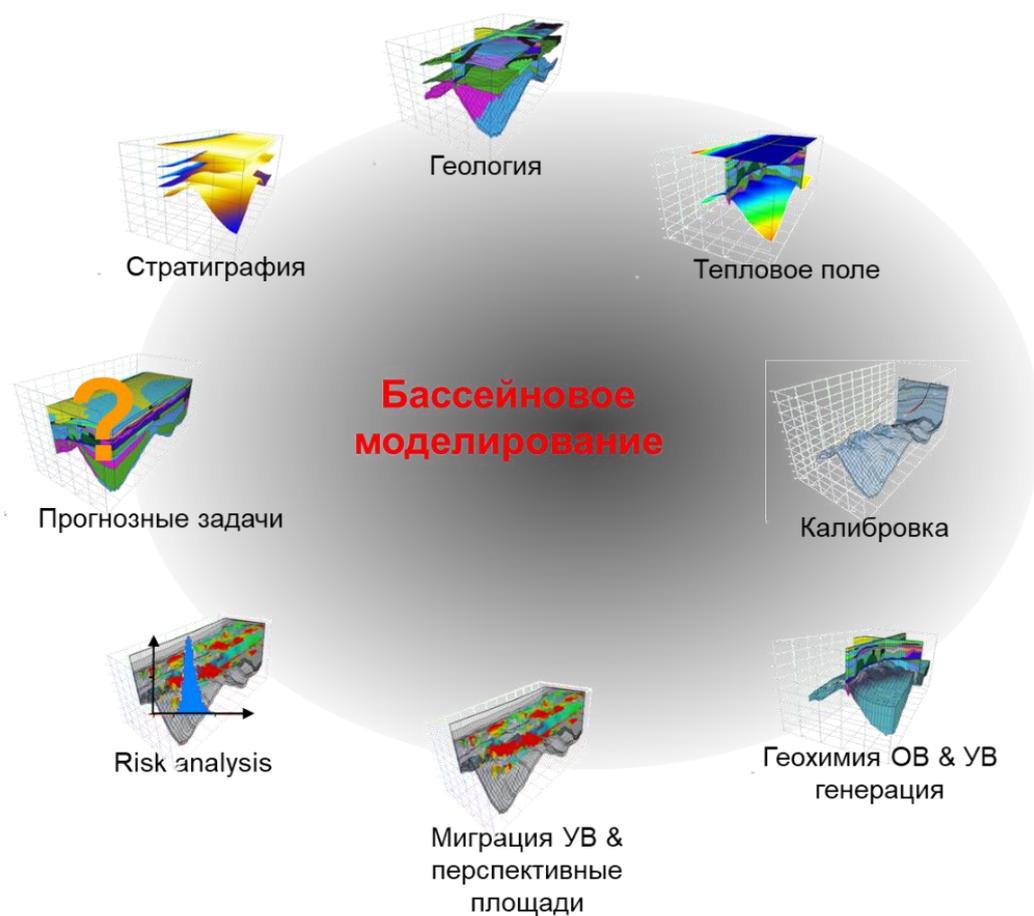


Рисунок 1 - Последовательность в бассейновом моделировании

**Геохимические исследования** были проведены на основе использования метода пиролиза Rock-Eval-6 компании VINCI Technologies.

## **ГЛАВА 2. ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОЛИГОЦЕН- МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

### **2.1 Структурно-геодинамические системы Терско-Каспийского НГБ (Центральное и Восточное Предкавказье)**

Исследуемый регион в тектоническом отношении охватывает центральную часть эпигерцинской Скифско-Туранской плиты, представляющую собой обширную впадину, возникшую на месте пересечения предальпийского краевого прогиба с крупной меридиональной зоной прогибания, проходящей через Каспийское море.

В геоструктурном отношении в пределах исследуемого региона выделяется ряд разнопорядковых тектонических элементов, отличающихся по возрасту консолидации фундамента, истории геологического развития и особенностям строения осадочного чехла.

Выделяются два основных генетических типа тектонических структур: 1) субширотно-вытянутые, относительно мобильные и молодые складчатые пояса; 2) изометричные, относительно жесткие и стабильные массивы более ранней консолидации.

К числу наиболее крупных из них относятся: восточная часть кряжа Карпинского, Гудиловский прогиб, зона Манычских прогибов, Хвалынская ступень, Ставропольский свод, Прикумский вал, Чернолесская впадина, Ногайско-Тарумовская ступень, Западно-Каспийская моноклинали, Терско-Каспийский прогиб, Южно-Мангышлакско-Устюртская система прогибов, Терско-Каспийский передовой прогиб, Сегендыкский прогиб, Средне-Каспийская система сводовых поднятий, Северо-Апшеронская депрессия (рис. 2.1).

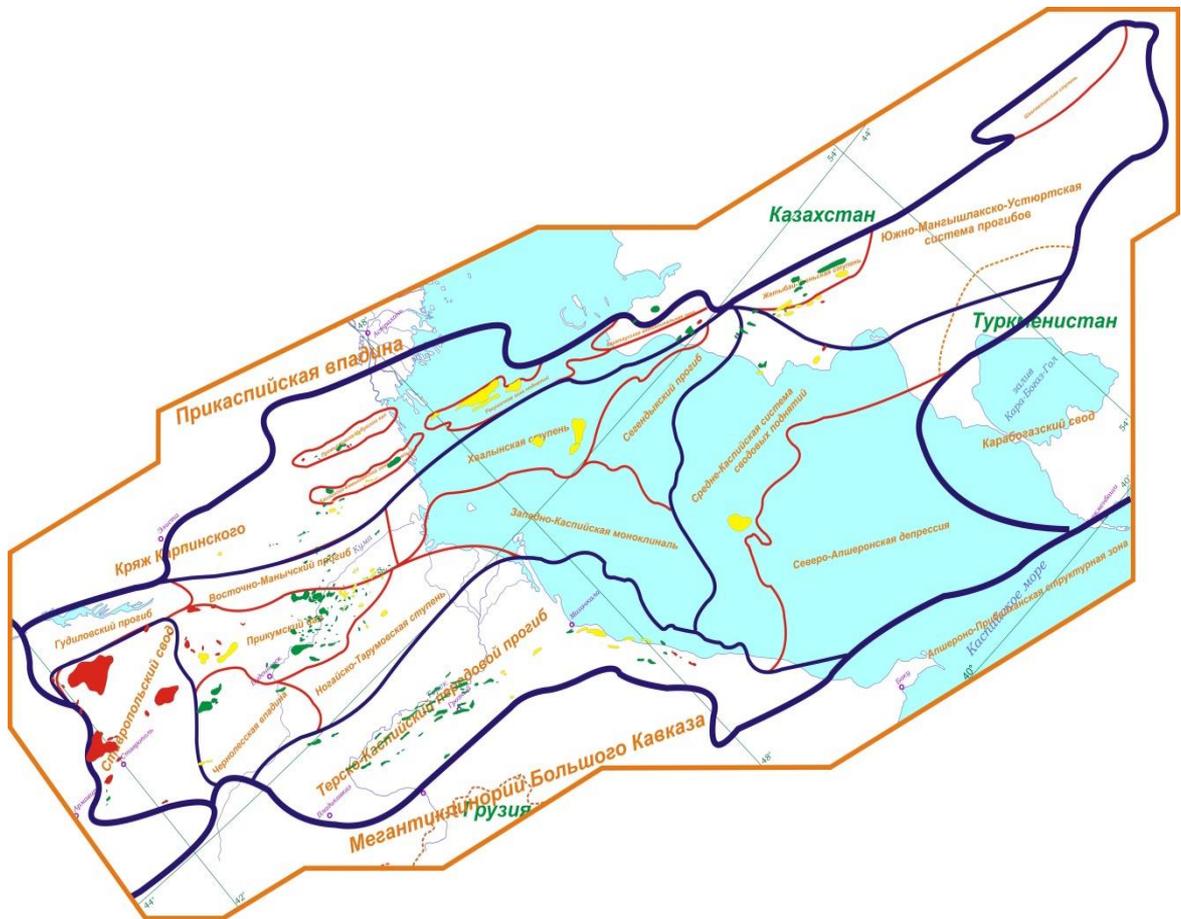


Рисунок 2.1 - Обзорно-тектоническая схема Центрального и Восточного Предкавказья и прилегающей акватории Каспия [100]

К системе структур Туранской платформы относятся упомянутый выше погребённый кряж Карпинского и гряда Мангыстау, а также северные платформенные склоны (борта) предгорных прогибов – Индо-Кубанского и Терско-Каспийского. Ещё южнее расположена Крымско-Кавказская складчато-орогенная система, состоящих из двух сегментов – Крымского и Кавказского. Первый рассматривается как новейший эпиплатформенный ороген, возникший за счёт сводово-глыбовых дислокаций киммерийского фундамента южной окраины Скифской плиты. Второй, Кавказский сегмент является инверсионным орогеном, возникшим на месте замкнувшегося в кайнозое (эоцен-миоцене) мезозойского или более древнего морского бассейна межплитного рифтового происхождения. Структурно оба сегмента разделены Таманским или Керченско-Таманским] прогибом [7].

В геоструктурном отношении в пределах исследуемого региона выделяется ряд разнопорядковых тектонических элементов, отличающихся по возрасту консолидации фундамента, истории геологического развития и особенностям строения осадочного

чехла. Выделяются два основных генетических типа тектонических структур: 1) субширотно-вытянутые, относительно мобильные и молодые складчатые пояса; 2) изометричные, относительно жесткие и стабильные массивы более ранней консолидации [8].

Проведенные реконструкции выполнялись для геохронологических эпох, соответствующих основным этапам формирования основных черт структуры фундамента Черноморско-Каспийского региона и определяемых ими особенностей распределения, строения и развития осадочных бассейнов:

- позднепалеозойской (пермь-ранний триас, эпоха завершения герцинского цикла тектогенеза);
- мезозойской (от среднего-позднего триаса до поздней юры-раннего мела, киммерийский тектонический цикл);
- альпийской (от поздней юры-раннего мела до начала эоцена включительно);
- неотектонической (от среднего эоцена до плейстоцена включительно).

С альпийской эпохой связывается значительное по площади расширение области относительной геодинамической стабилизации в границах Скифской плиты и локализация наиболее активных рифтогенных, складчато- и горообразовательных движений, в основном, в субширотной полосе, определяемой северной и южной границами Средне- и Южно-Каспийской впадин.

Неотектоническая эпоха является временем установления современных очертаний платформенных, горно-складчатых и депрессионных систем Черноморско-Каспийского региона и конфигурации их внутренних тектонических элементов.

При выделении региональных структурно-геодинамических систем определялась вероятная связь наблюдаемых структурно-морфологических особенностей фундамента с одним из трёх основных геодинамических режимов структурообразования и специфических обстановок его проявления:

- общего сжатия и относительного или абсолютного поднятия территории с обстановками платформенной стабилизации или орогенеза;
- общего растяжения и погружения с обстановками осевых или краевых зон депрессионных структур;
- переменного/пульсирующего режима с преобладанием обстановок растяжения или сжатия.

*Альпийские структурно-геодинамические системы региона (рис. 2.2).*

В течение этого тектоно-геодинамического цикла продолжается расширение территорий, характеризующихся условиями относительной стабилизации режима и смещением на юг зон развития активных геодинамических процессов растяжения, сжатия и соответствующего им структурообразования [9].

На южной окраине Восточно-Европейского кратона сохраняются условия относительной стабилизации. Аналогичные режимы в это время охватывают также практически всю территорию Скифской плиты, за исключением её каспийского фланга, где формируется зона переменных режимов с преобладанием растяжения и погружения, и её южной окраины, где закладываются зоны предгорных прогибов.

Сходные условия устанавливаются так же в СГС Мизийской, Устюртской и значительных по площади районах Западно-Туранской системы. Условия относительной стабилизации в границах этих систем не исключают возможности проявления здесь колебательных движений, регулирующих распределение положительных и отрицательных платформенных структур. Переменные режимы характерны для окраин некоторых из этих систем, обращенных к зонам межглыбовых взаимодействий [2]-[5].

Структурно-геодинамические системы, сочетающие зоны сжатия и растяжения в районах Черного моря, Кавказа и Южного Каспия объединились в одну общую Черноморско-Кавказско-Южно-Каспийскую. При этом относящийся к ней район палеозойско-мезозойской (или более древней?) Эвксинской глыбы утрачивает свою целостность и обособленность и распадается на ряд зон и областей, каждая из которых характеризуется самостоятельным геодинамическим трендом, согласованным с общим режимом развития Черноморской впадины.

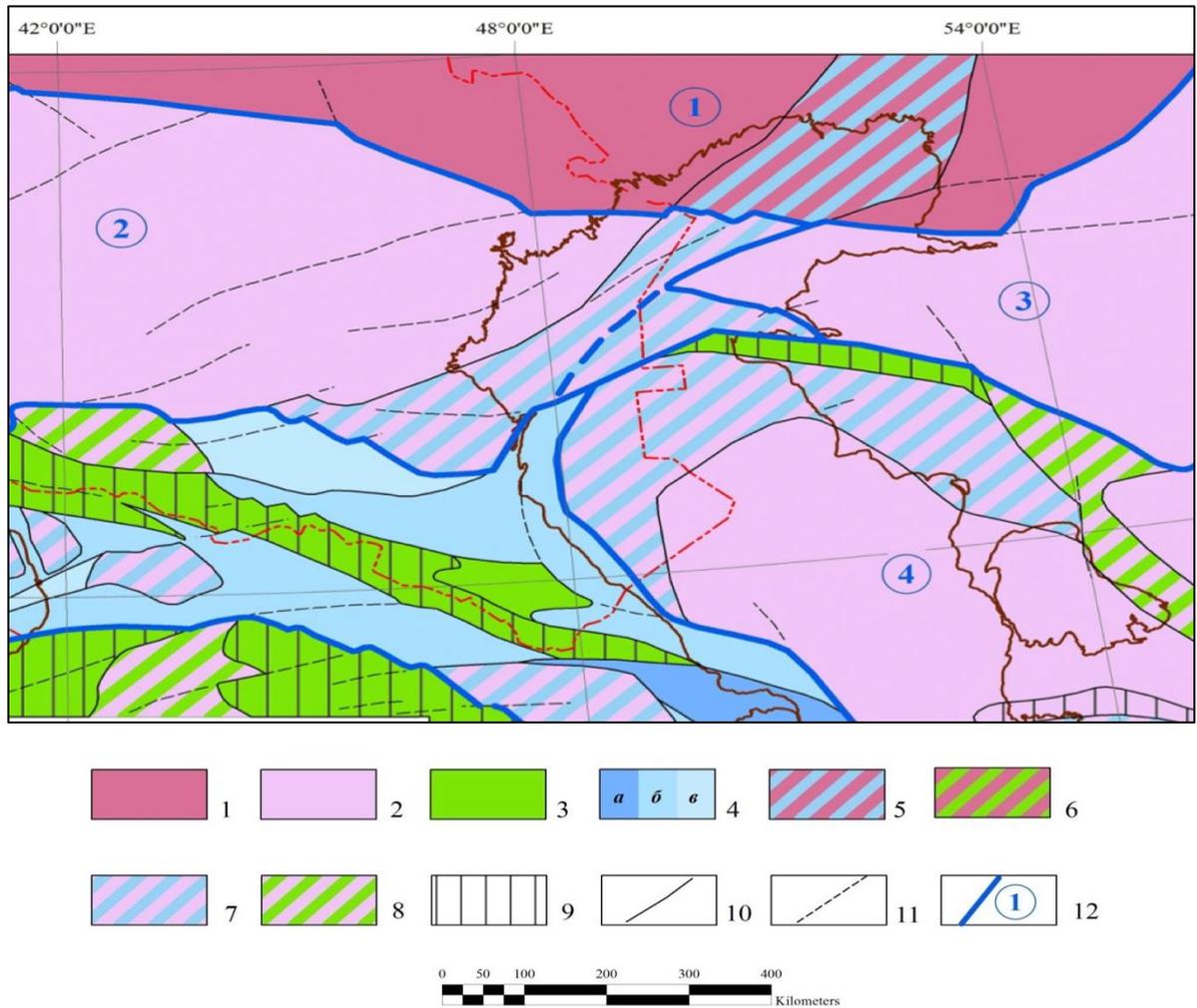


Рисунок 2.2 - Альпийские структурно-геодинамические системы  
Черноморско-Каспийского региона [6]

Условные обозначения: 1-3 – области общего сжатия, преобладающего поднятия или относительной стабилизации в условиях кратонов, подвижных платформ, складчато-орогенных поясов, систем: 1 – материковые глыбы/мегаблоки кратонов, 2 – то же подвижных платформ, 3 – складчато-орогенные пояса, системы, 4 – области общего растяжения и погружения в регионах преобладающего развития коры континентального или переходного типов: а – осевые (рифтогенные?) трог с локальным развитием участков коры переходного или океанического типа; б – интенсивного дробления и погружения материковых глыб и блоков; в – относительного сжатия и слабого поднятия в поясах и зонах общего растяжения; 5-8 – области переменного/пульсирующего (реверсивного) геодинамического режима: 5 – с преобладанием условий растяжения и погружения в границах кратонов, 6 – с преобладанием сжатия и поднятия в границах кратонов, 7 – с преобладанием растяжения и погружения в подвижных областях, 8 – с

преобладанием сжатия и поднятия в подвижных областях, 9 – локализованные складчато-орогенные и сводово-блоковые поднятия/сооружения, 10 – границы структурно-тектонических элементов, 11 – разрывные нарушения, крупные тектонические линеаменты, 12 - Структурно-геодинамические системы (индексы в кружках): 1 – южной окраины Восточно-Европейского кратона, 2 – Скифская, 3 – Устюртская, 4 – Западно-Туранская, Красный пунктир – государственные границы России и некоторые международно установленные линии делимитации акваторий.

*Новейшие структурно-геодинамические системы (рис. 2.3).*

Характерной общей чертой новейших структурно-геодинамических систем региона является локализация наиболее активных процессов растяжения, сжатия и связанного с ними структурообразования в его южной части, тогда как его северная часть является областью платформенной стабилизации с преобладающим развитием колебательных движений. Лишь южная окраина этой области, примыкающая к поясу активных движений "прихватывается" этими движениями и, в связи с этим включается в состав этого пояса [7]-[10].

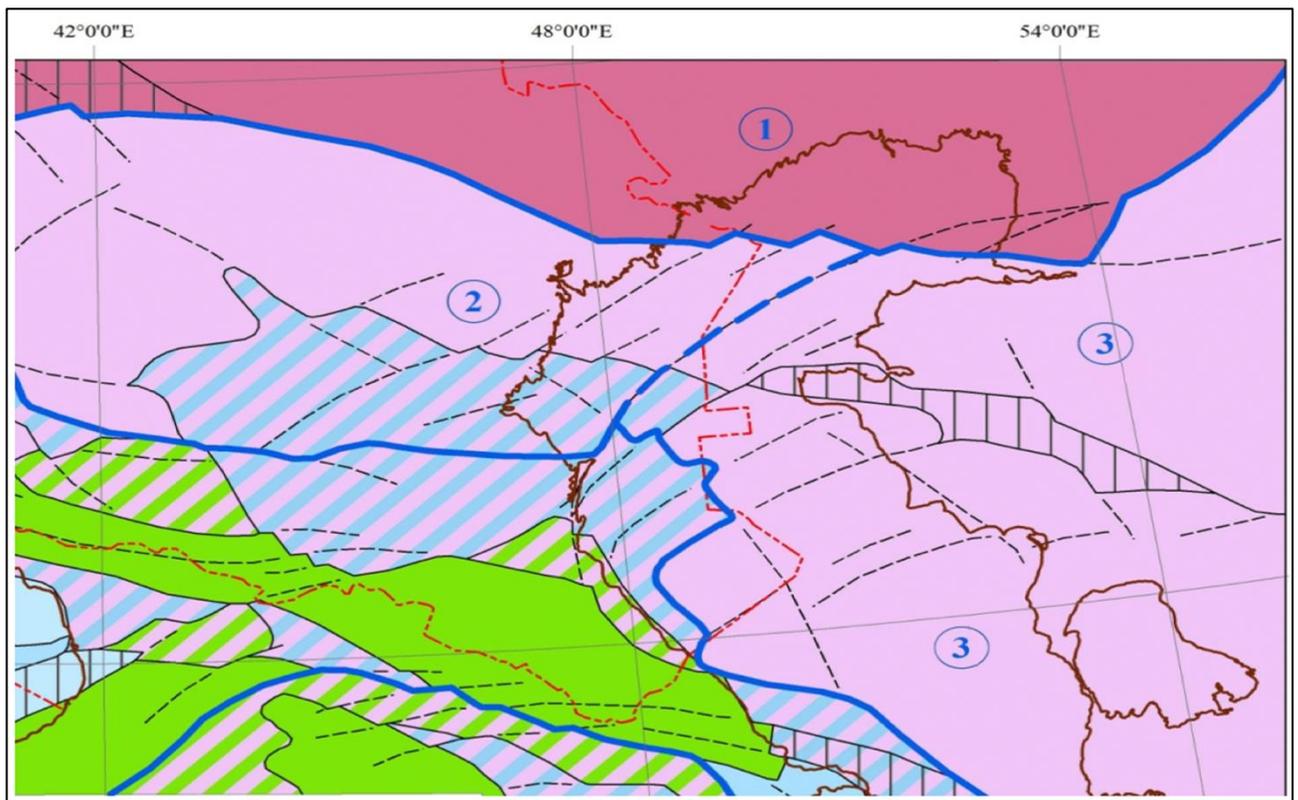


Рисунок 2.3 - Новейшие структурно-геодинамические системы Черноморско-Каспийского региона [6]

Условные обозначения см. рис. 2.2: *Структурно-геодинамические системы (индексы в кружках)*: 1 – южной окраины Восточно-Европейского кратона, 2 – Скифская, 3 – Устюртско-Западно-Туранская, Красный пунктир – государственные границы России и некоторые международно установленные линии делимитации акваторий.

Юго-Евразийскому поясу подвижных платформ соответствует, таким образом, структурно-геодинамические системы, характеризуемые на новейшем тектоно-геодинамическом этапе условиями преобладания обстановок относительной стабилизации – Мизийская, Скифская и Устюртско-Западно-Туркменская.

В основных чертах сохраняется характерный для предыдущих этапов режим перемежающихся по степени активности геодинамических обстановок в Малокавказско-Биналудской системе, что может быть связано с её расположением на "стреле" (векторе) давления со стороны Аравийской глыбы, ориентированной с ЮЗ на СВ в направлении Восточного Кавказа-Северного Каспия и периодическим получением со стороны этой глыбы импульсов сжатия-растяжения [11].

#### *Главные структурные элементы*

Элементы внутренней структуры тектонических зон (рис. 2.1.) классифицируются на четырёх иерархических уровнях – от субглобального до субрегионального.

Самый северный тектонический элемент в структуре исследуемого региона – **Промысловско-Цубукский вал** – узкая протяженная структура, прорезающая всю восточную часть кряжа Карпинского [12], [13].

К югу от него по поверхности фундамента располагается пологая моноклираль, осложненная на юге **Камышанско-Каспийской ступенью**. Вдоль южного борта кряжа Карпинского располагается узкая и протяженная **зона Манычских прогибов**, отделяющая Азовский выступ и ряд структурных элементов Предкавказской платформы от кряжа Карпинского. Здесь по поверхности фундамента выделяются Арзгирский, Чограйский, Восточно-Манычский прогибы и разделяющие их Дадынский и Величаевско-Максимокумский валы.

**Арзгирский прогиб** – четко выделяющийся структурный элемент, протянувшийся от восточной границы Ставропольского свода до центральной части Прикумской системы поднятий и ограничивающий их с севера и востока [14]-[17].

**Чограйский прогиб** является наиболее северным прогибом и граничит с южным бортом кряжа Карпинского. Прогиб выполнен мощным (более 1500 м) преимущественно глинистым значительно дислоцированным комплексом триасовых отложений, которые подстилаются также дислоцированными верхнепалеозойскими терригенными породами, характерными для фундамента кряжа Карпинского. Бортовые части Чограйского прогиба осложнены разломными дислокациями, амплитуда которых на южном борту достигает 1000 м и более [18].

**Восточно-Манычский прогиб** сравнительно пологий асимметричный прогиб, осевая часть которого сдвинута к северу и прижата к Дадынскому валу. Глубины поверхности фундамента в приосевой части превышают –6500 м. [19]. Южный пологий борт прогиба осложнен куполовидным Буйнакским поднятием, в пределах которого фундамент поднят до отметок, превышающих –4500 м.

Центральную часть Предкавказья занимает крупная изометричная структура – **Ставропольский свод**, в центральной части которого располагается пологий субмеридиональный Северо-Ставропольский вал. **Безопасненское поднятие** (–1800 м), расположенное на борту Ставропольского свода и ограничен с запада региональным разломом [20]-[23]. Северную часть свода занимает крупное **Тахта-Кугультинское поднятие** – пологая структура, не отраженная в структуре поверхности фундамента, но четко фиксирующаяся в отложениях платформенного чехла. В структуре фундамента этому поднятию соответствует моноклираль с глубинами от –1800 до –2000 м. Пологий северный склон свода образует Приманычскую моноклираль с глубинами фундамента от –2200 до –2800 м. На востоке Ставропольского свода располагается пологая **Камбулатская терраса** с понижением поверхности фундамента к юго-востоку от –2000 до –2600 м, а южнее выделяется Грачевско-Благодарненская зона поднятий, образующая по поверхности фундамента нечеткий структурный нос, но хорошо выделяющаяся по отложениям палеоген-неогена.

На самом востоке свода расположена **Мирненская зона поднятий**, которая отделяется от Камбулатской террасы Новосадовской мульдой с глубиной фундамента от –2700 до –2800 м.

Южная часть Ставропольского свода включает Южно-Ставропольский вал – сложно построенный тектонический элемент субмеридионального простирания, глубина поверхности фундамента которого колеблется от –1000 до –1800 м. [24]-[27]. Северо-

Ставропольский и Южно-Ставропольский валы разделяются Сенигилеевской седловиной (-1500 м), в центре которой располагается изометричное Сенигилеевское поднятие. В его пределах фундамент залегает на отметках выше -1400 м.

Западный борт Ставропольского свода по фундаменту осложнен серией региональных нарушений невыясненной амплитуды. Крупные разломы осложняют бортовые части Южно-Ставропольского вала. Северный и восточный борта прогиба более спокойны: здесь разрывные нарушения, отражающиеся в рельефе фундамента, не известны.

С востока Ставропольский свод ограничивается значительной по площади сложнопостроенной **Восточно-Ставропольской впадиной**.

**Чернолесский прогиб** с глубиной залегания поверхности фундамента свыше -6000 м. находится в юго-восточной части Восточно-Ставропольской впадины. Это изометричный прогиб выполнен отложениями пермо-триаса и юры, в том числе соленосными отложениями верхней юры. Прогиб ограничен разломами, наиболее крупный из них проходит по восточному борту прогиба, совпадая с субмеридиональным течением р. Кумы. Его амплитуда приближается к 1000 м.

Структурные элементы Восточно-Ставропольской впадины, расположенные на западе, представлены малоамплитудными поднятиями и прогибами, за исключением Янкульского поднятия. [28]-[32].

Севернее Янкульского поднятия расположен пологий наклоненный по фундаменту к востоку Спицевский прогиб, граничащий с различными структурными элементами Ставропольского свода. Глубины залегания фундамента в прогибе составляют от -2000 до -2600 м.

Восточнее Ставропольского свода располагается одна из ключевых тектонических структур Восточного Предкавказья - **Прикумская система поднятий (Прикумский вал)**, представляющий собой весьма протяженный субшироко ориентированный тектонический элемент, который выделяется не только своеобразной структурной характеристикой, но и резко уменьшенными мощностями или полным отсутствием пермо-триасовых отложений.

Структурные элементы Прикумской системы поднятий разделяются **Кумским прогибом**. Глубина залегания фундамента в пределах Кумского прогиба превышает -4500 м. Бортовые части прогиба осложнены разломами, амплитуды которых местами

превышают 500 м [33]-[35]. На востоке он открывается в субмеридиональный Капиевский прогиб, выполненный мощной вулканогенной толщей верхнего триаса. Фундамент в его пределах погружен на глубины до –5000 м.

Юго-восточная часть Озек-Суатского поднятия ограничивается Бажиганским прогибом с глубиной фундамента около –4500 м. Севернее выделяется Таловская ступень, граничащая с Восточно-Маньчским прогибом. В ее пределах фундамент погружен на глубины до –4800 м. Таловская ступень характеризуется присутствием значительных по мощностям отложений триаса и в этом отношении близка к Величаевско-Максимокумскому валу.

Южнее Таловской ступени фиксируются два крупных тектонических элемента: Соленоозерная терраса с Кумбаторским поднятием, где глубина погружения фундамента доходит до –4400 м. Разделяются они Бажиганским прогибом [36]-[39].

Северо-восточную часть Прикумской системы поднятий занимает Душетское поднятие как часть Таловской ступени. Глубина фундамента на поднятии составляет – 5300 м, а его амплитуда над прилегающими прогибами – более 500 м.

Наряду с Душетским поднятием наиболее восточными элементами Прикумской системы являются Чернорынковский прогиб, ограничивающий Душетское поднятие с юга. Глубина фундамента составляет здесь более – 6000 м. Еще южнее расположен Кочубеевский выступ с глубиной фундамента около –5000м. В его пределах предполагаются отсутствие пермо-триасовых отложений и, возможно, сокращенная мощность нижних горизонтов юры.

Южнее рассмотренной Прикумской системы поднятий располагается весьма протяженный тектонический элемент – **Ногайская ступень**. Юрские отложения на значительной части этого элемента отсутствуют. По меловым отложениям он представляет собой моноклинал, наклоненную к югу и осложненную рядом малоамплитудных локальных поднятий. По поверхности майкопских отложений локальные поднятия не выявляются [40]. Поверхность фундамента располагается в пределах поднятия на глубинах от – 4000 м на севере до – 5000 м на юге. Восточнее находится крупный субмеридиональный **Березкинский прогиб**, выполненный мощными отложениями вулканогенного и карбонатного комплексов триаса. Их суммарные мощности в центральной части прогиба около 1000 м. Восточная часть Ногайской ступени изучена очень слабо. Здесь, по материалам сейсморазведки, намечается новый

прогиб – Тереклинский, расположенный между населенными пунктами Терекли-Мектеб и Тарумовкой. Глубина предполагаемого залегания фундамента от – 6000 до – 8000 м.

Самым восточным тектоническим элементом является Крайновская ступень. Предполагаемая глубина фундамента в пределах Крайновской ступени до – 7000 м. К востоку она открывается в акваторию Каспийского моря и переходит в Западно-Каспийскую моноклинали [41], [42].

В юго-восточной части Предкавказья и в восточной части акватории Среднего Каспия расположен **Терско-Каспийский передовой прогиб**, который осложнен многочисленными структурными элементами, создающими весьма сложную картину его строения. Границы прогиба определены несколько условно. Западная часть передового прогиба образует **Кабардинскую впадину** с глубиной погружения фундамента свыше – 8000 м. Ее западная граница ступенчато поднимается в сторону Минераловодского выступа и Баксанской моноклинали. Северный борт прогиба осложняет Советско-Курская структурная зона с глубинами залегания фундамента от – 6000 до – 6500 м. Юго-восточнее от нее располагается Предтерский прогиб – наиболее прогнутая северная часть передового прогиба.

На юге Терско-Каспийского передового прогиба расположены Осетинская и **Чеченская впадины**, с глубинами фундамента свыше – 10 000 м. Осетинская впадина отделяется от Кабардинской Аргуданским выступом – приразломной структурой, восточное крыло которой опущено по отношению к западному по фундаменту примерно на 500 м. Абсолютные глубины залегания фундамента изменяются от - 6000 до - 9000 м с общим погружением к северо-востоку. Чеченская впадина отделяется от Осетинской Назрановской седловиной с глубиной залегания фундамента –8000 м, восточная граница последней осложнена разломом с амплитудой более 1000 м. С юга Чеченская впадина ограничивается Черногорской моноклиналию, выделяемой по третичным отложениям. По более глубоким горизонтам строение моноклинали усложняется: проявляется ее ступенчатое строение, связанное с разломной тектоникой [51]-[55]. Эти зоны осложняются погребенными поднятиями. На востоке и западе моноклинали выделяются соответственно высокоамплитудные Бенойское и Датыхское поднятия.

Восточнее рассматриваемой территории располагается крупное-поднятие южного борта Терско-Каспийского прогиба – **Дагестанский клин**. Орогенные восходящие движения подняли этот участок на 4000 – 5000 м по отношению к прилегающим прогибам

и значительно расчленили его. На севере Дагестанского клина выделяется по мезозойским и третичным отложениям Нараттубинская складчато-надвиговая зона, надвинутая на прогиб. По фундаменту это крутой склон с погружением его поверхности от –7000 до –11000 м. Возможно, что это погружение ступенчато. Наиболее повышенная часть Дагестанского клина, где меловые отложения выходят на поверхность, а фундамент залегает на отметках около – 3000 м, выделяется как Миатлинский выступ, а восточнее его расположено крупное Талгинское поднятие [56]-[60].

К востоку располагается **Восточная антиклинальная зона**, значительно опущенная по отношению к Западной. Здесь глубина фундамента варьирует от –6000 до –7000 м, а меловые отложения располагаются на глубинах от –600 до –1000 м. Еще глубже опущена **Приморская антиклинальная зона**, расположенная частично в акватории Каспия. Фундамент в ней погружен на глубины –7000 м и более. Между Западной и Восточной зонами располагается глубокая Каранайаульская синклиналь [61]. Меловые отложения в ее пределах погружены на глубины, превышающие –4000 м, а фундамент – от –8000 до –10000 м.

Последним наиболее крупным структурным элементом Терско-Каспийского передового прогиба является **Сулакский прогиб**, расположенный в осевой зоне предгорного прогиба к северу от Дагестанского клина. Прогиб выполнен мощными отложениями мезозоя и кайнозоя. Глубина погружения только верхнемеловых отложений в основном превышает –6000 м. Фундамент в прогибе залегает на отметках, превышающих –12 000 м. В восточном направлении Сулакский прогиб разворачивается к юго-востоку в акваторию Среднего Каспия. Северный моноклиальный борт прогиба пологий и его граница устанавливается условно, как было отмечено выше, по линии сокращения юрских отложений [62]-[65].

В акваториальной части бассейна в северной части Карпинско-Мангышлакского сложного вала, в пределах акватории Каспия, выделяются – **Северо-Кулалинская, в центральной – Джанайско-Южно-Бузачинская депрессии**, которые разделены **Полдневско-Бузачинской системой поднятий**. В южной части вала, выделяется Каспийско-Мангышлакская система поднятий, которая в свою очередь, включает Ракушечную зону поднятий, осложненную рядом локальных структур (Ракушечная, Широтная).

Четко выраженным флексурным перегибом южное крыло Карпинско-

Мангышлакского сложного вала переходит в зону относительно равномерного моноклинального погружения отложений в сторону Терско-Каспийского прогиба с наличием **Хвалынской структурной террасы**. В пределах последней располагаются ряд локальных структур (Хвалынская, Сарматская, Дружба, Южная). На юго-востоке терраса ограничена северным бортом Сегендыкского прогиба, который раскрывается в юго-западном направлении.

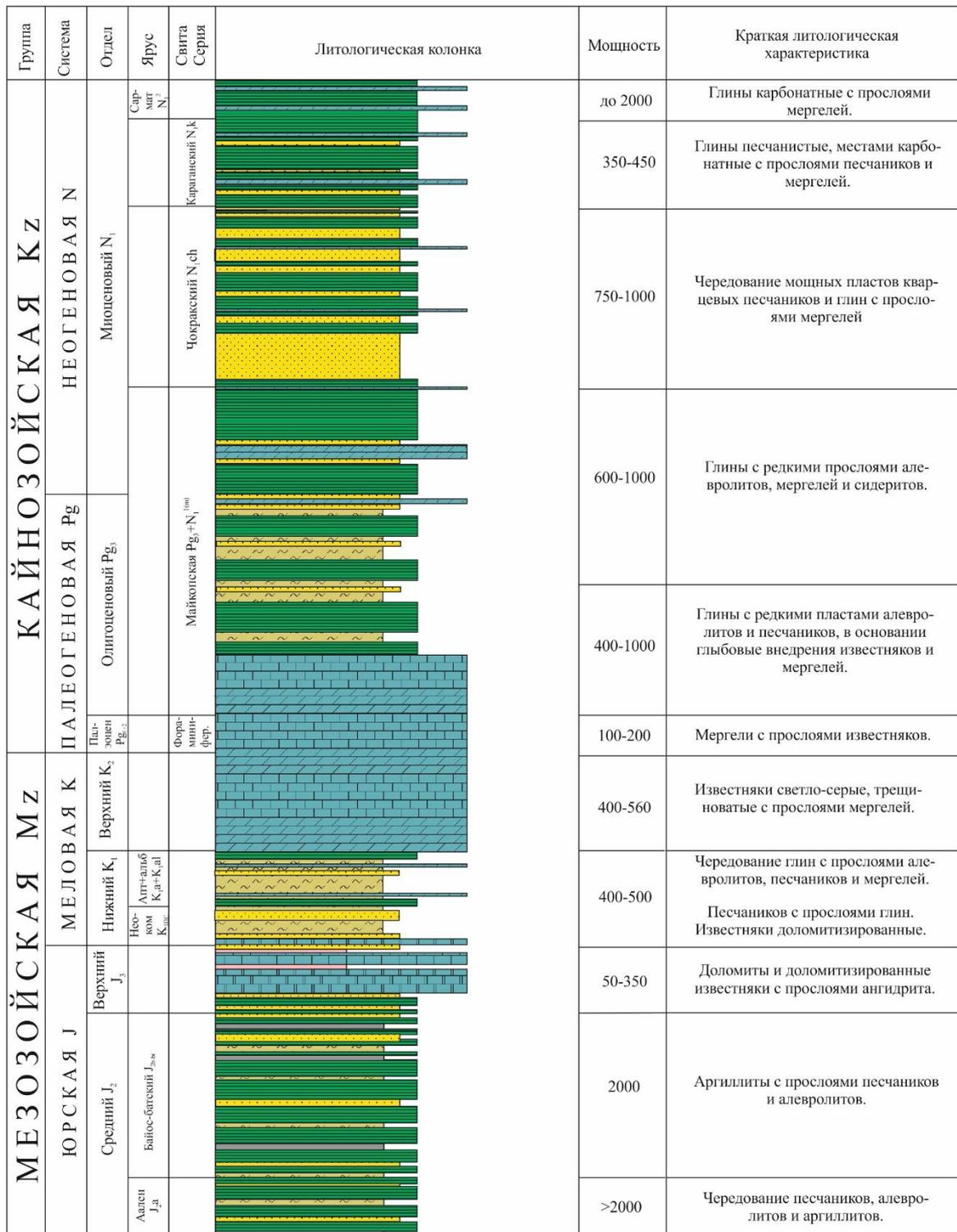
Большую центральную часть акватории занимает Терско-Каспийская система сводовых поднятий, а южную часть бассейна - Северо-Апшеронская депрессии, которая ограничивается на юге Апшероно-Прибалханским структурным порогом.

Северный пологий борт бассейна охватывает территорию молодой эпигерцинской платформы[66]. Элементы внутренней структуры тектонических зон классифицируются на четырех иерархических уровнях – от субглобального до субрегионального.

## **2.2 Литолого-стратиграфическая характеристика олигоцен-миоценовых отложений**

Платформенный чехол Терско-Каспийского НГБ выполнен мощной толщей осадочных пород мезозойского и кайнозойского возраста мощностью до 12 км и более в наиболее прогнутых частях бассейна (Чеченская впадина, Терско-Сулакская впадина). В Предгорном Дагестане толщина терригенных флишевых ниже-среднеюрских осадков может достигать нескольких тысяч метров (рис. 2.4). В Терско-Каспийском прогибе верхнеюрские отложения представлены карбонатно-эвапоритовой формацией мощностью до 2000 м. (рис. 2.5).

Кайнозойские отложения наиболее полно представлены в зоне передовых складок Кавказского складчатого сооружения в осевой части предгорного прогиба, где их суммарная мощность достигает 6-8 километров. Уменьшение мощности отложений и выклинивание целого ряда стратиграфических горизонтов наблюдается в северном направлении в пределах платформенного склона [67]-[69]. Относительно малой мощностью кайнозойские отложения обладают и в районе Прикарабогазья. Отложения кайнозойского возраста слагаются преимущественно терригенными породами, среди которых лишь в нижней (палеогеновой) части разреза наблюдается развитие известняковых и мергельных пород.



Условные обозначения:



Рисунок 2.4 - Сводный литолого-стратиграфический разрез Предгорного Дагестана

Условные обозначения: 1 – песчаники; 2 – глины; 3 – аргиллиты; 4 – алевролиты; 5 – известняки; 6 – доломиты; 7 – мергели; 8 – ангидриты.

ГРУППА	СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС СВИТА	Литологическая колонка	Мощность, м	Описание пород				
КАЙНОЗОЙСКАЯ KZ	НЕОГЕНОВАЯ N	ПЛИОЦЕН N2	АКЧАГЫЛЬСКИЙ+ АПШЕРОНСКИЙ N <sub>1a</sub> +ap		0-85 100-1600	Песчаники, глины, конгломераты, галечники				
			МЭОТИЧЕСКИЙ N <sub>1m</sub>		0-1000	Глины с прослоями песков и песчаников				
		МИОЦЕН N1	САРАМАТСКИЙ N <sub>1s</sub>		285-2120	Песчано-глинистая толща Глина с прослоями мергелей Мергельно-глинистая толща				
			КОНКСКИЙ N <sub>1kn</sub> КАРАГАНСКИЙ N <sub>1kg</sub>		100-360	Глины с прослоями мергелей Глины, кварцевые песчаники, мергели				
			ЧОКРАВСКИЙ N <sub>1c</sub> ТАРХАНСКИЙ N <sub>1t</sub>		50-1000	Глины, кварцевые песчаники, мергели				
			МАЙКОПСКАЯ P <sub>1</sub> -N <sub>1mp</sub>		500-1800	Глины сланцеватые с сидеритовыми конкрециями				
	ПАЛЕОГЕНОВАЯ P	ЭОЦЕН P <sub>1</sub>	Формационно-ферровая свита		180-600	Толща глинистых мергелей и трещиноватых известняков				
		ПАЛЕОЦЕН P			65-200	Известняки трещиноватые				
	МЕЗОЗОЙСКАЯ MZ	МЕЛОВАЯ K	ВЕРХНИЙ K <sub>2</sub>	МААСТРИХТСКИЙ K <sub>2m</sub> КАМПАНСКИЙ K <sub>2kn</sub> САПТОНСКИЙ K <sub>2st</sub> КОВЬЯСКИЙ K <sub>2k</sub> ТУРОНСКИЙ K <sub>2t</sub> СЕНОМАНСКИЙ K <sub>2s</sub>		350-450	Известняки белые, массивные, органогенные, плотные, слоистые, трещиноватые со стилолитовыми швами, с прослоями мергелей, алевролитов и глин Известняки и мергели с прослоями аргиллитов, переходящих в известняки песчанистые Песчанистые известняки и мергели с прослоями алевролитов и глин			
				НИЖНИЙ K <sub>1</sub>	АЛЬБСКИЙ K <sub>1al</sub> АПТСКИЙ K <sub>1a</sub> БАРРЕМСКИЙ K <sub>1be</sub> ГОТЕРВСКИЙ K <sub>1b</sub> ВАЛАНЖИВСКИЙ K <sub>1v</sub> БЕРНАССКИЙ K <sub>1b</sub>		175-200 280-350 120-280 120-300 280-520	Песчано - алевролитовый комплекс пород с прослоями глин и аргиллитов Переслаивание алевролитов и аргиллитов Переслаивание известняков и мергелей Переслаивание алевролитов и аргиллитов		
					ЮРСКАЯ J	ВЕРХНИЙ J <sub>1</sub>	ТИПОНСКИЙ J <sub>1t</sub> КИМЕРИДСКИЙ J <sub>1km</sub> ОКСФОРДСКИЙ J <sub>1ox</sub>		200-2500	Известняки, доломиты трещиноватые с прослоями и линзами ангидритов Известняки с пластами и линзами галитов, ангидритов, доломитов Известняки и доломиты трещиноватые и вторично пористые
						СРЕДНИЙ J <sub>2</sub>	КЕЛЛОВЕЙСКИЙ J <sub>2k</sub> БАТСКИЙ J <sub>2b</sub> БАЙОССКИЙ J <sub>2b</sub> АДЛЕНСКИЙ J <sub>2a</sub>		0-1620	Песчано-конгломератовая толща Переслаивание аргиллитов, песчаников и алевролитов
НИЖНИЙ J <sub>3</sub>						ТОАРСКИЙ J <sub>3t</sub> ПЛИНСАХСКИЙ J <sub>3p</sub>				
ТРИАСОВАЯ T					НИЖНИЙ T <sub>1</sub>	ДЕМЬЯНОВСКАЯ СВИТА КУЛТАЙСКАЯ СВИТА НЕФТЕКУМСКАЯ СВИТА		1250 вскр.	Переслаивание песчаников и алевролитов, местами переходящих в глинистые сланцы	
		ПАЛЕОЗОЙСКАЯ PZ	ПЕРМСКАЯ P <sub>2</sub>			ВЕРХНИЙ P <sub>2</sub>	КУМАНСКАЯ СВИТА		1000 вскр.	Карбонатно-терригенная толща

Рисунок 2.5 - Сводный литолого-стратиграфический разрез Терско-Сунженской складчатой зоны

Условные обозначения: см. условные обозначения к рис. 2.4.

Палеогеновые отложения в пределах рассматриваемой территории отличаются большой изменчивостью их мощности и литологического состава. В Центральном Предкавказье палеоценовые и эоценовые отложения представлены 500-600 м толщей, сложенной в основном песчаными породами, переслаивающимися с глинами, алевролитами и мергелями [70]. В восточном направлении мощность толщи сокращается и не превышает у берегов Каспия 150-200 м, причем в разрезе преобладают глины и мергели. На северном склоне Кавказа разрез палеоцена и эоцена становится еще более карбонатным. В верхнем эоцене здесь развиты высокобитуминозные сланцы кумского горизонта.

Залегающие выше отложения олигоцена и нижнего миоцена представлены отложениями майкопской серии 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 [71]. Майкопской серия на южном борту бассейна в области Дагестанского клина, достигает 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 развиты в пределах складчатого борта западной части бассейна, где их суммарная мощность в ряде районов достигает 3000 м (северный Дагестан). Здесь нижняя часть разреза (чокрак-караганские отложения) представлена песчано-глинистой толщей, а в верхней части (сармат) широко развиты глины и мергели [72]. В платформенной части бассейна мощности миоценовых пород значительно сокращаются, а их разрез представлен преимущественно терригенным комплексом. В Закаспии рассматриваемый стратиграфический комплекс пользуется ограниченным распространением.

В акваториальной части бассейна осадочный чехол состоит из юрско-палеогенового и среднемиоцен-четвертичного структурных этажей. Юрско-

нижнемиоценовая толща с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывается среднемиоцен-четвертичными отложениями, залегающими на различных по возрасту породах (от майкопских до меловых). Столь значительный размыв отложений позволил выделить в составе мезозойско-кайнозойского чехла самостоятельный молодой среднемиоцен-четвертичный структурный этаж [73]. Структурный план среднемиоцен-четвертичных отложений, по сравнению с нижележащим комплексом отложений, в целом, выполаживается и упрощается. В толще данного комплекса отложений отмечается ряд несогласий, обусловленных неоднократными колебаниями уровня моря, на фоне тенденции к сокращению площади морского бассейна.

### **2.3 Литолого – палеогеографические условия формирования осадочного чехла**

В палеоцен-эоценовое время происходит в основном формирование задуговых бассейнов в периферических частях, то олигоцен-неогеновый период связан с формированием краевого прогиба перед фронтом складчатого сооружения Большого Кавказа [74], [75]. Картина распределения бассейновых структур кайнозоя, характеризует новейший этап развития региона. Ниже рассмотрены литолого – палеогеографические условия формирования осадочного чехла в кайнозойской эре

*Палеогеновый период* характеризуется задуговых бассейнов. *Регрессия* морского бассейна, начавшаяся с конца маастрихта, достигла своего максимума в датский век.

На территории Восточного Предкавказья в пределах южной части кряжа Карпинского, Прикумско-Тюленевской зоны поднятий и в ряде других районов существовал относительно глубоководный шельф.

Зоной относительных погружений продолжал оставаться район Чернолесского прогиба. Унаследованно развивался в датском веке Прикумский прогиб, существование которого в конце нижнемеловой эпохи и на продолжении почти всей верхнемеловой не находило четкого отражения [76], [77].

В конце датского века произошли новые движения, следствием которых явилась перестройка структурного плана, сложившегося к концу верхнемеловой эпохи.

Начиная с зеландского века, на палеоценовом этапе осадконакопления происходит трансгрессия моря в пределы Предкавказья (рис. 2.6б).

На протяжении всей палеоценовой эпохи Прикумско-Тюленевская зона поднятий (вал) являлась наиболее глубоководным районом, устойчивым в тектоническом отношении, с некомпенсированным накоплением осадков, что в основном было обусловлено значительным удалением от источников сноса.

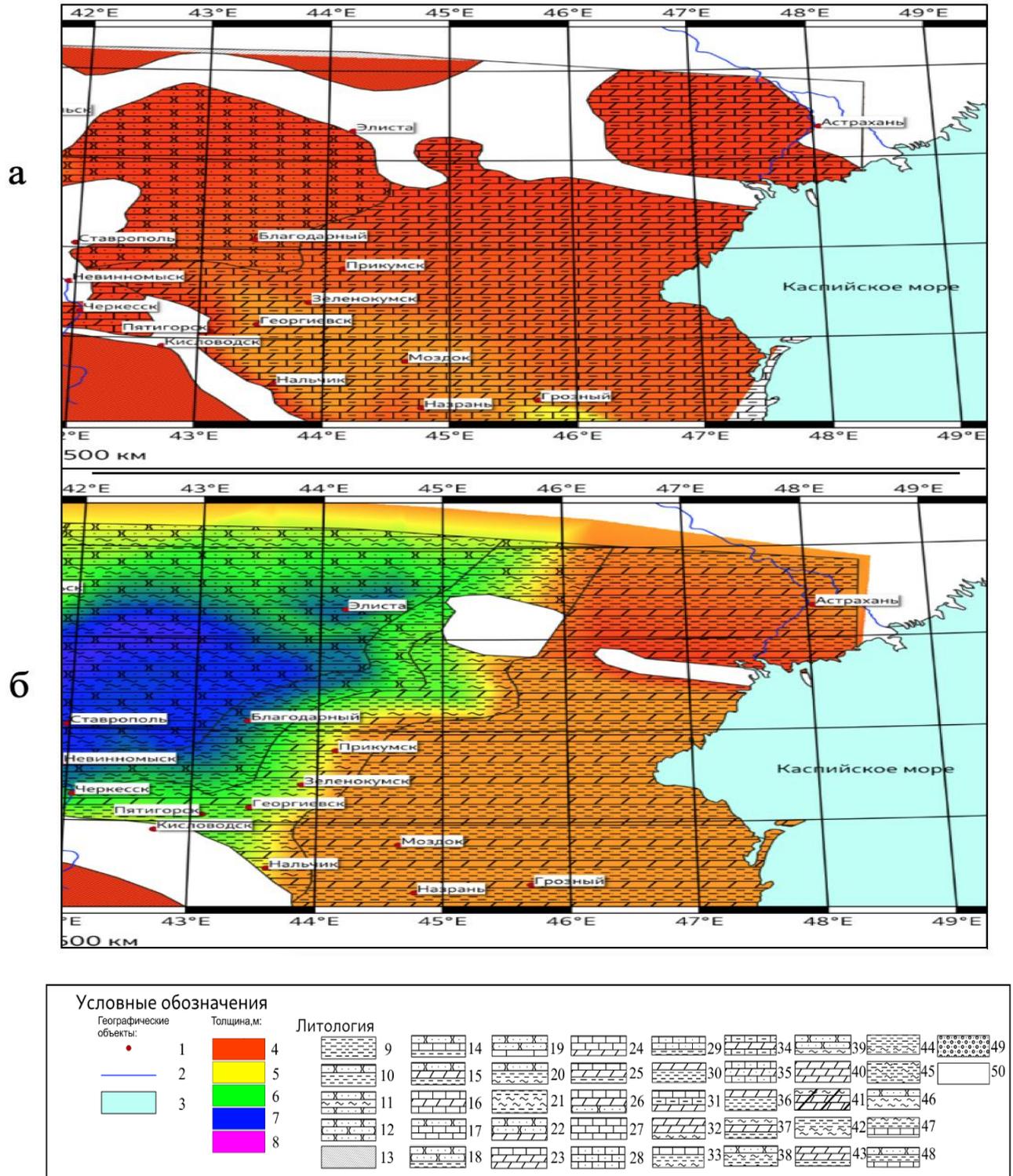


Рисунок 2.6 - Литолого палеогеографические карты Терско-Каспийского бассейна в палеоценовой эпохе в: а - датском веке б - зеландском и танетском веках

Условные обозначения к рис. 2.6: 1 – населённые пункты; 2 – реки; 3 – моря и озёра; Мощность: 4 – <0 м.; 5 – 500 м.; 6 – 1000 м.; 7 – 3000 м.; 8 – >2000 м.; Литология: 9 – глины; 10 – глина с прослоями песчаников; 11 – песчаник с алевролитами; 12 – песчаники разнозернистые; 13 – предполагаемая суша; 14 – песчаники, глины, известняки; 15 – чередование песчаников, мергелей и глин; 16 – чередование известняков и мергелей; 17 – песчаники и известняки; 18 – песчаники разнозернистые, глинистые, глины; 19 – песчаники разнозернистые; 20 – песчаники мелкозернистые; 21 – алевролиты глинистые известковистые; 22 – чередование мергелей глинистых и песчаников мелкозернистых; 23 – мергели; 24 – известняки с прослоями мергелей; 25 – известняки глинистые; 26 – известняки песчаные; 27 – известняки; 28 – известняки органогенные; 29 – известняки прослоями глинистые; 30 – глины известковистые; 31 – известняки, известняки глинистые и мергели; 32 – мергели песчаные; 33 – чередование известняков и глин; 34 – известняки пелитоморфные и мергели; 35 – мергели песчаные и известняки; 36 – аргиллиты с прослоями мергелей; 37 – сверху алевролиты и глины, снизу мергели с прослоями глин; 38 – алевролиты и глины с прослоями песчаников; 39 – песчаники и алевролиты; 40 – мергели; 41 – мергели и глины с прослоями алевролитов; 42 – алевролиты и глины; 43 – мергели известковистые; 44 – аргиллиты с прослоями алевролитов; 45 – глины с прослоями алевролитовых глин; 46 – алевролиты с прослоями песчаников; 47 – глины с прослоями песков, алевролитов, местами прослой известняков; 48 – пески и песчаные глины с прослоями известняков; 49 – конгломераты и грубозернистые пески; 50 – зона отсутствия данных.

Наиболее интенсивно прогибающимся районом платформенной части Предкавказья в эоценовую эпоху оставался Восточно-Кубанский прогиб, где накапливались наиболее мощные (600-650 м) в Предкавказье толщи осадков рассматриваемого времени. Значительные изменения претерпел Ставропольский свод, который стал занимать положение, близкое к современному, и разделился на два самостоятельных поднятия – северное и южное.

Восточные и самые южные районы Предкавказья, как и ранее, оставались стабильной областью с развитием относительно более глубоководных отложений (рис. 2.7).

В Ейско-Березанском районе, Ставрополье и смежных районах в ранне- и среднеэоценовое время накапливались мощные толщи песчано-алевритовых осадков с

редкими глинистыми и мергелистыми прослоями. В юго-восточном направлении значение глин в разрезе постепенно возрастает.

Значительное оживление тектонических движений в пределах Кавказской геосинклинали и платформенной части Предкавказья имело место на границе эоценовой и олигоценовой эпох. Это время характеризовалось общей регрессией морского бассейна, продолжавшейся в течение всего майкопского времени (олигоцен – нижний миоцен). В отдельные отрезки времени регрессия прерывалась значительной трансгрессией моря [78], [79].

Существовавшие на юге отдельные поднятия в осевой зоне Большого Кавказа значительно увеличились и образовали крупные массивы суши. В связи с этим состав осадков олигоцена и нижнего миоцена приобрел резко специфический характер. Произошла смена карбонатно-обломочных формаций палеоцен-эоценовой эпохи пелитовыми некарбонатными образованиями [80]-[82].

Ставропольский свод на данном этапе развития продолжал оставаться крупной поперечной структурой, северная часть которой приподнималась относительно южной более интенсивно.

В раннеолигоценовое время унаследованно развивался Чернолесский прогиб, где мощности хадумского горизонта достигают 180 м, а к востоку в Прикумском районе мощности увеличиваются до 220 м. В раннеолигоценовое (хадумское) время в пределах восточного склона Ставропольского свода существовало интенсивное течение, оставившее после себя полосу алевроитовых осадков северо-восточного направления.

В олигоцене произошли дальнейшая дифференциация структурного плана Ставропольского свода формирование локальных структур, выраженных в современном структурном плане [83], [84]. Наиболее прогнутыми участками платформенной части Предкавказья продолжали оставаться Восточно-Кубанский и Чернолесский прогибы, в пределах которых отложения майкопской толщи достигли максимальных значений – соответственно 1200 и 1600 м.

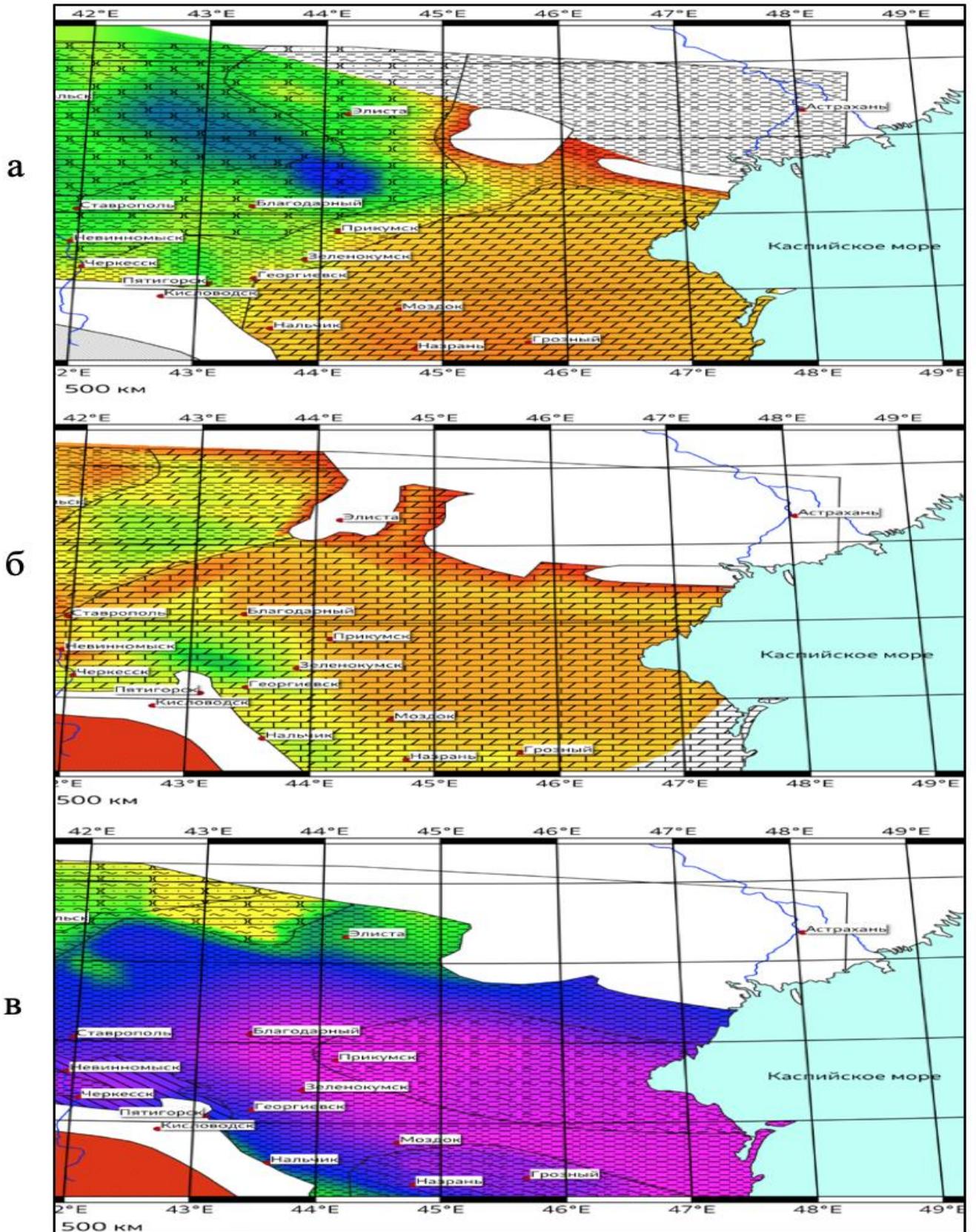


Рисунок 2.7 - Литолого палеогеографические карты Терско-Каспийского бассейна в эоцен и олигоценевые эпохи: а - ранне- и среднеэоценовое время; б - позднеэоценовое время; в - олигоценевая эпоха

Условные обозначения: см. условные обозначения к рис. 2.6.

*Неогеновый период.* Начало миоценового времени характеризовалось слабым региональным опусканием всей территории Предкавказья. После кратковременного опускания вновь начался региональный подъем. В конце тарханского времени почти вся территория Предкавказья была выведена из-под уровня моря и подверглась размыву. Осадки тарханского моря сохранились на юге в наиболее пониженных участках (рис. 2.8а).

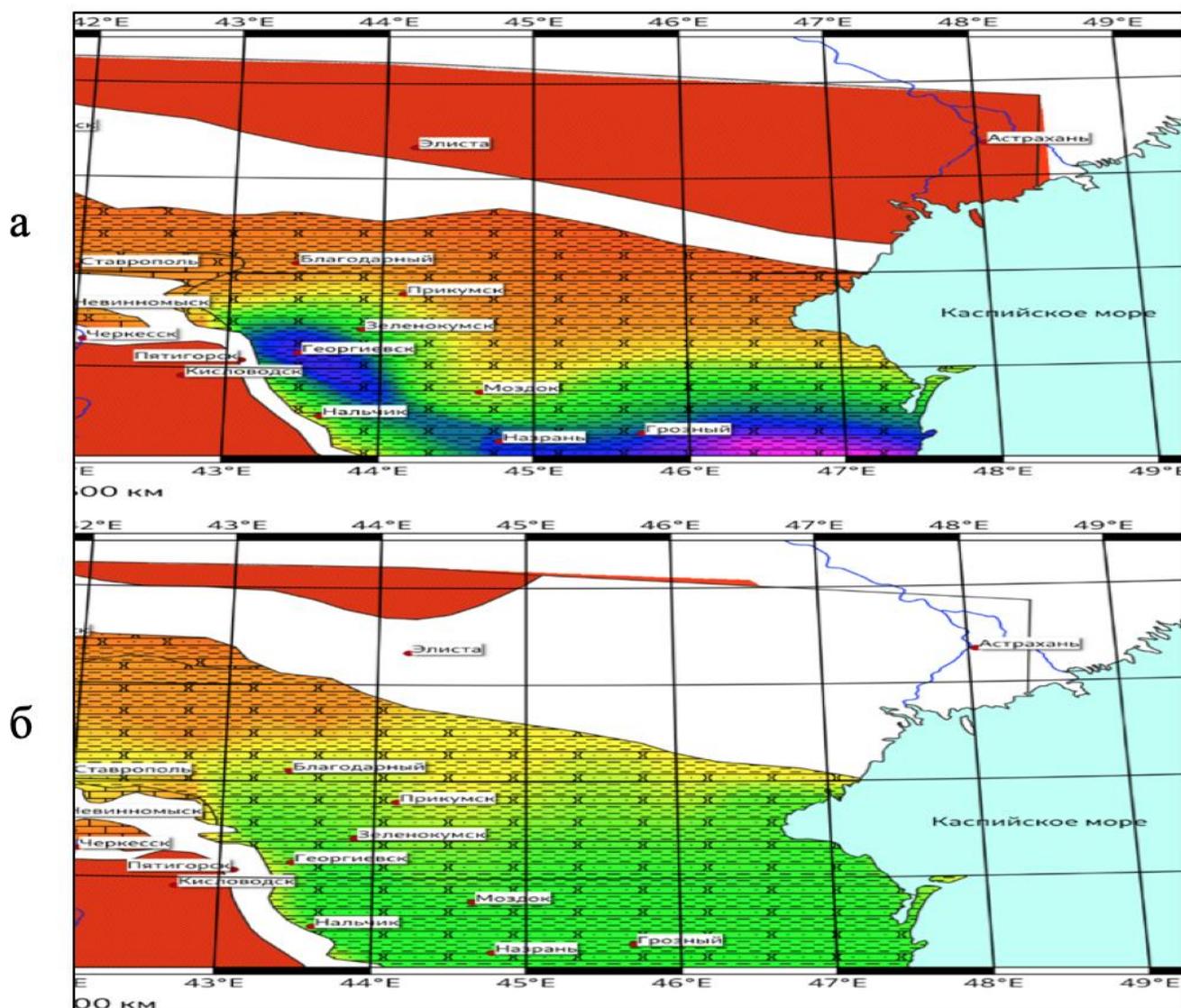


Рисунок 2.8 - Литолого палеогеографические карты Терско-Каспийского бассейна в среднем миоцене в: а - тархан и чокракском веках; б - караган и конкском веках

Условные обозначения: см. условные обозначения к рис. 2.6.

В пределах Восточного Предкавказья область Дагестана и Терско-Сунженская зона были менее подвижными. Здесь в течение тарханского времени существовал относительно спокойный геотектонический режим. Осадки чокракского моря залегают на

размытой поверхности майкопских древних отложений. Северная часть Западного и Центрального Предкавказья в чокракское время была приподнята, и осадки чокрака там не сохранились [85], [86].

Наиболее глубоководные осадки в чокракское время накапливались в центральной части Западно-Кубанского прогиба, где ими сложена толща мощностью до 400 м. Область Ставропольского свода в чокракское время была приподнята, в связи с чем осадки имели прибрежно-мелководный характер. Область Чернолесского прогиба в чокраке испытывала интенсивное прогибание (мощности до 700 м). В Восточном Предкавказье зона максимального погружения располагалась на юге Терско-Сулакского прогиба, где мощности чокрака достигают 1100 м.

Основным источником сноса терригенного материала для чокракского бассейна на юге служила Северо-Кавказская суша, которая местами располагалась довольно близко от современных выходов чокракских отложений на поверхность. Однако эта суша была не единственным поставщиком терригенного материала, который поступал также и с севера. Существование северной суши фиксировалось увеличением песчаности осадков чокрака в северном направлении мощности. с одновременным уменьшением их мощности [87], [88].

По сравнению с майкопским чокракский бассейн имел меньшие размеры.

В последующее караганское и конкское время трансгрессия в последующее караганское и конкское захватила почти всю территорию Предкавказья (рис. 2.8б).

Структурный план в караганское и конкское время оставался примерно таким же, как и в чокракское время.

Ставропольский свод в караганское и конкское время был приподнят и подвергся размыву. Чернолесский прогиб, наоборот, продолжал углубляться: мощность накопившихся здесь осадков достигла 250 м.

Северная часть Восточного и Центрального Предкавказья испытывала подъем, особенно интенсивный в пределах южного склона вала Карпинского (Ермолинская, Промысловская, Каспийская и другие площади), где караганские и конкские осадки отсутствуют.

Последующий сарматский век ознаменовался новой трансгрессией, захватившей всю территорию Предкавказья. В начале сарматского века на большей части территории Предкавказья преобладали сравнительно глубоководные условия осадконакопления.

Середина сарматского века характеризовалась общим умеренным подъемом, в результате которого происходило некоторое сокращение и обмеление бассейна. На этом фоне наибольший подъем испытывал Ставропольский свод. Зона развития глубоководных осадков сократилась (рис. 2.9а).

На фоне общего подъема отдельные участки продолжали интенсивно прогибаться. Глубоководные условия осадконакопления сохранились до конца среднесарматского времени в платформенной части Восточного Предкавказья.

На юге продолжал развиваться прогиб, мощности осадков в котором достигали 2000 м. В северном направлении мощности среднесарматских отложений уменьшаются до полного выклинивания по линии Манычей.

Область кряжа Карпинского в среднем сармате была приподнята и являлась источником питания среднесарматского бассейна терригенным материалом. Начавшийся ранее общий подъем Предкавказья продолжался и в верхнесарматское время.

Область Ставропольского свода в конце среднего сармата оказалась выведенной из-под уровня моря и в течение всего позднего сармата оставалась сушей. Седиментационный бассейн в позднем сармате резко сократился, обмелел и опреснился. В Восточном Предкавказье продолжали существовать относительно глубоководные условия осадконакопления. В конце сарматского времени Прикумская зона поднятия занимала наиболее приподнятое положение. По-прежнему отчетливо выделялись на востоке Чернолесский и Терско-Сулакский прогибы.

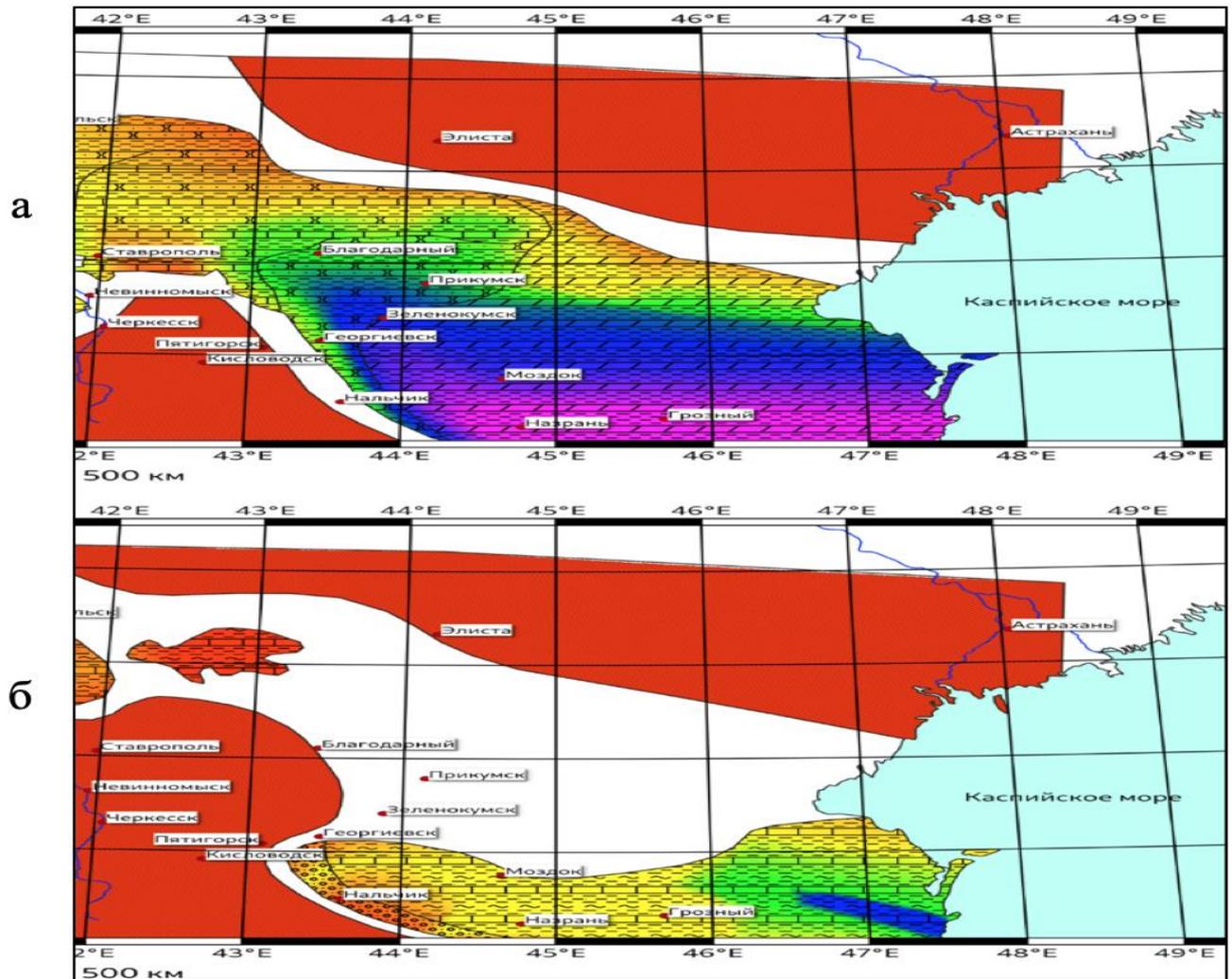


Рисунок 2.9 - Литолого палеогеографические карты Терско-Каспийского бассейна в позднем миоцене в: а - сарматском веке; б - мэотическом веке

Условные обозначения: см. условные обозначения к рис. 2.6

Общий подъем Предкавказья, начавшийся в среднем сармате достиг максимума в мэотический век. Это привело к ограниченному распространению мэотических осадков. Присутствуют они, в основном, в пределах Западного Предкавказья, а также на юге Терско-Сулакского прогиба (рис. 2.9б).

Область Ставропольского свода продолжала оставаться приподнятой. Отчетливо выделялась Кропоткинская впадина, в которой мощность осадков мэотиса достигала 200 м.

Начало плиоценовой эпохи характеризовалось затоплением почти всей территории Предкавказья. Только область Ставропольского свода оставалась приподнятой (рис. 2.10).

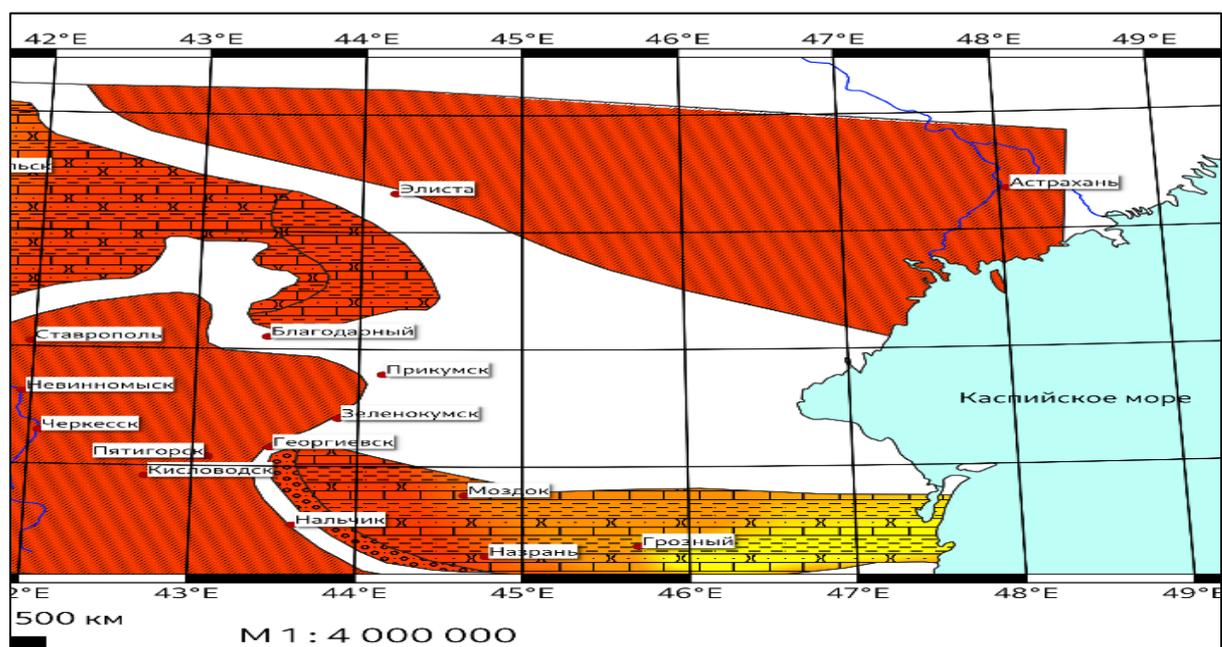


Рисунок 2.10 - Литолого палеогеографические карты Терско-Каспийского бассейна в позднем миоцене

Условные обозначения: см. условные обозначения к рис. 2.6.

Понтическое море было мелководным, в нем отлагались песчано-глинистые осадки, содержащие прослой известняка-ракушечника. Осадки понтического моря сохранились в основном на территории Западного Предкавказья и покрывали северную часть Ставрополя. в Восточном Предкавказье они сохранились лишь на юге, в Сулакском прогибе, где представлены в прибрежно-мелководных фациях. По-прежнему отчетливо выделялась область Западно-Кубанского прогиба. Мощность осадков понта здесь около 500 м.

В позднеплиоценовую эпоху произошло опускание территории Восточного Предкавказья, в результате которого началась трансгрессия акчагыльского моря. Накапливалась мощная толща осадков, которые с размывом залегают на разновозрастных горизонтах разреза. На юге в Терско-Сулакской области они покрывают понтические отложения; в северном направлении осадки акчагыльского моря покрывают сарматские, караганские, майкопские, а в пределах вала Карпинского местами ложатся и на меловые отложения. Здесь размыв был наиболее глубоким [89], [90].

Ставропольский свод на протяжении всей плиоценовой эпохи испытывал общий подъем, в который была вовлечена и территория Западного Предкавказья.

В формировании общей структуры Предкавказья важную роль сыграли новейшие тектонические движения, в результате которых был создан современный структурный план [101]-[103].

В Предкавказье движения положительного знака характерны для западной части кряжа Карпинского и восточной части Ставропольского свода. Во время региональных четвертичных опусканий Восточного Предкавказья относительно приподнятой оказалась Озек-Суатская зона поднятия [104].

На фоне областей общего поднятия относительное опускание в Западном Предкавказье испытывали районы Егорлыкско-Расшеватской впадины и Тузлово-Маньчского прогиба, в Восточном Предкавказье - зона Чернолесского прогиба. По существу, современный структурный план рассматриваемой территории окончательно сформировался в плиоцен-плейстоценовую эпоху.

#### 2.4 Структурные модели Терско Каспийского бассейна

Геологическая и структурные модели были созданы использованием структурных построений, выполненные по результатам интерпретации данных сейсморазведки (рис. 2.11-2.14). Были созданы трехмерные геологические модели и поле тектонического исследования региона (рис. 2.15 и 2.16).

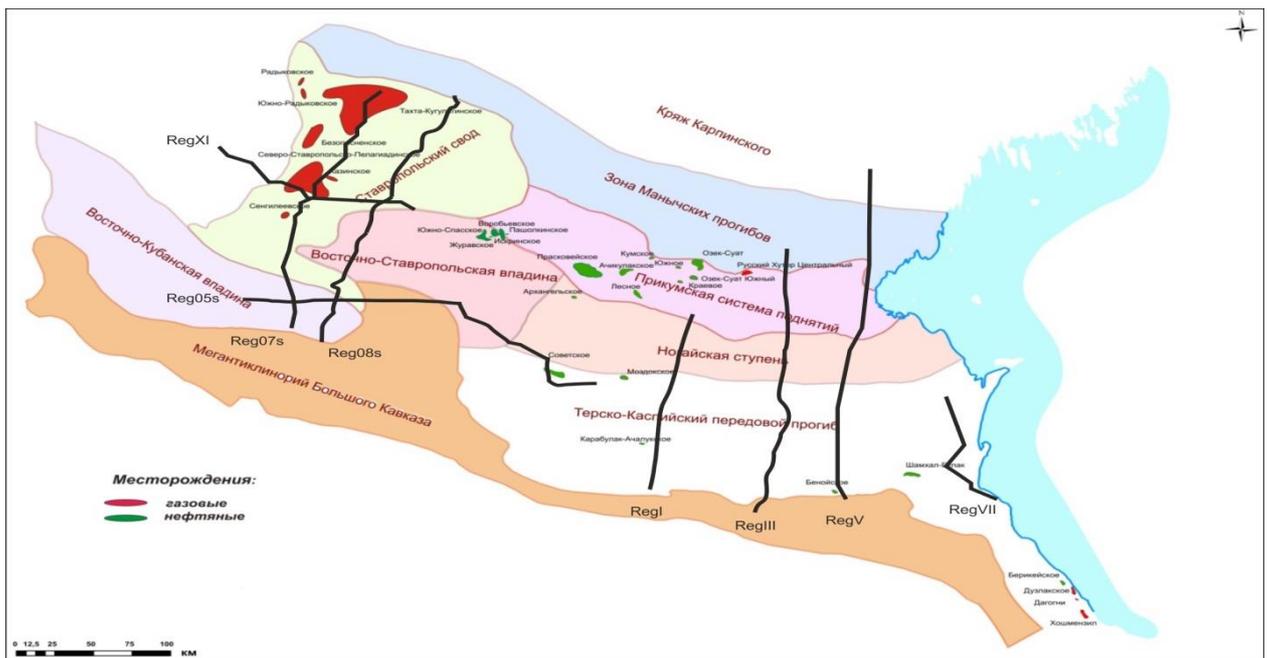


Рисунок 2.11 - Схема расположения использованных региональных сейсмических профилей (Центральное Предкавказье: Reg05s, Reg07s, Reg08s, RegXI; Восточное Предкавказье: RegI, RegIII, RegV и RegVII)



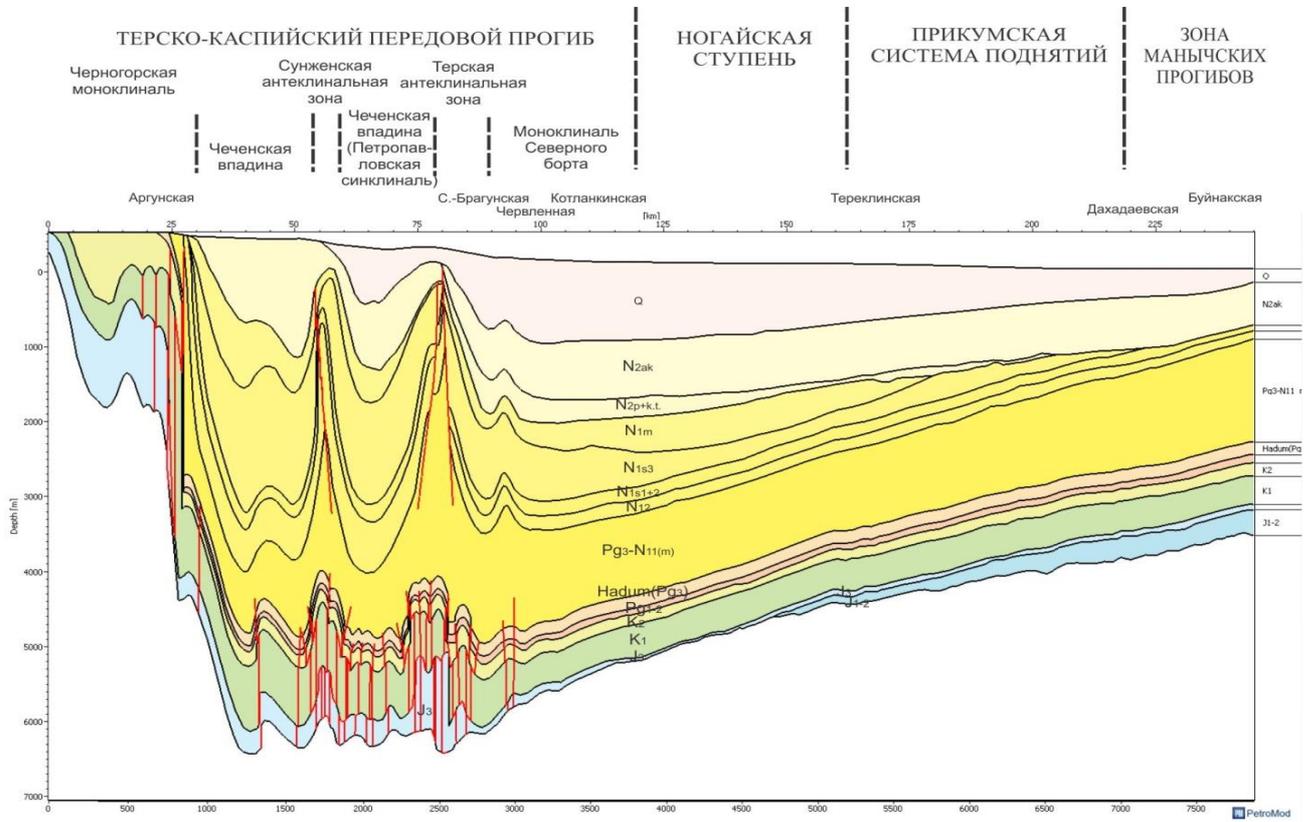


Рисунок 2.13 - Двумерная структурная модель по линии субмеридионального сейсмического профиля RegIII

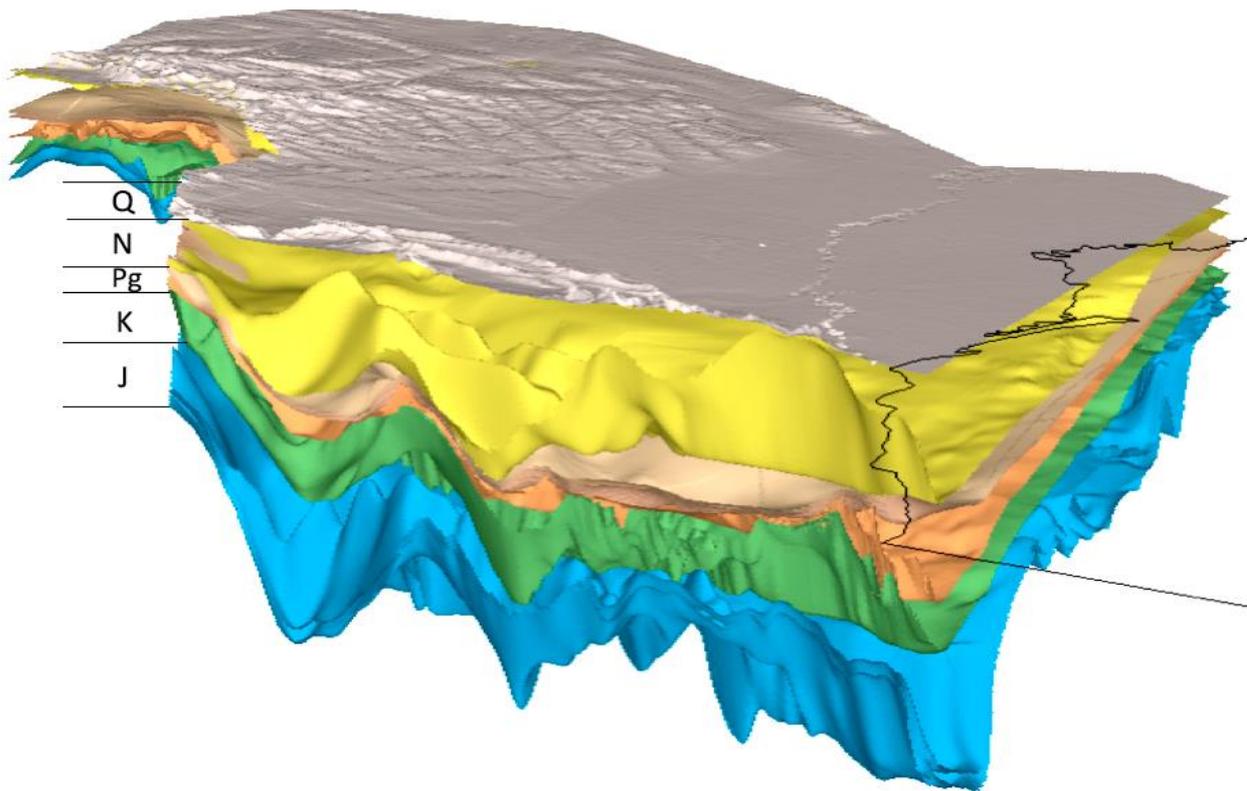


Рисунок 2.14 - Геологическая модель Терско-Каспийского бассейна

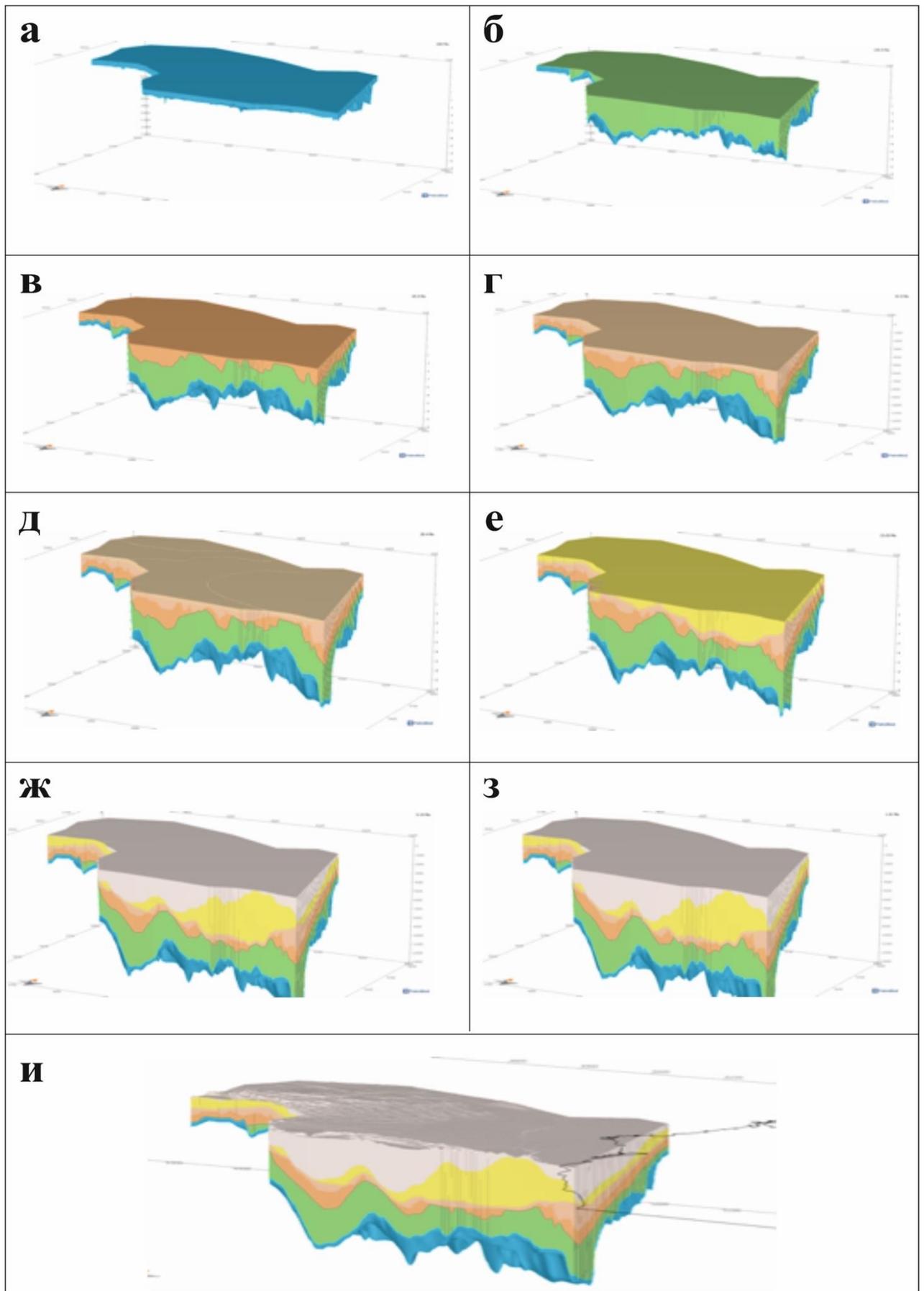


Рисунок 2.15 - Палеотектоническая эволюция Терско Каспийского бассейна осадочного чехла на альпийском этапе развития исследуемого региона

## **2.5 Литологические модели мезо-кайназойских отложений в Терско-Каспийском НГБ**

Исследование условия формирования осадочных комплексов рассмотренные выше позволили создать литологическая модели мезо-кайназойских отложений Терско-Каспийском НГБ. Для характеристики вещественного состава отложений модели была использованы информация, включающая результаты изучения пород осадочного чехла и фундамента, а также публикации и обобщения о Черноморско-Каспийском регионе. [120], [131], [132], [136], [137], [146]. Комплексный анализ этой информации и соответствующих карт мощностей позволил реконструировать обстановки осадконакопления осадочных комплексов моделей и исследовать состав пород. Анализ данных по вещественному составу отложений позволил создать модели распространения литотипов с выделением литолого-фациальных зон с различным составом отложений (рис. 2.16).

Для исследования литолого фациальных условий мезо-кайназойских отложений Терско-Каспийский прогиб было литологическое проведено 2Д моделирование по наиболее информативным региональным профилям. Литологические модели отложений по исследуемым профилям изображены на рисунках 2.17, 2.18, 2.19.

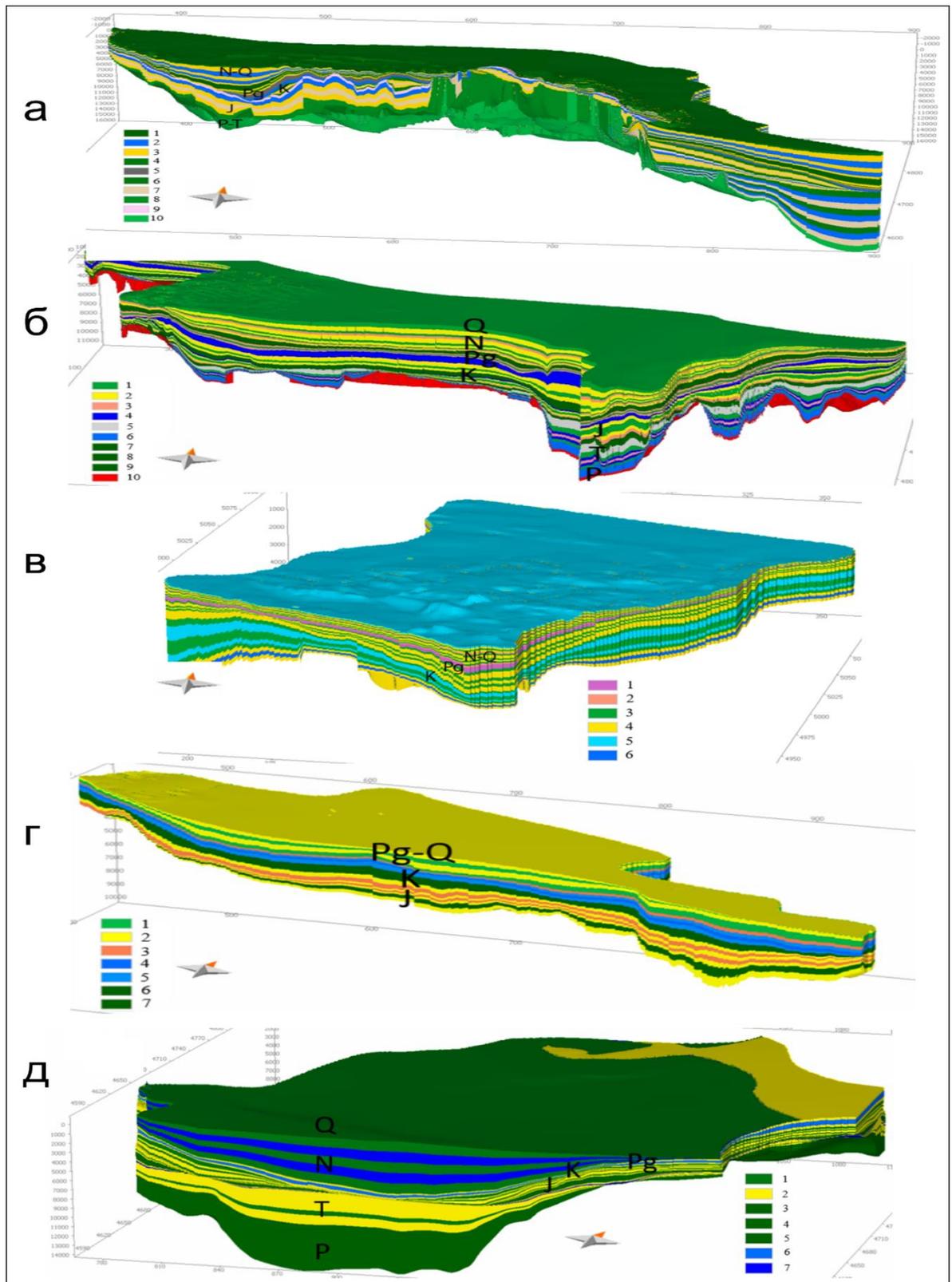


Рисунок 2.16– Трёхмерные модели распространения литотипов на территории:  
 а - Терско-Каспийской нефтегазоносной области; б - Восточно-Предкавказской  
 нефтегазоносной области; в – Ставропольской нефтегазоносной области;  
 г - Карпинско-Мангышлакской нефтегазоносной области; д - Центрально-Каспийской  
 нефтегазоносной области

Условные обозначения к рис. 2.16: Литотипы: Терско-Каспийская НГО (а): 1 – глины олигоценового возраста; 2 – известняки; 3 – песчаники; 4, 10 – глины; 5 – доломиты; 6 – глины мелового возраста; 7 – алевролиты; 8 – глины юрского возраста; 9 – ангидриты; Восточно-Предкавказская НГО (б): 1 – глины; 2 – песчаники; 3 – алевролиты; 4 – известняки; 5 – соли; 6 – доломиты; 7 – глины олигоцен-миоценового возраста; 8 – глины мелового возраста; 9 – глины юрского возраста; 10 – граниты; Ставропольская НГО (в): 1 – глины олигоцен-миоценового возраста; 2 – алевролиты; 3 – глины; 4 – песчаники; 5 – известняки; 6 – доломиты; Карпинско-Мангышлакская НГО (г): 1 – глины; 2 – песчаники; 3 – алевролиты; 4 – доломиты; 5 – известняки; 6 – глины мелового возраста; 7 – глины юрского возраста; Центрально-Каспийская НГО (д): 1, 5 – глины; 2 – песчаники; 3, 4 – глины нефтематеринские; 6 – известняки; 7 – доломиты.

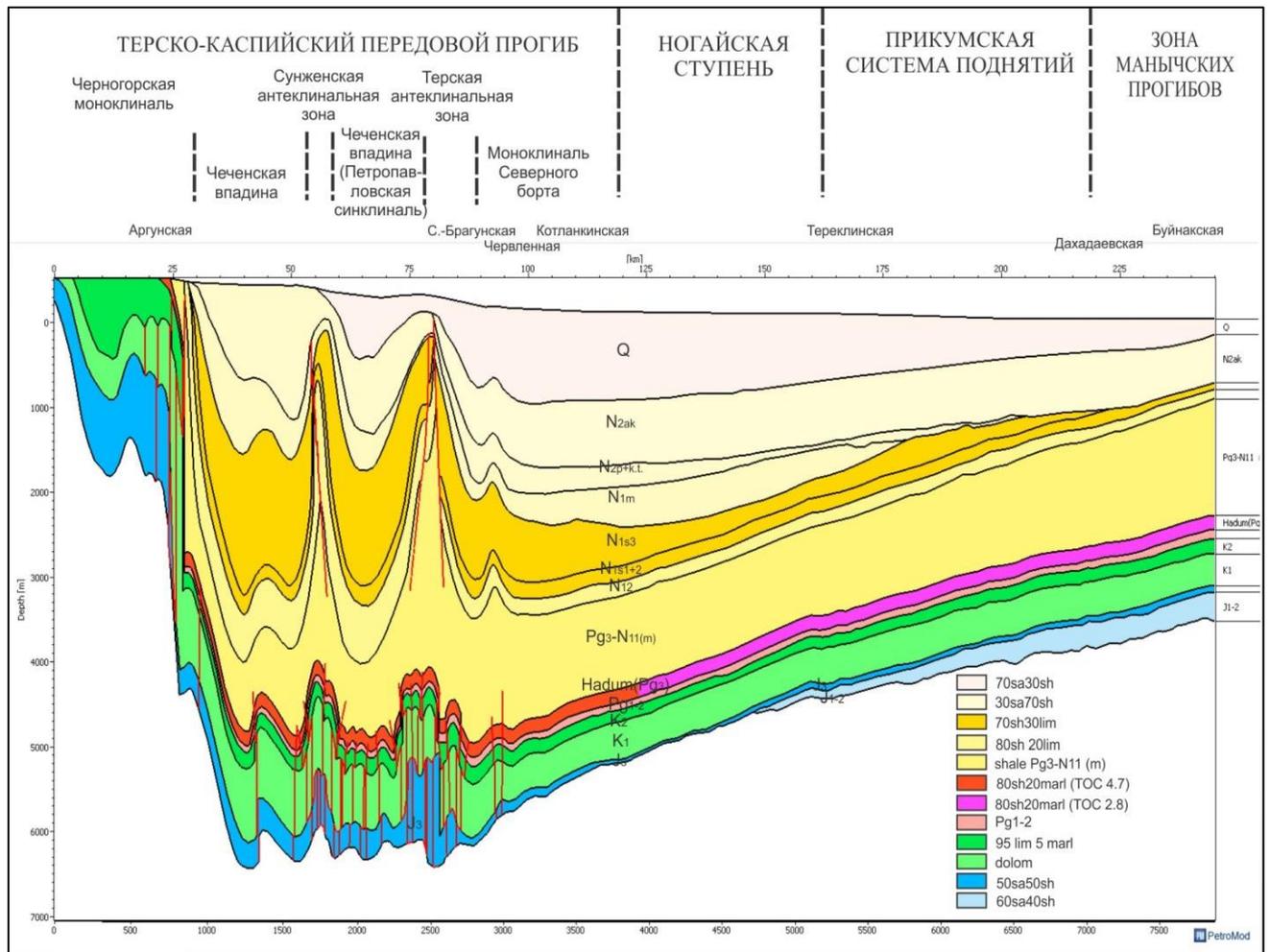


Рисунок 2.17 - Литологическая модель по линии субмеридионального сейсмического профиля RegIII

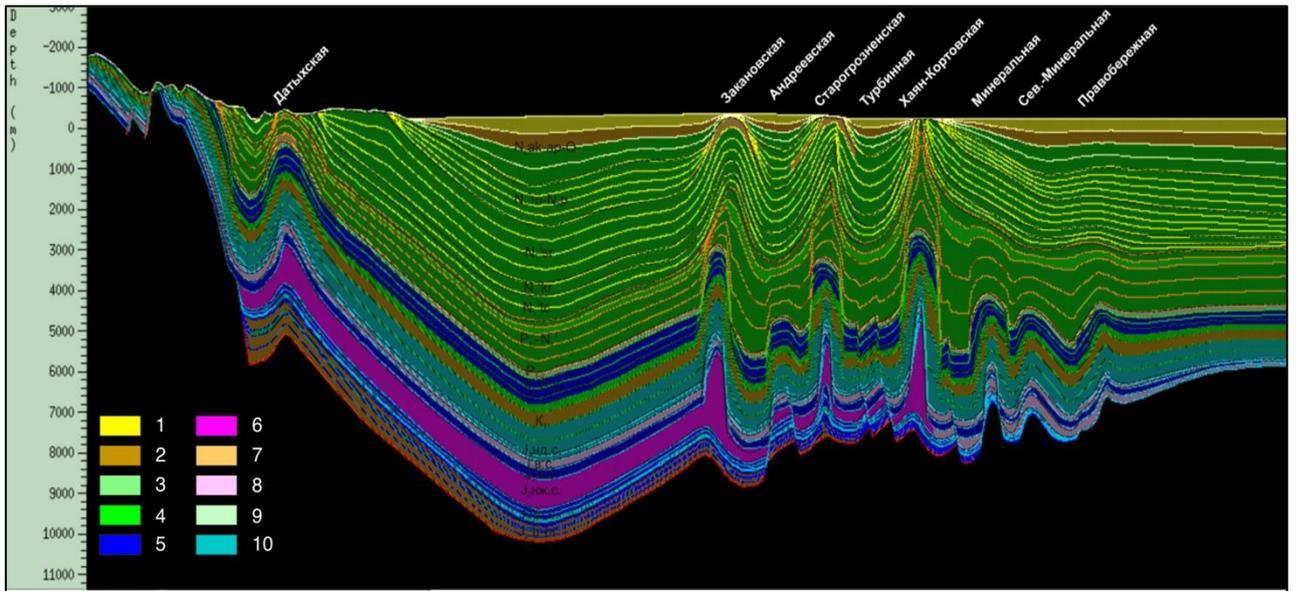


Рисунок 2.18 – Литологическая модель Терско-Каспийского прогиба по линии меридионального геологического профиля

Условные обозначения: 1 – субаркозный песчаник (песок 90%, глина 10%); 2 – субаркозный песчаник (песок 50%, глина 50%); 3 – субаркозный песчаник (песок 30%, глина 70%); 4 – глина; 5 – крупнозернистый известняк с ранним диагенезом (100% кальцит); 6 – соль; 7 – ил; 8 – мергель (50%), соль (50%); 9 – мергель (30%), глина (70%); 10 – глина (40%), известняк (ранний диагенез) (30%), доломит (30%).

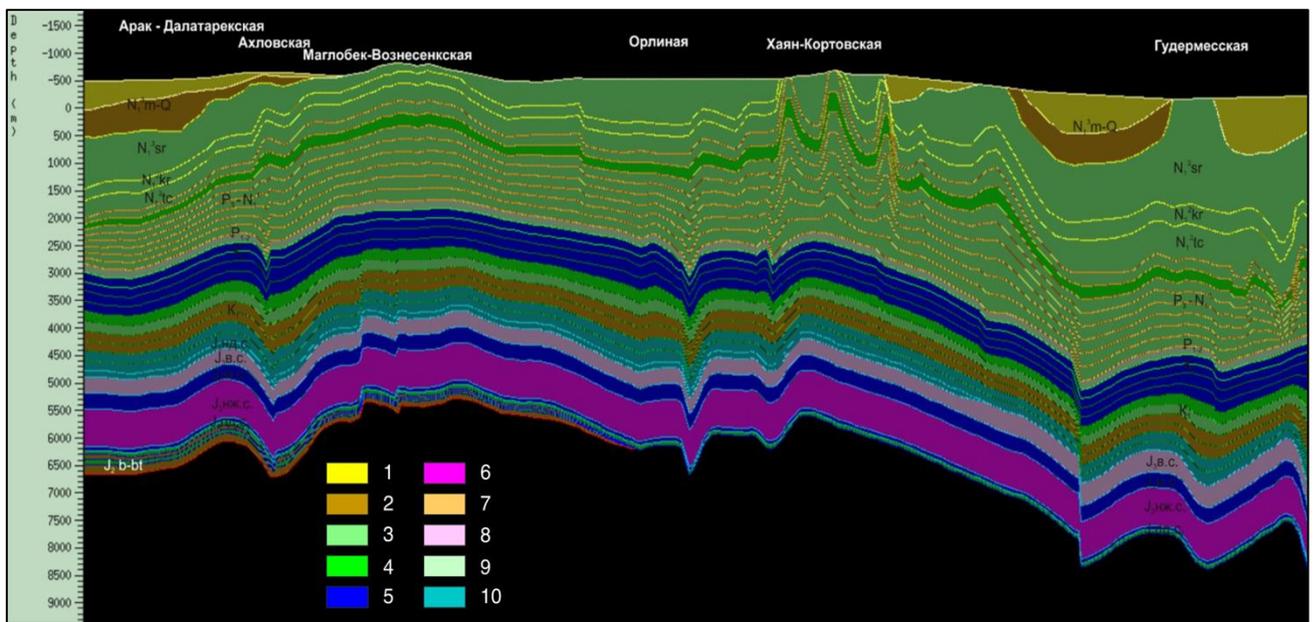


Рисунок 2.19 – Литологическая модель по линии субширотного геологического профиля вдоль Терской антиклинальной зон

Условные обозначения: см. условные обозначения к рис. 2.18.

Прогиб выполнен толщами мезозойских и кайнозойских отложений. Максимальная мощность осадочной толщи приурочена к Чеченской впадине (более 10 км), в Терско-Сунженской зоне она около 8 км.

Для построения литолого-фациальной модели мезозойско-кайнозойской части разреза восточной части Скифской плиты (рис. 2.20) использовались литотипы пород, указанных в таблице 2.1.

В составе палеоцен-эоценового комплекса выделяются свиты: эльбурганская, горячего ключа, абазинская, черкесская, керестинская, кумская и белоглинская. Толща характеризуется разнообразным составом, но преимущественно карбонатно-терригенными отложениями и поэтому в литологической модели представлена нерасчлененной толщей - литотипом 15% аргиллит/15% алевролит/10% глины/ 60% мергель, мощность отложений 100-130 м.

Таблица 2.1 - Литотипы пород, используемые в 2D моделировании

	Песчаник
	50% песч./50% глин
	глина
	мергель
	известняк
	доломит
	алевролит
	конгломерат
	аргиллит
	50% алевр./ 50% аргил.
	30% извест /30% аргил./30% алевр./10% конгом.
	60% мерг /15% алевр./15% аргил./10% глин.
	95 % глин/ 5% песчан.
	60 % глин/15% алевр./15% песчан./10% мергель
	80% глин/10% известн./10% мергель
	80% глин/20% песчан
	40% песчан./50% глин/10% известн.
	70% глин/15% песчан./15% конг.
	80% глин/20% песчан.
	70% известн./30% мергуль
	90% известн./10% песчан
	55% песчан./25% аргил./15% алевр./5% известн.
	80% глин/ 20% известн.
	60% песчан./20% алевр./10% известн./10% мергел
	75% глин/25% алевр.
	70% аргил./15% песчан./15% аргил.
	60% известн/ 20% долом./10% мергель/10% алевр
	80% аргил./5% известн./5% мергель/10% алеврл.
	50% аргил./50% известн.
	50% аргил./50% известн.
	60% аргил./40% песчан.

Отложения верхнего палеогена включают нижнюю и среднюю части майкопской серии. Нижний майкоп состоит из хадумской, баталпашинской, септариевской свит. Верхний майкоп включает зеленчукскую и караджалгинскую свиты.

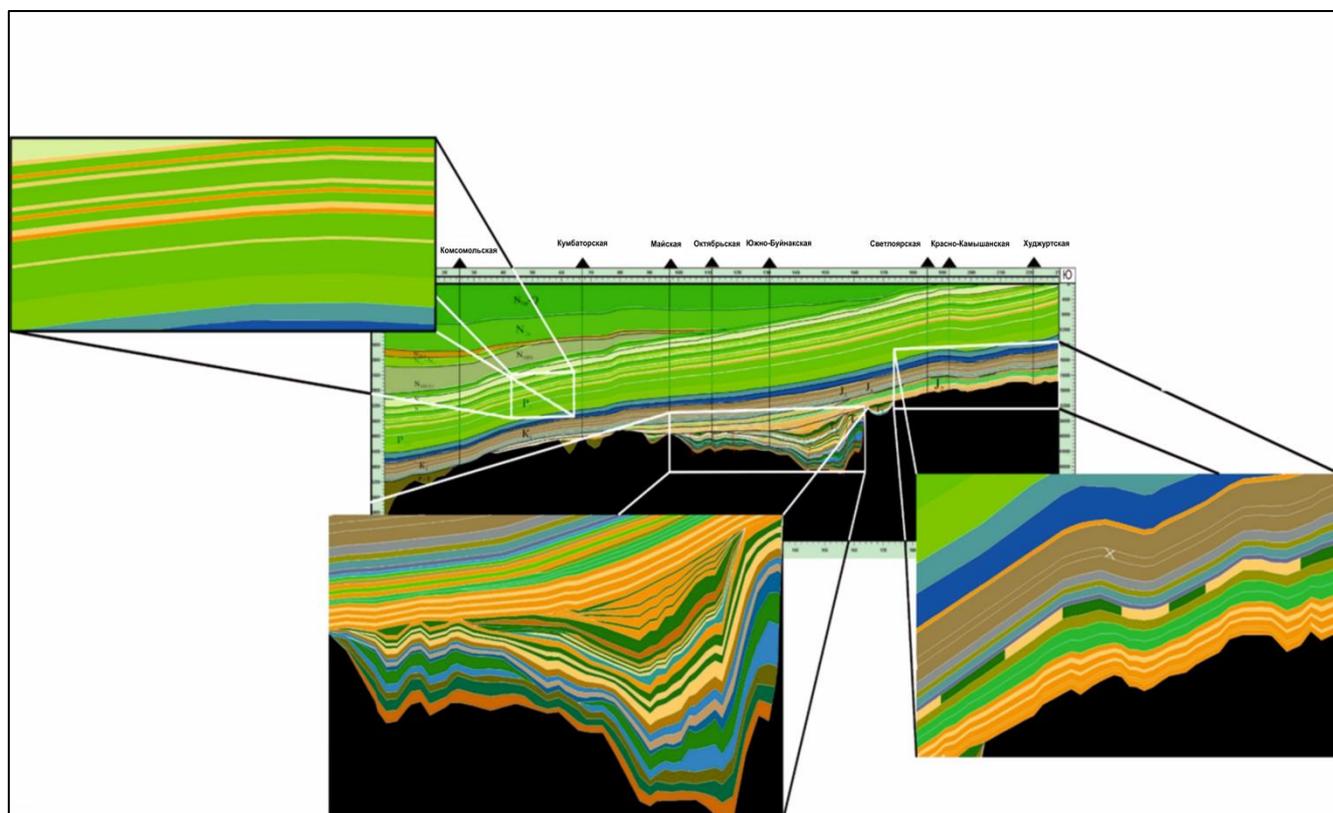


Рисунок 2.20 - Схема литолого-фациального районирования мезо-кайназойских отложений

Условные обозначения: см. табл. 2.1.

Общая мощность хадумской свиты в литологической модели не превышает 80 м, т.к. ее формирование на изучаемой территории происходило в условиях некомпенсированного осадконакопления. Свита представлена литотипом 80% глины / 20% мергель.

Баталпашинская свита - аргиллитоподобные глины, в подошве залегает “баталпашинский репер” (0,8 - 1,5 м; выделение его в литологической модели невозможно ввиду малой мощности), представленный доломитом и доломитовым мергелем. Мощность отложений составляет ориентировочно 200 м, в модели сложена литотипом 95% глин / 5%песчаник.

Септариевая, зеленчукская и караджалгинская свиты представлены однообразными глинистыми отложениями с редкими прослоями песчаников и

алевролитов. Общая мощность отложений свит составляет 320 м. Толща сложена преимущественно литотипом 100% глины, но с прослоями литотипов 100% и 100% алевролит.

В составе отложений верхнего майкопа выделяются ольгинская и ритцевская свиты. В литологической модели отложения представлены неравномерным чередованием литотипов 100% алевролит и 100% песчаник, 100% глины, где преобладающими являются глины. Мощность отложений - до 200 м.

Отложения караган-чокракского комплекса представлены преимущественно глинистыми отложениями с редкими прослоями мергелей и песчаников и поэтому в литологической модели заполнены литотипом 60% глины / 15% алевролиты / 15% песчаники / 10% мергель, мощностью до 100 м.

Нижне-среднесарматские отложения преимущественно карбонатные алевроитово-глинистые, в модели представлены литотипом 60% глин / 15% алевролит / 15% песчаник / 10% мергель. Мощность отложений хорошо выдержана и не превышает 150 м.

Отложения верхнего сармата сложены глинами и кварцевыми песками в нижней части и известковистыми песчаниками в верхней части. В литологической модели сложена литотипом: 50% глины / 10% известняк / 40% песчаник. Мощность до 500 м с выклиниванием в северном направлении.

Мэотическо-понтический покров в литологической модели заполнен литотипом 80% глины / 20% песчаник, мощностью 300-200 м. Комплекс континентальной толщи представлен литотипом 50% глины / 50% песчаник, мощностью 100-200 м.

Акчагыльская клиноформа в литологической модели – нерасчлененная терригенная толща, заполненная литотипом 20% песчаник / 80% глины. Отмечается резкое сокращение мощности от 600 м до 350 м в зоне Манычских прогибов над останцами сарматского возраста, до полного выклинивания в северной части.

Апшеронский ярус представлен отложениями армавирской свиты, сложенной пестроцветными глинами и суглинками с прослоями песков.

В составе четвертичных образований выделяются хазарский, хвалынский ярусы, а также современные отложения. Хазарский ярус - представлен песчанистыми глинами и песками с редкими прослоями гальки. Хвалынский ярус - сложен лессовидными суглинками и аллювиальными отложениями надпойменных террас. Современные отложения представлены элювиальными, делювиальными и аллювиальными

образованиями и почвенным слоем. В лито-фациальной модели четвертичная и апшеронская толща представлены литотипом 15% конгломерат / 15% песчаник / 70% глины. Мощность отложений резко сокращается в зоне Маньчских прогибов до 100 м, на Ногайской ступени возрастает до 1 км.

Более детальная литолого-фациальная характеристика (рис. 2.16), дана для майкопских отложений, в которых выделены 3 литолого-фациальные зоны: 1 – мелководного шельфа; 2 – перехода к внутришельфовой впадине; 3- глубоководной шельфовой впадины.

### ГЛАВА 3. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

Для исследования условий формирования и размещения осадочных бассейнов на основе всей доступной геолого-геофизической информации были построены структурные карты по кровле: эоцена, майкопа, сармата, плиоцена (рис. 3.1а, в и 3.2а, в) и карты мощностей (рис. 3.1б, г и 3.2б, г). основных осадочных комплексов кайназойского возраста. Качество построений проверялось с использованием скважинных данных и материалов государственной геологической карты.

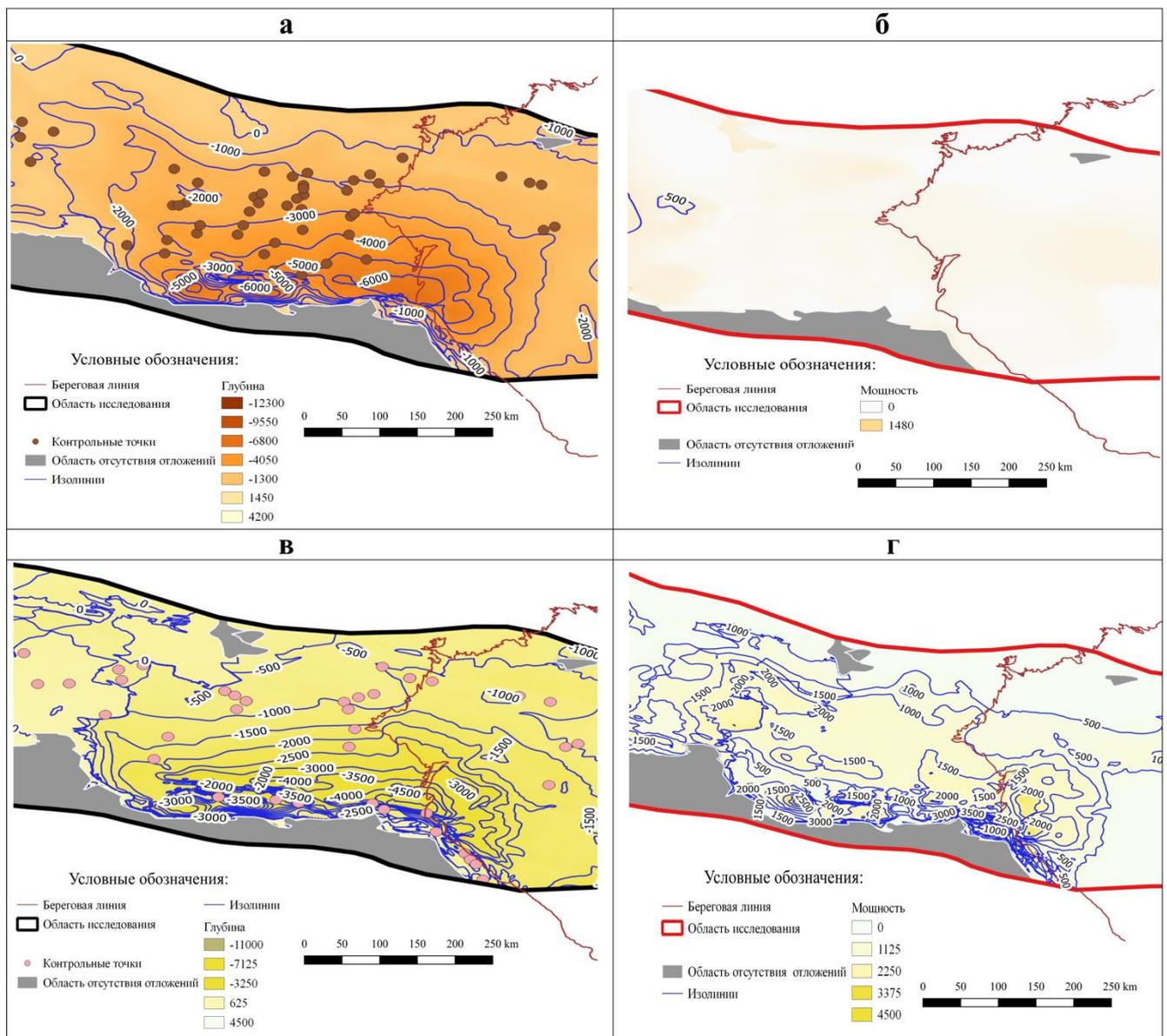


Рисунок 3.1 - Структурные карты по поверхности эоценовых (а), майкопских (в) отложений и карты мощностей палеоцен-эоценовых (б) и майкопских (г) отложений

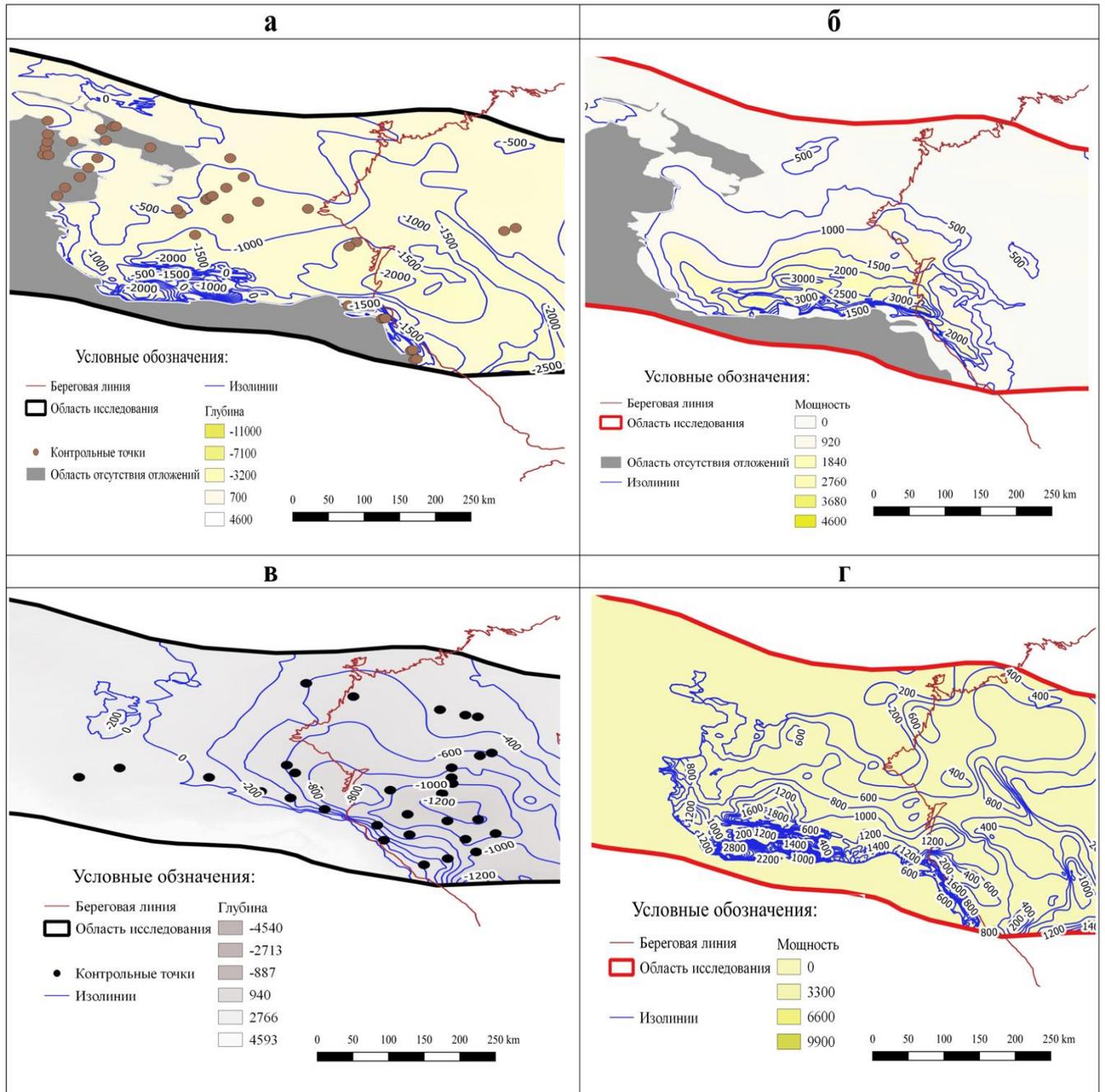


Рисунок 3.2 - Структурные карты по поверхности сарматских (а) и плиоценовых (в) отложений и карты мощностей сарматских (б) и плиоценовых (г) отложений

Анализ карт мощностей позволил проследить смещение депоцентров осадконакопления в течение периода формирования осадочного чехла, выявить особенности формирования осадочных бассейнов, установить их границы и выделить крупные области устойчивого прогибания в пределах изучаемой территории (рис. 3.3) Основные характеристики Терско-Каспийского осадочного бассейна: площадь - 102519.44 км<sup>2</sup>, мощность осадочного чехла - минимум 4300 м, максимум 9500 м.

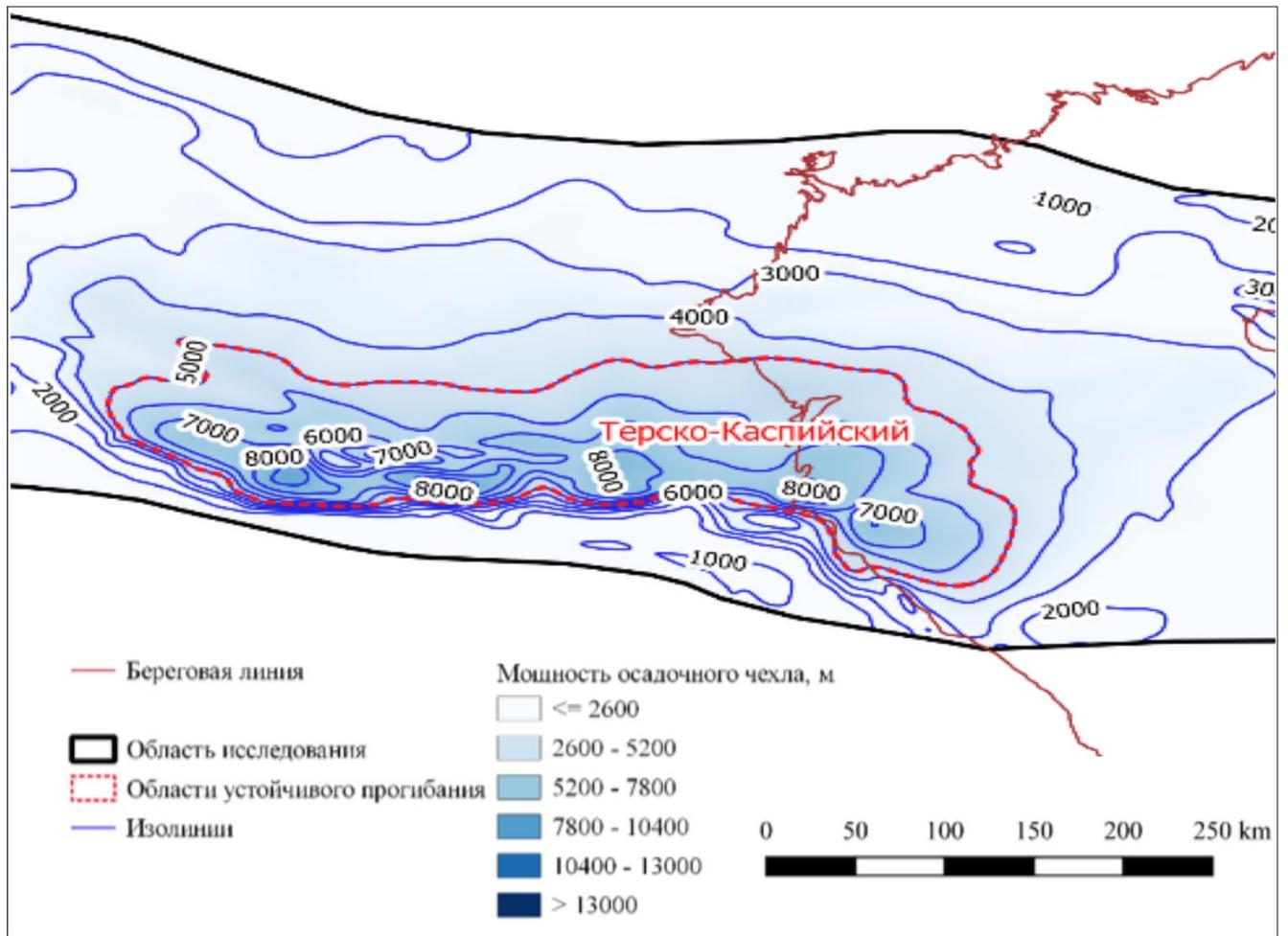


Рисунок 3.3 - Область устойчивого прогибания - Терско-Каспийский осадочный бассейн

Для целей бассейнового анализа были построены карты скоростей осадконакопления для всех стратиграфических единиц кайнозойского комплекса, развитых в осадочном чехле Терско-Каспийского осадочного бассейна которые отражают динамику тектонического погружения (рис. 3.4-3.7).

В палеогене на территории Терско-Каспийского осадочного бассейн тектоническое погружение полностью прекратилось (рис. 3.4).

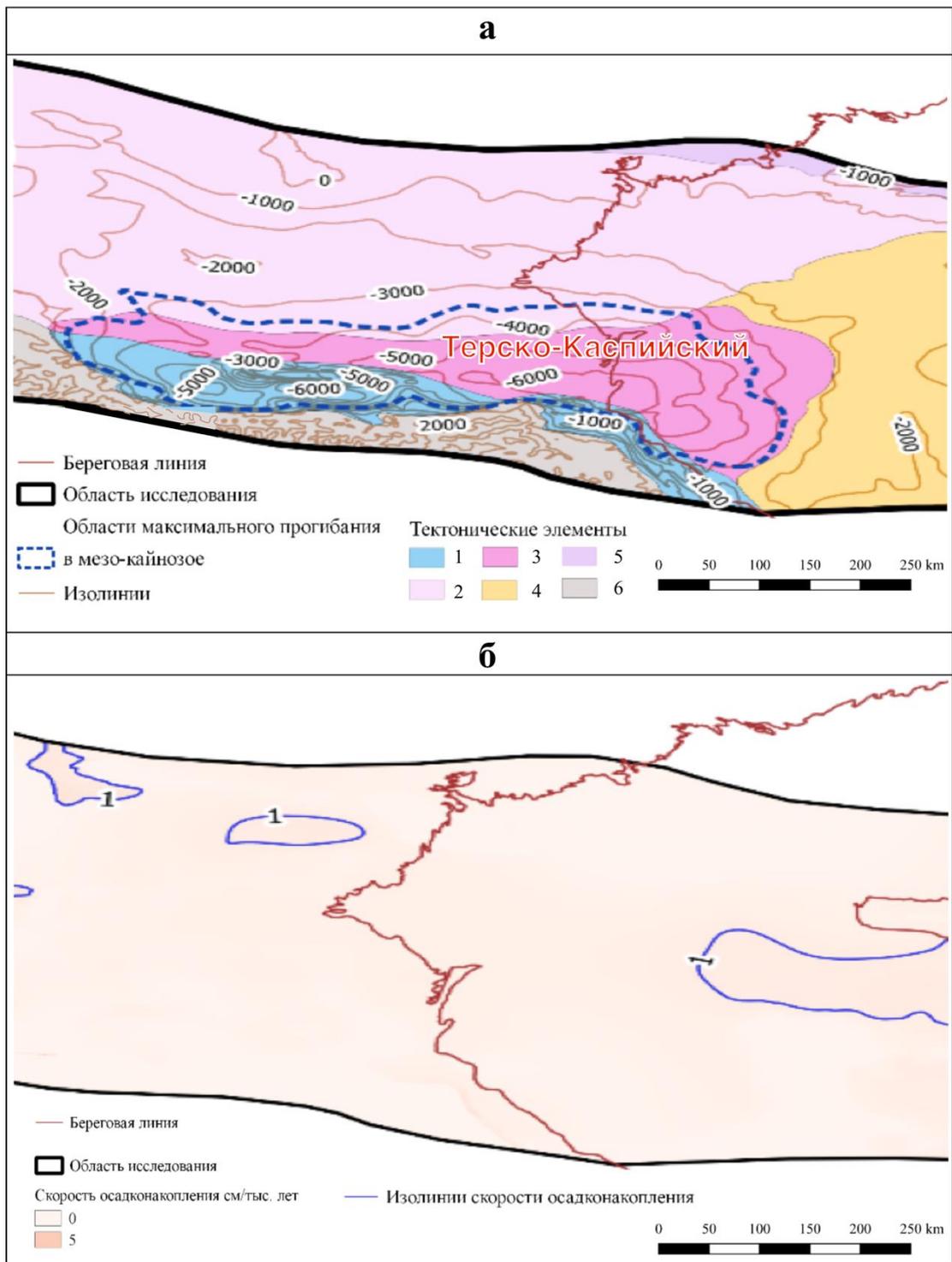


Рисунок 3.4 - Карты размещения Терско-Каспийского осадочного бассейна (а) и скоростей осадконакопления (б) в палеоцене-эоцене

Майкопское время характеризуется трансгрессией, сопровождавшейся одновременно и расширением области морских условий формирования отложений, и углублением бассейнов. (рис. 3.5).

Скорости осадконакопления увеличились в результате активно формирующегося аккомодационного пространства за счет активного тектонического погружения (рис. 3.5б).

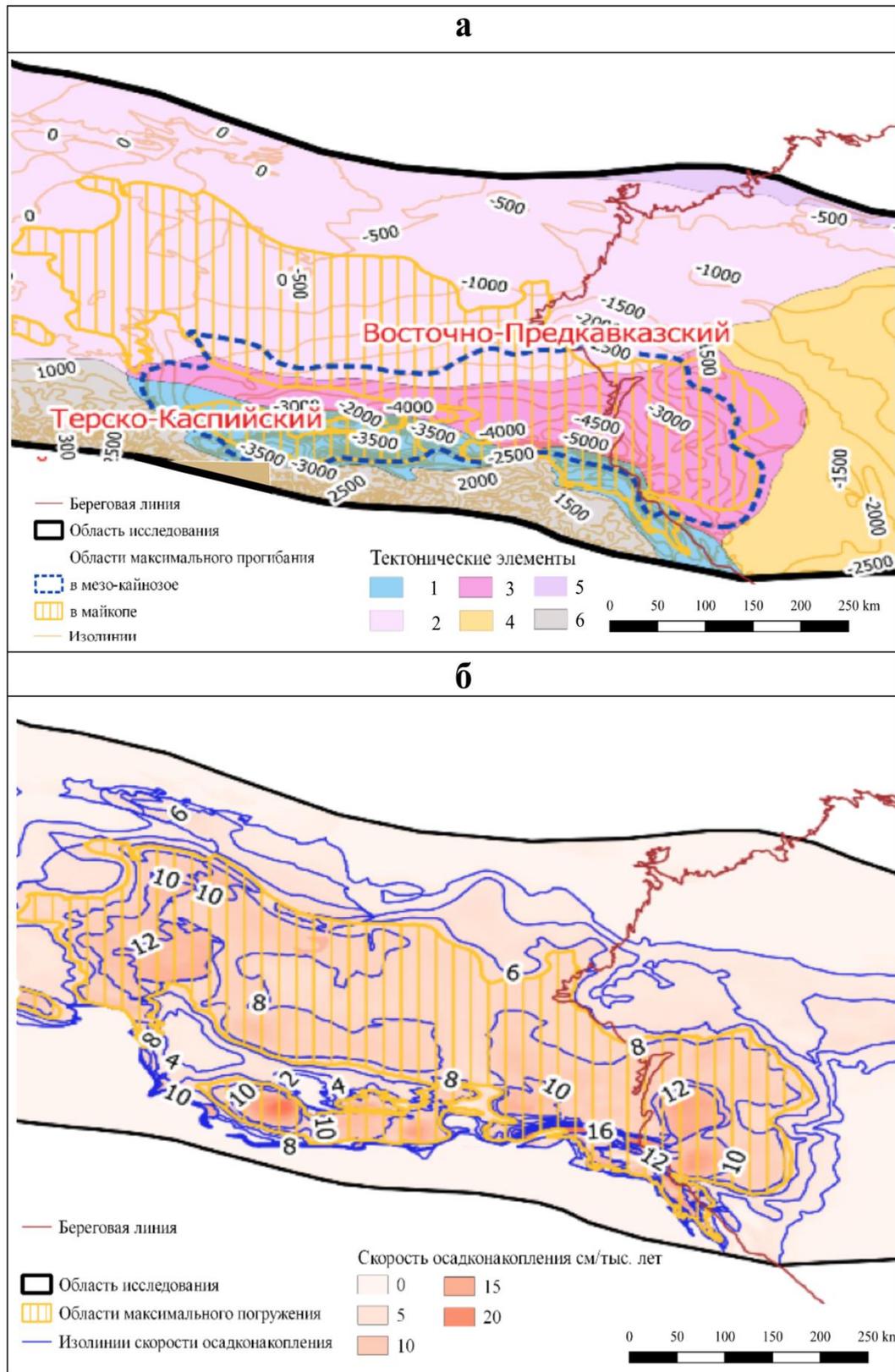


Рисунок 3.5 - Карты размещения Терско-Каспийского осадочного бассейна (а) и скоростей осадконакопления (б) в майкопе

В миоцене в Терско-Каспийском осадочном бассейне испытывающих активизирующийся орогенез на Кавказе погружение сохраняется. только в бассейнах, испытывающих активизирующийся орогенез на Кавказе. (рис. 3.6). Максимальные скорости осадконакопления (от 20 до 40 см/тыс. лет) отмечаются в Терско-Каспийском и Туапсинском прогибах.

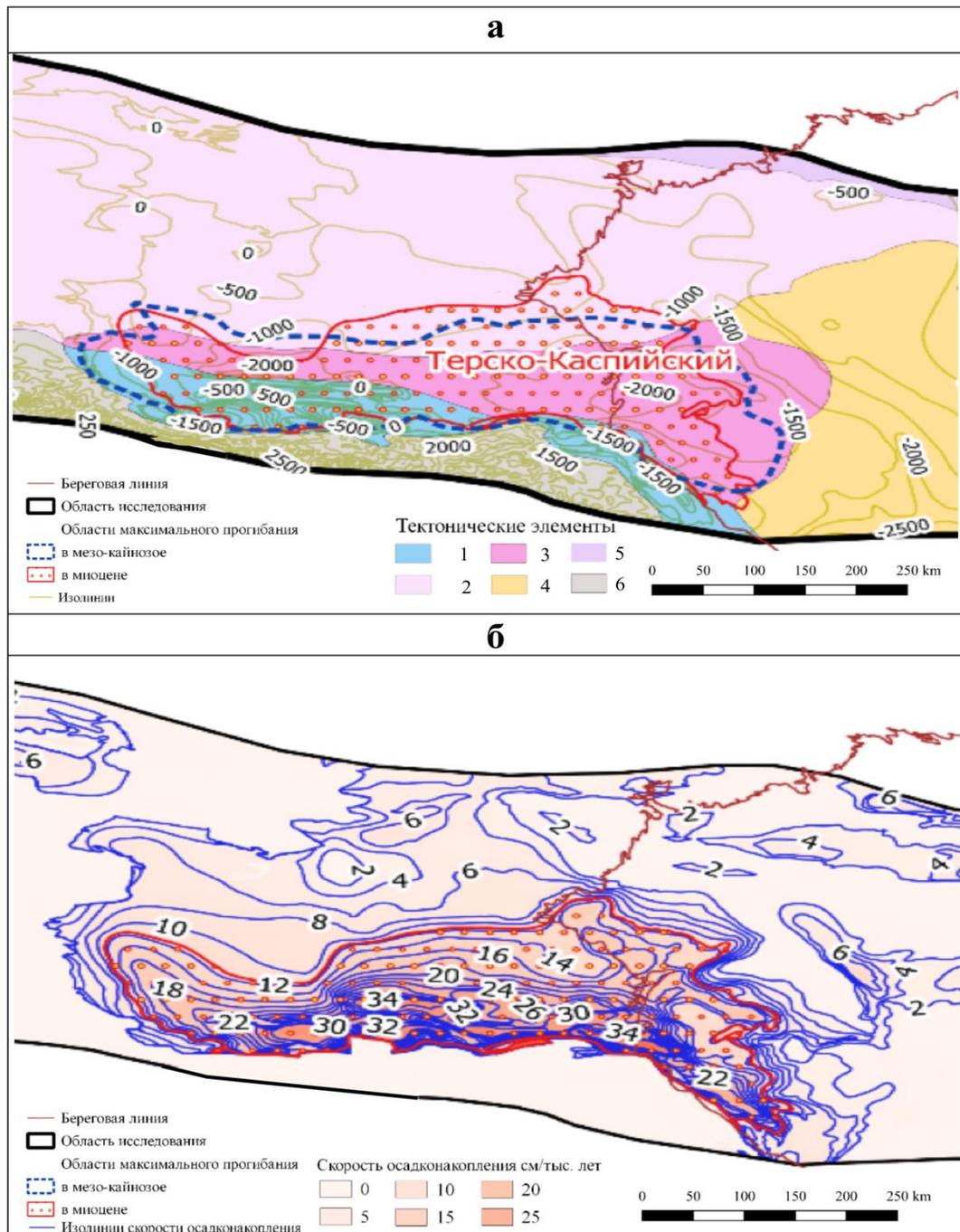


Рисунок 3.6 - Карты размещения Терско-Каспийского осадочного бассейна (а) и скоростей осадконакопления (б) в миоцене

В плиоцене продолжается развитие Терско-Каспийского (рис. 3.7), где отмечаются высокие скорости осадконакопления. (рис. 3.7б).

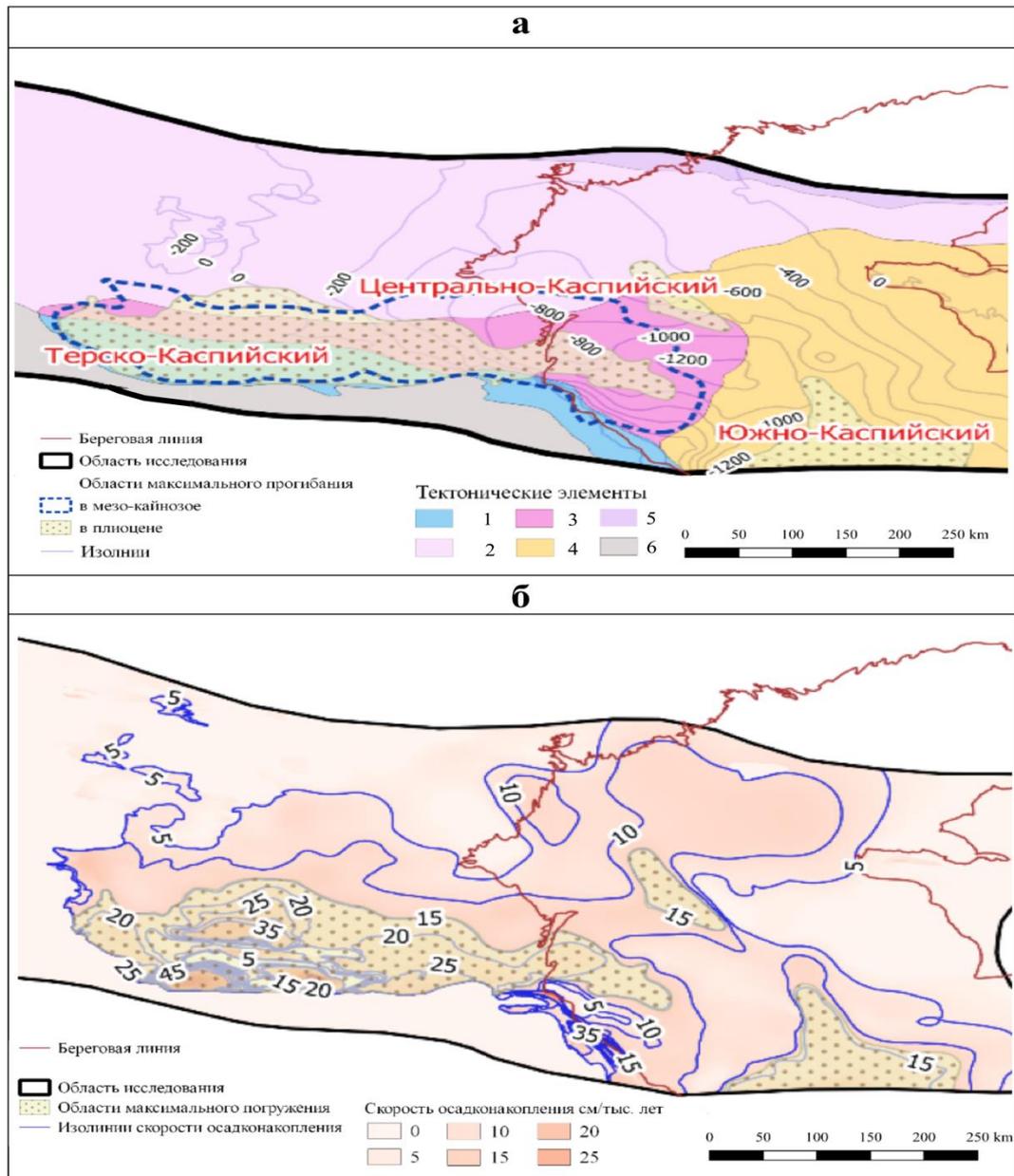


Рисунок 3.7 - Карты размещения Терско-Каспийского осадочного бассейна (а) и скоростей осадконакопления (б) в плиоцене

Как следует из бассейнового анализа Терско-Каспийский осадочный бассейн сформировался в современных очертаниях в конце майкопа – миоцене. Максимальные скорости в Терско-Каспийском, проявились в миоцене. Бассейна традиционно рассматриваются в как передовой прогиб, сформированный перед фронтом Кавказского орогена, который указывается в качестве основного фактора, контролирующего его генезис и эволюцию.

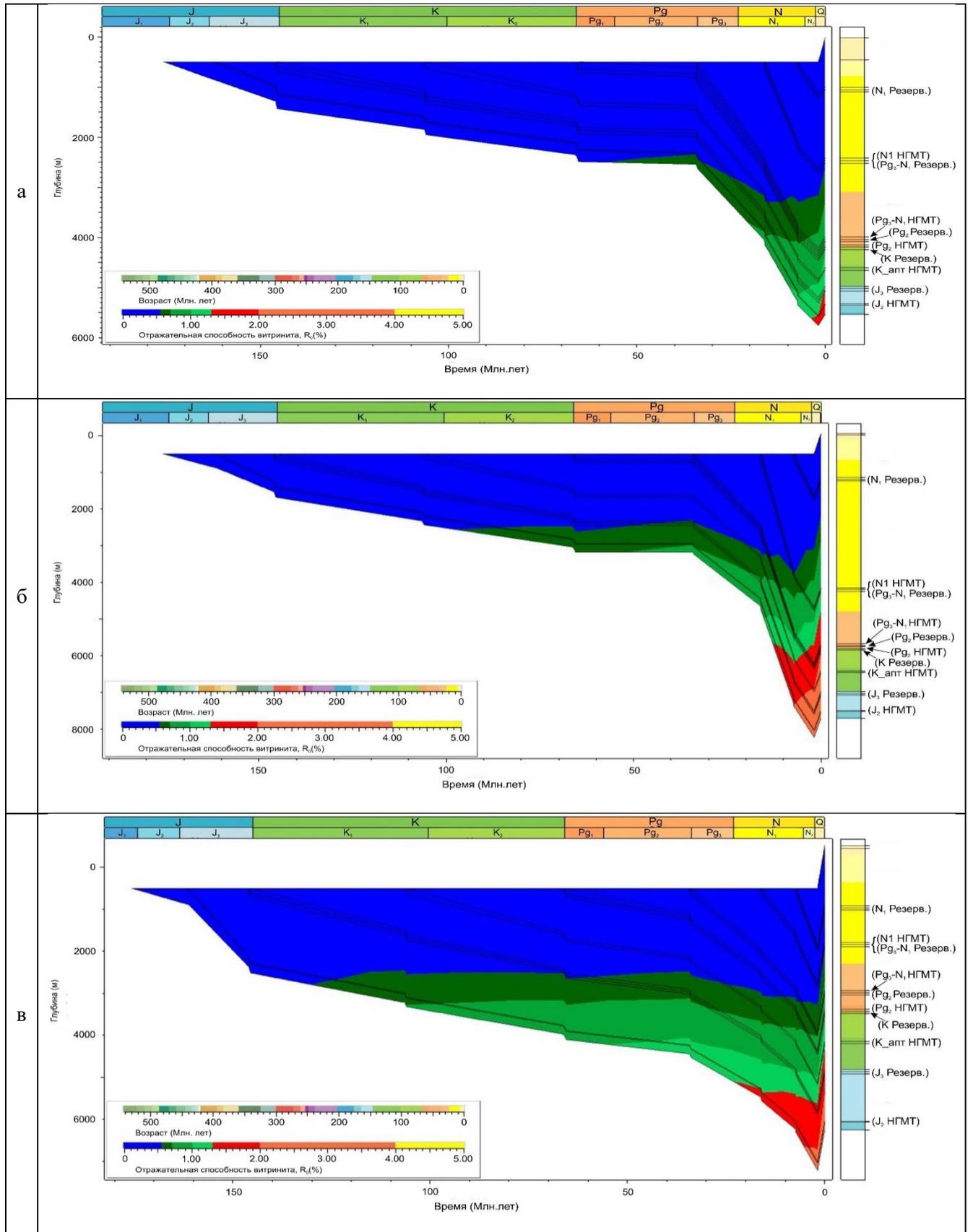


Рисунок 3.8 - Графики погружения Терско-Каспийского бассейна: а - северный борт;

б – центральная часть; в – южный борт

На рисунке 3.8 приведены графики погружения в центральной и бортовых частях Терско-Каспийского осадочного бассейна. Стратиграфические колонки, расположенные справа от графиков, отражают соотношение мощностей осадочных пород, формирующих плитный чехол бассейнов. Крутизна линий горизонтов на графиках отражает изменения скоростей погружения осадочных образований на разных этапах эволюции бассейнов: чем круче соответствующий отрезок на линии, тем выше скорость погружения. Видно, что преобладающим осадочным комплексом в Терско-Каспийском являются неоген-четвертичные отложения.

Результаты вышеприведенного бассейнового анализа позволили создать карты распространения осадочных бассейнов и интегральную модель, отражающую их распределение в объёме всего осадочного разреза, как на территориях, так и в акваториях (рис. 3.9), где выделяется Скифско-Туранская бассейновая система и входящие в нее бассейны и суббассейны. Тектоно-геодинамическая эволюция этого региона характеризуется последовательным проявлением фаз герцинского, киммерийского, альпийского тектогенеза, которые сопровождались образованием седиментационных бассейнов и складчатых сооружений. В качестве основных этапов образования осадочных бассейнов в регионе можно выделить следующие стадии образования осадочных бассейнов:

- -позднепермских локальных молассовых бассейнов;
- -ранне-среднетриасовый рифтинг с последующим развитием синеклиз в позднем триасе;
- -юрских и мел-эоценовых задуговых бассейнов в периферической части океана Тетис;
- -олигоцен-неогенового краевого прогиба перед фронтом складчатого сооружения Большого Кавказа.

Для классификации осадочных бассейнов был использован «морфометрический» принцип (форма + размер), позволяющий выделять морфометрический «бассейновый ряд» *мегабассейн (бассейновая система) – бассейн – суббассейн*, который отчетливо обозначает порядковые отношения депрессионных структур. Исследования условий формирования осадочных бассейнов показывают, что если в палеоцен-эоценовое время происходит в основном формирование задуговых бассейнов в периферических частях, то олигоцен-неогеновый период связан с формированием краевого прогиба перед

фронтом складчатого сооружения Большого Кавказа [75]. Картина распределения бассейновых структур кайнозоя, характеризует новейший этап развития региона. Широтное простираание пояса бассейновых структур северной части рассматриваемого региона подчинено общему простираанию зоны взаимодействия складчато-орогенного сооружения Большого Кавказа и Скифской плиты, которое указывает на преобладание, по крайней мере, в центральной части субмеридиональных векторов регионального поля напряжений, ответственных за формирование системы структур предгорного мегабассейна. Восточно-Предкавказский бассейн, охватывающий исследуемый регион, отчасти подчинен более глубоким структурным планам. По мере удаления от горного сооружения в сторону платформенной области бассейновые структуры в рассматриваемой части региона деградируют, и седиментация на участках платформенных территорий, где она в принципе возможна по геологическим условиям, приобретает внебассейновый, плащеобразно-покровный характер. Комплексный анализ этой информации и соответствующих карт мощностей позволили создать модели распространения литотипов с выделением литолого-фациальных зон с различным составом отложений.

Бассейновые структуры в составе этой системы, Восточно-Предкавказские – отчасти подчинены более глубоким структурным планам. По мере удаления от горного сооружения в сторону платформенной области бассейновые структуры в рассматриваемой части региона деградируют, и седиментация на участках платформенных территорий, где она в принципе возможна по геологическим условиям, приобретает внебассейновый, плащеобразно-покровный характер.

Сводная карта осадочных бассейнов (рис. 3.9) региона представляет собой интегральную модель, отражающую их распределение в объеме всего осадочного разреза, как на территориях, так и в акваториях.

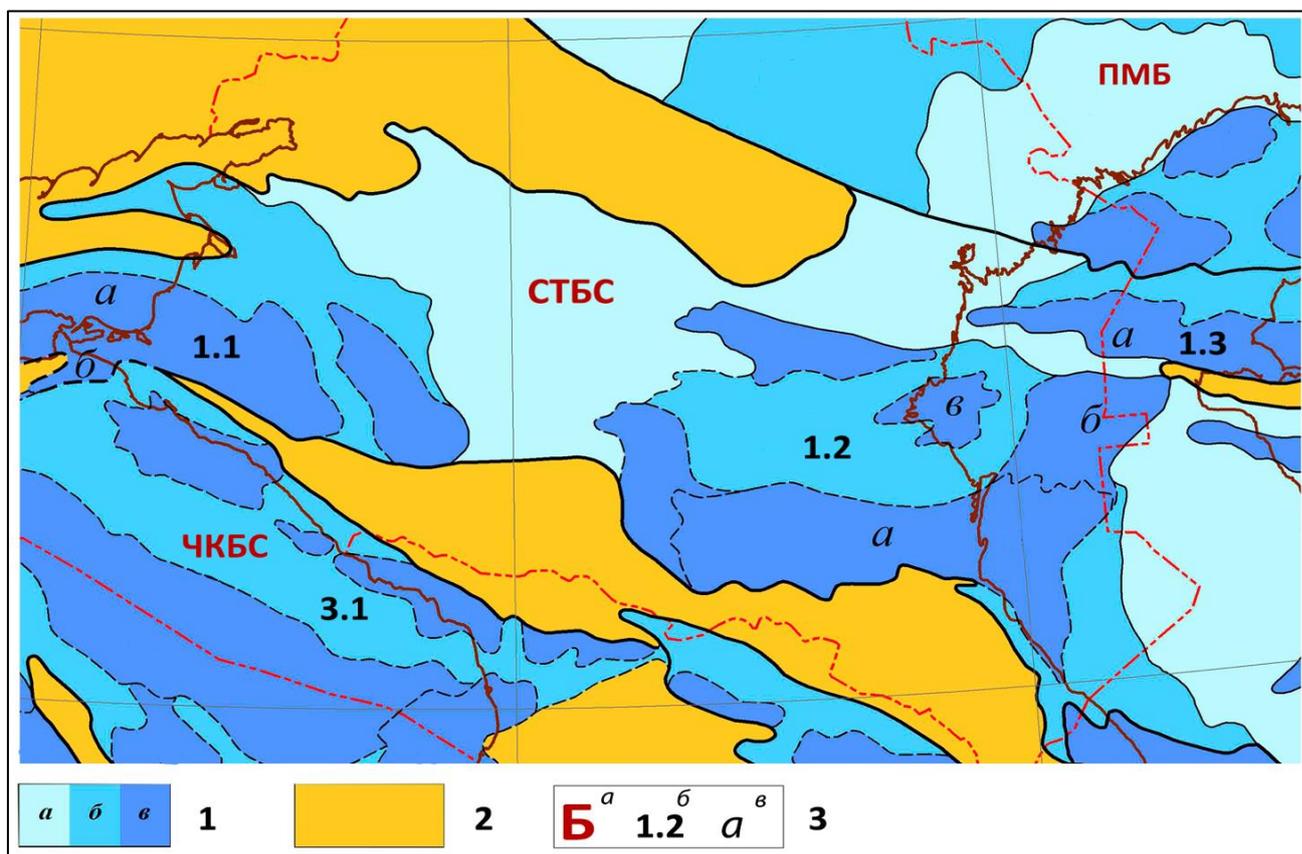


Рисунок 3.9 - Сводная карта осадочных бассейнов на территории Предкавказья (Автор: Д.Д. Исмаилов). Использованы материалы Б.В. Сенина, В.Ю. Керимова, Р.Н. Мустаева, Н.Ш. Яндарбиева и др

Условные обозначения: 1 – бассейновые структуры (*а* – бассейновые системы/мегабассейны, *б* – бассейны, *в* – суббассейны); 2 – внебассейновые области; 3 – индексы бассейновых структур (*а* – бассейновых систем/мегабассейнов, *б* – бассейнов, *в* – суббассейнов (в пределах акваторий и транзитных зон)). Бассейновые структуры: 1 – **Скифско-Туранская бассейновая система (СТБС)**. Бассейны: 1.1 – Азово-Кубанский (суббассейны: *а* – Индоло-Кубанский), 1.2 – Восточно-Предкавказский (суббассейны: *а* – Терско-Каспийский, *б* – Сегендыкский, *в* – Кизлярский), 1.3 – Бузачинско-Устюртский (*а* – Южно-Бузачинский суббассейн); 2 – **Прикаспийский мегабассейн (ПМБ)**; 3 – **Черноморско-Южно-Каспийская бассейновая система (ЧКБС)**. Бассейны 3.1. – Восточно-Черноморский.

Как следует из карты, области с суммарными мощностями осадочного разреза более 1,5 км занимают большую часть региона. Отложения отсутствуют или имеют в сумме мощность меньшую, чем 1,5 км на территориях южного Анатолийско-Иранского ограничения Черноморско-Каспийского региона, на его Балканском и Восточно-

Мизийском (Добруджинском) ограничениях, в областях Украинского щита, Складчатого Донбасса и части кряжа Карпинского, которые ограничивают регион с севера, а так же на некоторых внутренних и окраинных поднятиях региона. Последние представлены орогенами – Кавказским, Крымским, Мангышлакским, некоторыми сводовыми и валообразными поднятиями – Архангельского в Черном море, Азовским валом, Центрально-Крымским и Карабогазским сводами, а также структурами меньшего масштаба [98].

В системе бассейновых структур выделяются три мегабассейна – Прикаспийский, Мизийский и Эгейский и две крупные бассейновые системы – Скифско-Туранская и Черноморско-Южно-Каспийская.

Прикаспийский мегабассейн в границах рассматриваемого региона включает Сарпинский и Южно-Эмбенско-Северо-Каспийский бассейны с осложняющими их суббассейнами. Скифско-Туранская бассейновая система содержит бассейны Северо-Западного шельфа Черного моря, Азово-Кубанский, Бузачинско-Устюртский, Восточно-Предкавказский и Южно-Мангышлакский. Черноморско-Южно-Каспийская система включает Западно- и Восточно-Черноморский бассейны, а также бассейны Рионо-Куринский и Южно-Каспийский.

## ГЛАВА 4. НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО НГБ

На территории Терско-Каспийского нефтегазаносного бассейна, выделяется 6 нефтегазоносных областей: Терско-Каспийская, Центрально-Каспийская, Восточно-Предкавказская, Ставропольская, Карпинско-Мангышлакская и Южно-Мангышлакская (рис. 4.1). Последняя из них (Южно-Мангышлакская) нами не рассматривается ввиду того, что она полностью располагается за пределами исследуемой территории Юга России.

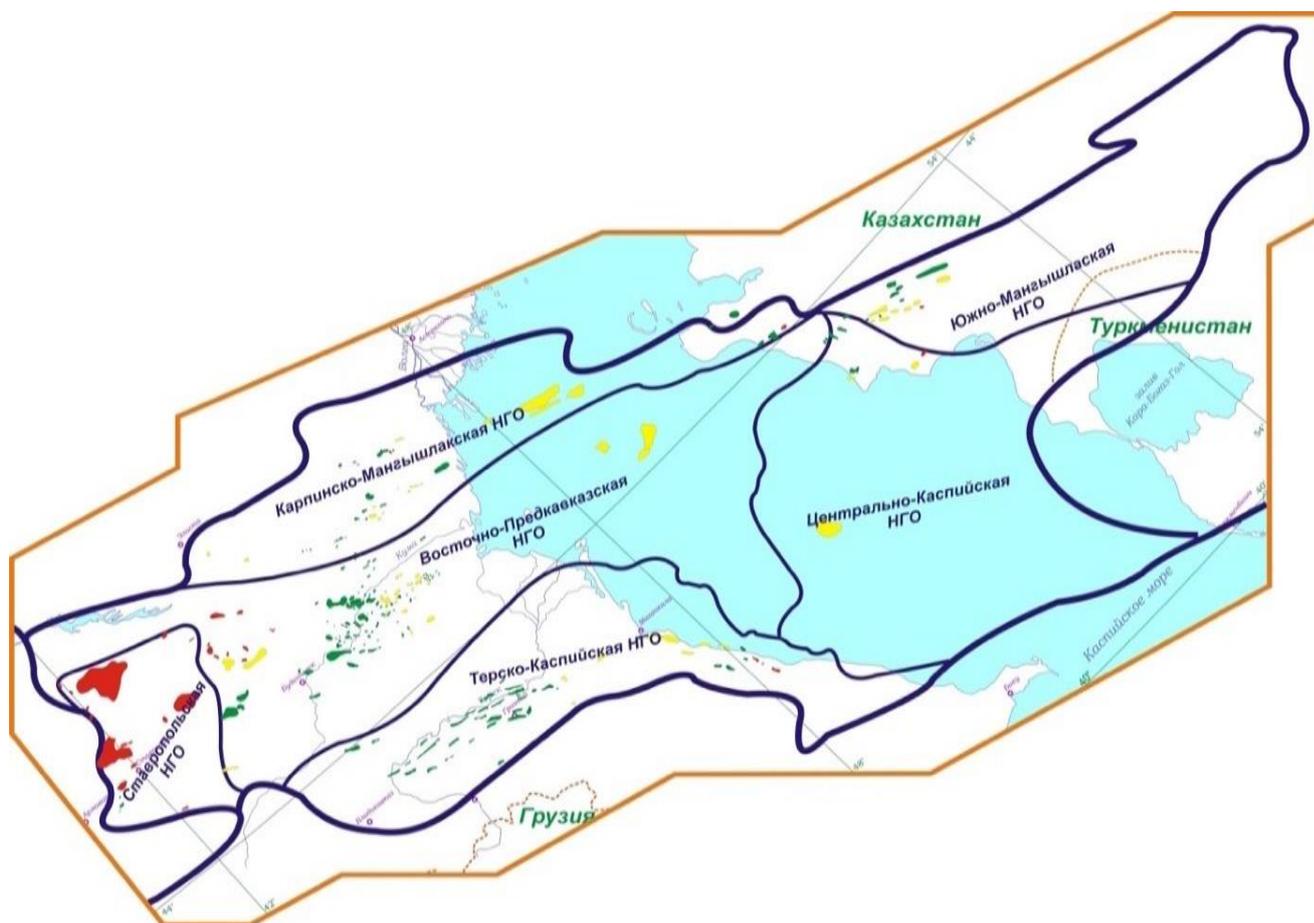


Рисунок 4.1 - Схема нефтегазогеологического районирования Терско-Каспийского НГБ [99]

Диапазон промышленной нефтегазоносности в регионе охватывает весь комплекс отложений, перекрывающих фундамент - от триаса до неогена, при этом в разрезе осадочного чехла скопления нефти и газа распределены неравномерно. По масштабам и преобладающему фазовому типу углеводородных скоплений они различаются. Наибольшей концентрацией запасов жидких УВ отличаются Терско-Каспийская и Восточно-Предкавказская НГО; Центрально-Предкавказская (Ставропольская) область

характеризуется преимущественной газоносностью. Роль Карпинско-Мангышлакской и Центрально-Каспийской НГО менее значительны.

Соотношения элементов нефтегазогеологического районирования с основными тектоническими структурами приведено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Соотношения элементов нефтегазогеологического и тектонического районирования Центрального и Восточного Предкавказья

<b>Нефтегазоносная область</b>	<b>Тектонические элементы</b>
Карпинско-Мангышлакская	Промысловско-Цубукский вал, Джанайско-Южно-Бузачинская депрессия, Каспийско-Камышанский вал, Ракушечная зона поднятий.
Восточно-Предкавказская	Восточно-Манычский прогиб, Прикумский вал, Чернолесская впадина, Ногайско-Тарумовская ступень, Хвалынская ступень Западно-Каспийская моноклираль, Сегендыкский прогиб.
Центрально-Предкавказская (Ставропольская)	Ставропольский свод
Терско-Каспийская	платформенный борт Терско-Каспийского прогиба, Терско-Сунженская зона, Осетино-Чеченская депрессия, Черногорская моноклираль, Сулакский прогиб, Нараттюбинская складчатая зона, Дагестанский клин, Южно-Дагестанская ступень.
Центрально-Каспийская	Средне-Каспийская система сводовых поднятий (Самурский свод, Центральное поднятие, Поперечный вал, Приграничный вал, Песчаномысский свод), Северо-Апшеронская депрессия.

*Терско-Каспийская нефтегазоносная область*

Терско-Каспийская НГО в тектоническом отношении она охватывает: платформенный борт Терско-Каспийского прогиба, Терско-Сунженскую зону, Осетино-Чеченскую депрессию, Черногорскую моноклинал, Сулакский прогиб, Нараттюбинскую складчатую зону, Дагестанский клин, Южно-Дагестанскую ступень.

Всего в Терско-Каспийской НГО открыто 3 газовых, 8 газоконденсатных и 37 нефтяных (рис. 4.2).

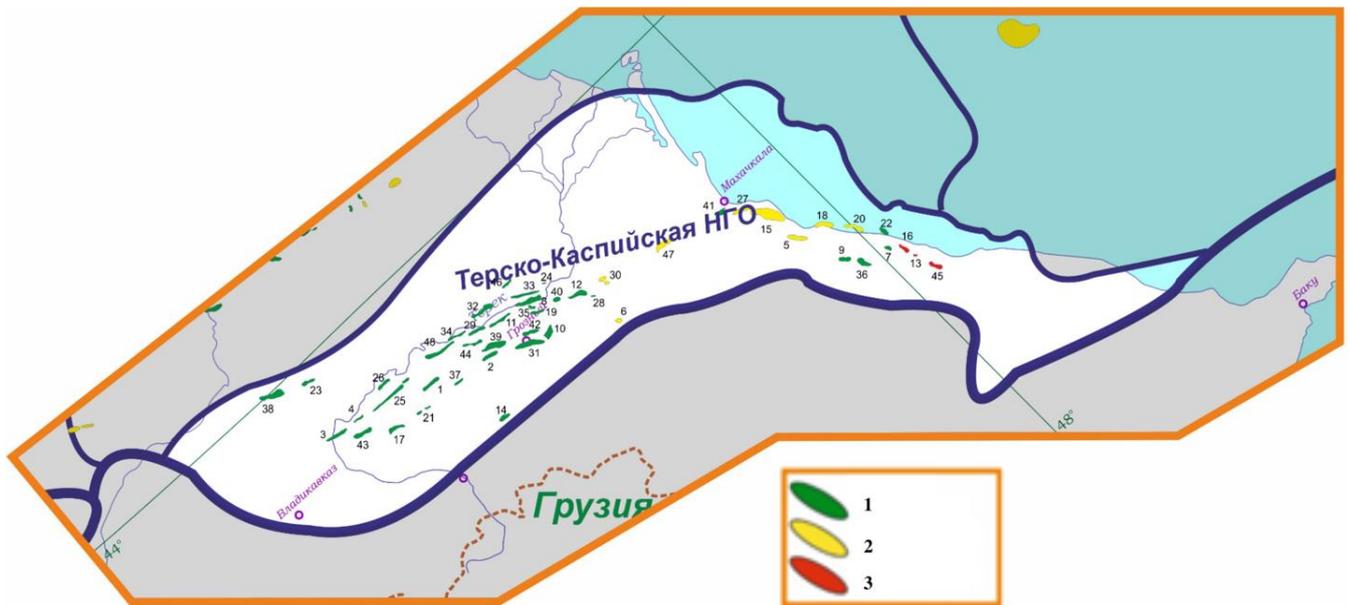


Рисунок 4.2 - Схема размещения месторождений нефти и газа в Терско-Каспийской НГО

Условные обозначения: Углеводородные скопления: 1 – нефтяные; 2 – газовые; 3 – газоконденсатные. Месторождения нефти и газа: 1 – Советское, 2 – Курское, 3 – Правобережное, 4 – Червленое, 5 – Арак-Далатарек, 6 – Ахлово, 7 – Малгобек-Вознесенское, 8 – Северный Малгобек, 9 – Эльдарово, 10 – Хаян-Корт, 11 – Минеральное, 12 – Северо-Минеральное, 13 – Ястребиное, 14 – Брагунское, 15 – Северо-Брагунское, 16 – Лесное, 17 – Гудермесское, 18 – Восточно-Гудермесское, 19 – Харбижин, 20 – Алханчуртовское, 21 – Северо-Джалкинское, 22 – Ильинское, 23 – Мескетинское, 24 – Заманкул, 25 – Карабулак-Ачалуки, 26 – Серноводское, 27 – Старогрозненское, 28 – Андреевское, 29 – Октябрьское, 30 – Гойт-Корт, 31 – Ханкальское, 32 – Даттыхское, 33 – Бенойское, 34 – Новолакское, 35 – Шамхал-Булак, 36 – Тернаир, 37 – Махачкала-Тарки, 38 – Димитровское, 39 – Ачису, 40 – Гаша, 41 – Селли, 42 – Каякент, 43 – Берикей, 44 – Дузлак, 45 – Дагогни, 46 – Хошмензил, 47 – Избербаш, 48 – Инчхе-море.

*Восточно-Предкавказская нефтегазоносная область*

Восточно-Предкавказская НГО охватывает центральную часть платформенного склона бассейна (рис. 4.3). Основная нефтегазоносность связана с Прикумским валом, Восточно-Маньчским прогибом и восточным склоном Ставропольского свода.

Многочисленные нефтяные месторождения связаны с залежами в средне- и верхнеюрских, нижнемеловых и палеогеновых отложениях.

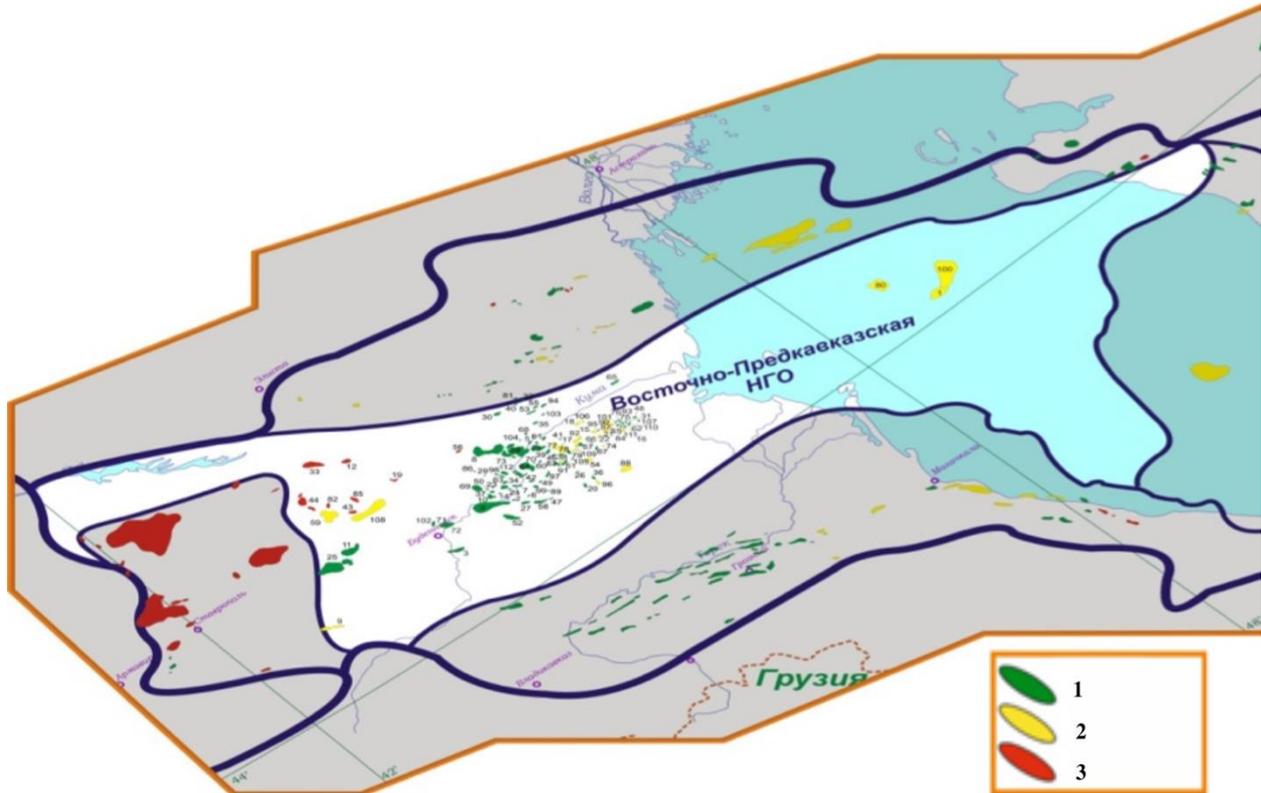


Рисунок 4.3 - Схема размещения месторождений нефти и газа в Восточно-Предкавказской НГО

Условные обозначения: 1 – нефть, 2 – нефть+газ, 3 – газ. Месторождения: 1 – Алханчуртское, 2 – Андреевское, 3 – Арак-Далатарек, 4 – Ахловское, 5 – Ачи-Су, 6 – Беной, 7 – Берикейское, 8 – Брагунское, 9 – Гаша, 10 – Гойт-Кортское, 11 – Горячеисточнинское (Ястребиное) 12 – Гудермесское, 13 – Дагестанские Огни, 14 – Датыхское, 15 – Димитровское, 16 – Дузлакское, 17 – Заманкульское, 18 – Избербашское, 19 – Ильинское, 20 – Инчхе-Море, 21 – Карабулак-Ачалуки, 22 – Каякент, 23 – Курское, 24 – Лесное, 25 – Малгобек-Вознесенско-Али-Юртовское, 26 – Северный Малгобек, 27 – Махачкала-Тарки, 28 – Мескетинское, 29 – Минеральное, 30 – Новолакское, 31 – Октябрьское, 32 – Правобережное, 33 – Северо-Брагунское, 34 – Северо-Минеральное, 35

– Северо-Джалкинское, 36 – Селли, 37 – Серноводское, 38 – Советское, 39 – Старогрозненское, 40 – Суворовское, 41 – Тернаирское, 42 – Ханкальское, 43 – Харбижинское, 44 – Хаянкорт, 45 – Хошмензил, 46 – Червленое, 47 – Шамхал-Булак, 48 – Эльдаровское.

### *Ставропольская газонефтеносная область*

Ставропольская ГНО расположена в пределах Центрального Предкавказья в самой западной наиболее приподнятой части Ставропольского свода (рис. 4.4).



Рисунок 4.4 - Схема размещения месторождений нефти и газа в Ставропольской НГО

Условные обозначения: 1 – нефть, 2 – нефть+газ, 3 – газ. Месторождения: 1 – Безопасненское, 2 – Дербетовское, 3 – Казино-Грачевское, 4 – Кугутское, 5 – Маячное, 6 – Николаевское, 7 – Петровско-Благодарненское, 8 – Радыковское, 9 – Северо-Николаевское, 10 – Сенгилеевское, 11 – Ставропольское, 12 – Ставропольско-Пелагиадинское Северное, 13 – Тахта-Кугультинское, 14 – Терновское, 15 – Убежное, 16 – Южно-Радыковское.

В геологическом строении рассматриваемой области участвует комплекс осадочных пород мезозойского и кайнозойского возраста. В пределах НГО распространены в основном газовые месторождения. Нефтегазовые и нефтяные месторождения известны лишь на далеком погружении склонов поднятия. Основные месторождения газа приурочены к майкопской серии.

### *Карпинско-Мангышлакская нефтегазоносная область*

Карпинско-Мангышлакская НГО располагается в самой северной части бассейна и охватывает и в тектоническом отношении охватывает восточную часть кряжа Карпинского и западную часть Мангышлакского вала (рис. 4.5). В пределах рассматриваемой НГО открыто 37 месторождений нефти и газа.

Наиболее древними отложениями, вскрытыми разведочными скважинами, являются терригенные породы, условно относимые к пермо-триасовому возрасту, которые залегают на глубине 1825-2000 м.

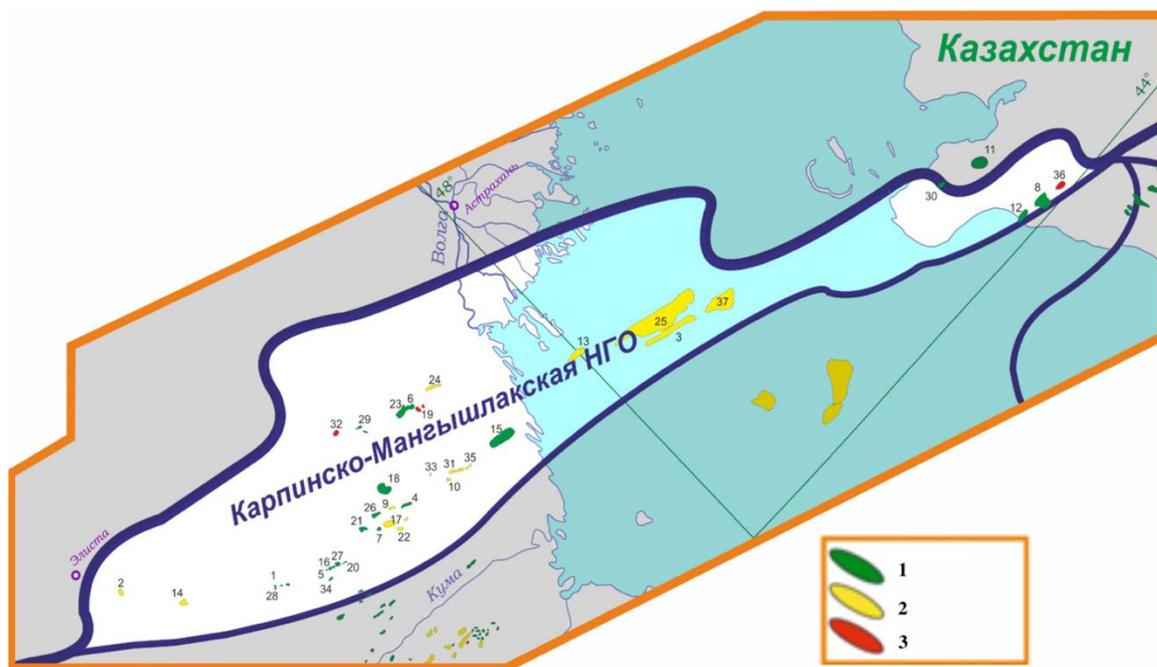


Рисунок 4.5 - Схема размещения месторождений нефти и газа в Карпинско-Мангышлакской НГО

Условные обозначения: 1 – нефть, 2 – нефть+газ, 3 – газ. Месторождения: 1 – Баирское, 2 – Буратинское, 3 – Владимир Филановский, 4 – Восточно-Камышанское, 5 – Двойное, 6 – Долбанское, 7 – Дорожное, 8 – Дунга, 9 – Екатерининское, 10 – Ермолинское, 11 – Жангурши, 12 – Жоласкан, 13 – Западно-Ракушечное, 14 – Ики-Бурульское, 15 – Каспийское, 16 – Кеке-Усун, 17 – Красно-Камышанское, 18 – Курганное, 19 – Межевое, 20 – Межозерное, 21 – Надеждинское, 22 – Нарын-Худукское, 23 – Олейниковское, 24 – Промысловское, 25 – Ракушечное, 26 – Северо-Камышанское, 27 – Солянковое, 28 – Состинское, 29 – Тенгутинское, 30 – Тюбеджик, 31 – Улан-Хольское, 32 – Цубукское, 33 – Черноземельское, 34 – Чулута, 35 – Эркетеновское, 36 – Эспелисай, 37 – Юрий Корчагин.

### Центрально-Каспийская нефтегазоносная область

Центрально-Каспийская НГО почти полностью располагается в акваториальной части Среднего Каспия и в тектоническом отношении охватывает Средне-Каспийскую систему сводовых поднятий и Северо-Апшеронскую депрессию (рис. 4.6).

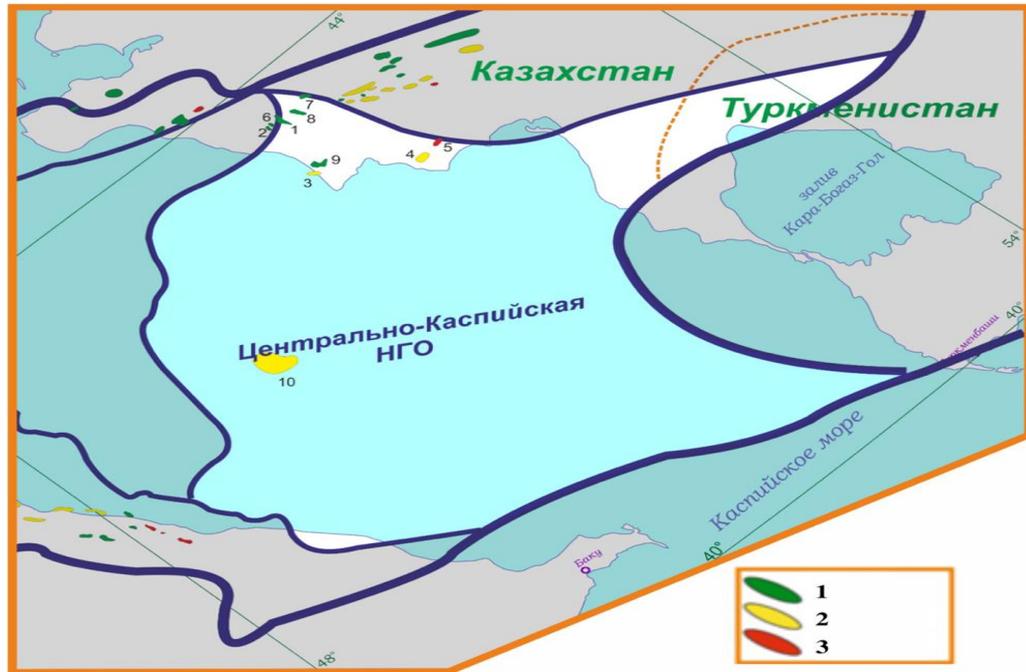


Рисунок 4.6 - Схема размещения месторождений нефти и газа в Центрально-Каспийской НГО

Условные обозначения: 1 – нефть, 2 – нефть+газ, 3 – газ. Месторождения: 1 – Алатюбе, 2 – Атабай, 3 – Жага, 4 – Ракушечное, 5 – Сарсенбай, 6 – Сартобе, 7 – Северо-Западный Жетыбай, 8 – Северное Карагие, 9 – Оймаша, 10 – Центральное.

В пределах Центрально-Каспийской НГО открыто 10 месторождений нефти и газа. Большинство месторождений выявлено в сухопутном обрамлении Среднего Каспия. В акваториальной части открыто только одно месторождение – Центральное.

## ГЛАВА 5. ТЕРСКО-КАСПИЙСКАЯ ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВАЯ ГАУС

### 5.1 Основные элементы и их характеристика

Наиболее значительной научно-методической разработкой последнего периода, позволяющей комплексно, системно подойти к определению и полноценной характеристике перспективного участка, района, области, провинции (с учетом всей совокупности данных о геологическом строении и составе разреза, о его физических параметрах, об особенностях геодинамики, истории геологического развития и об изменениях во времени геологической среды) является *концепция углеводородных или генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС)*, которая является современным концентрированным выражением *осадочно-миграционной теории* происхождения нефти.

В разработке последней, как уже отмечалось выше, ведущая роль принадлежит российской и советской науке. Современные представления об углеводородных системах исследуемого региона рассматривались в работах Ю.А. Косыгина, С.И. Горлова, М.В. Муратова, Б. В. Сенина, С.Т. Короткова, В.Е. Хаина, А.Н. Шарданова, И.П. Жабрева, М.Р. Пустыльникова, В.П. Пекло, С.Ф. Сидоренко, А.Н. Дьяконова, В.Л. Крипиневича, Н.Е. Митина В.Ю. Керимова, Н.Ш. Яндарбиева и др [133]-[135].

Следует отметить, что основоположниками расчетного моделирования в части генерации УВ являются российские ученые - В.А. Успенский, А.Э. Конторович, С.Г. Неручев. Ими были заложены основы количественной оценки перспектив нефтегазоносности бассейнов с использованием метода балансовых расчетов.

В наиболее полном виде концепция углеводородных систем развита в работах Л. Магуна и В. Дау [161]. Оценивая значение углеводородных систем для прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности, ученые-нефтяники и специалисты пришли к пониманию того, что осадочный бассейн сам по себе обеспечивает только наличие пород того или иного происхождения и состава, в которых существует (или отсутствует) *сеть распределения* углеводородных флюидов. Для понимания структуры и особенностей функционирования этой сети необходимо исследовать углеводородные системы, что обеспечивает успех поисков и разведки углеводородного сырья.

Результаты исследований и моделирования углеводородных систем в Терско-Каспийском НГБ свидетельствуют о развитии в кайнозойском комплексе двух ГАУС:

палеоцен-эоценовая и олигоцен-миоценовая ГАУС, которые распространяются на территории Терско-Каспийской, Центрально-Каспийской, Восточно-Предкавказской, Ставропольской, Карпинско-Мангышлакской нефтегазоносных областей.

Для формирования структурно-тектонического каркаса модели Терско-Каспийского НГБ, были использованы структурные построения, по подошве и основным поверхностям несогласия осадочного чехла, а также топографические карты территории Терско-Каспийской, Восточно-Предкавказской, Ставропольской, Карпинско-Мангышлакской и Центрально-Каспийской нефтегазоносных областей.

По результатам геолого-геохимических исследований и моделирования углеводородных систем в Терско-Каспийском НГБ была выделена олигоцен-миоценовая генерационно-аккумуляционная углеводородная система, создана карта Терско-Каспийской олигоцен-миоценовой ГАУС и изучены элементы ГАУС, которые приведены ниже.

С целью выявления и отражения принципиальных особенностей строения углеводородных систем и их элементов (подстилающих пород, нефтегазоматеринских толщ, резервуаров, покрышек и перекрывающих пород) на территории Терско-Каспийской, Восточно-Предкавказской и Ставропольской нефтегазоносных областей на современном этапе их развития были созданы 3-х мерные модели Терско-Каспийской олигоцен-миоценовой ГАУС (рис. 5.1).

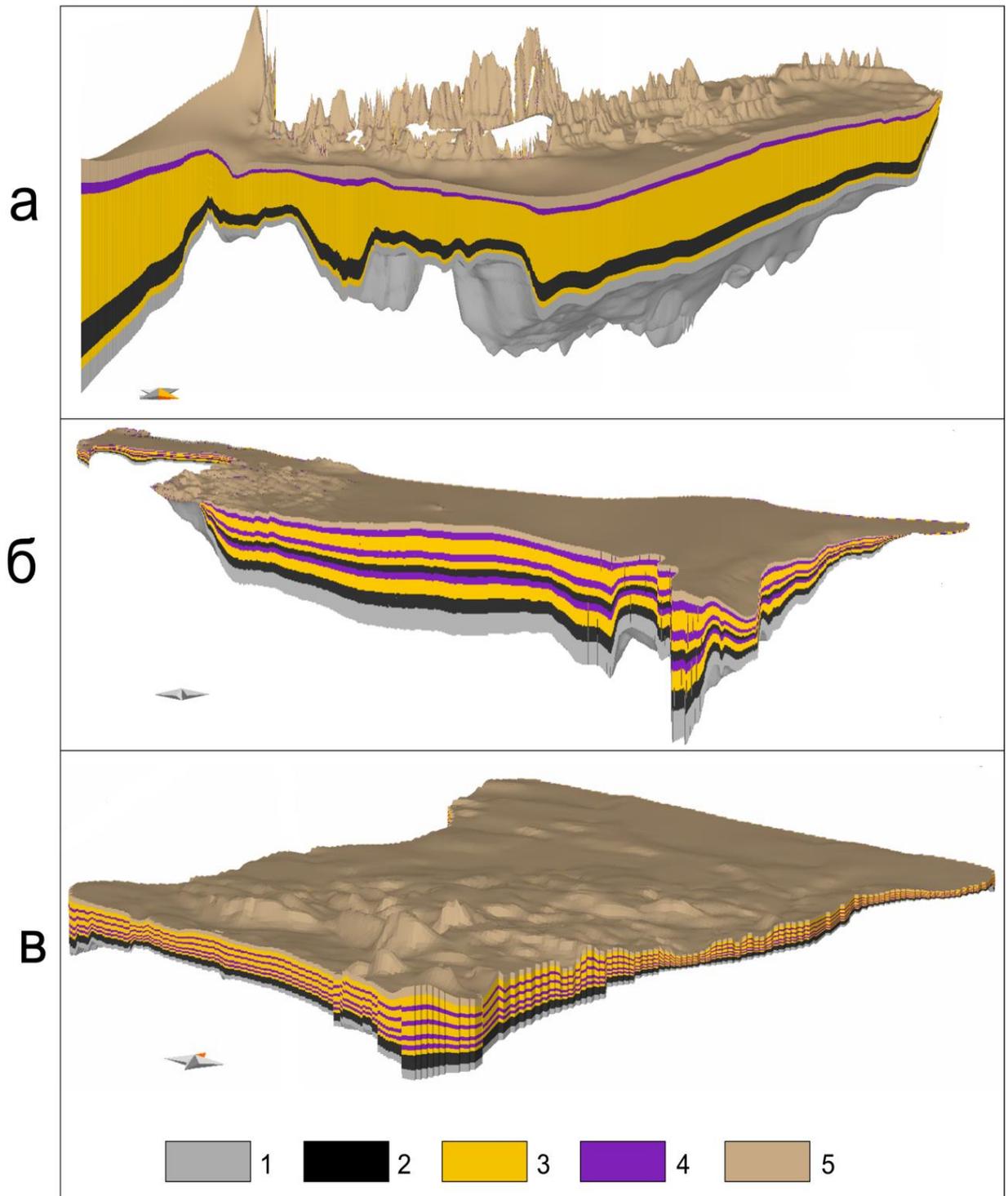


Рисунок 5.1 - Модели Терско-Каспийской олигоцен-миоценовой ГАУС на территории:  
 а – Терско-Каспийской нефтегазоносной области; б – Восточно-Предкавказской  
 нефтегазоносной области; в – Ставропольской нефтегазоносной области

Условные обозначения: Элементы УВ систем: 1 – подстилающие породы; 2 – нефтегазоматеринская толща; 3 – резервуар; 4 – крышка; 5 – перекрывающие породы.

### 5.1.1 Месторождения и ловушки нефти и газа

Нефтеносность олигоцен-миоценовых отложений связана с различными типами залежей нефти и газа. Примеры месторождений нефти и газа Терско-Каспийской олигоцен-миоценовой ГАУС показаны на рисунках 5.2. и 5.3.

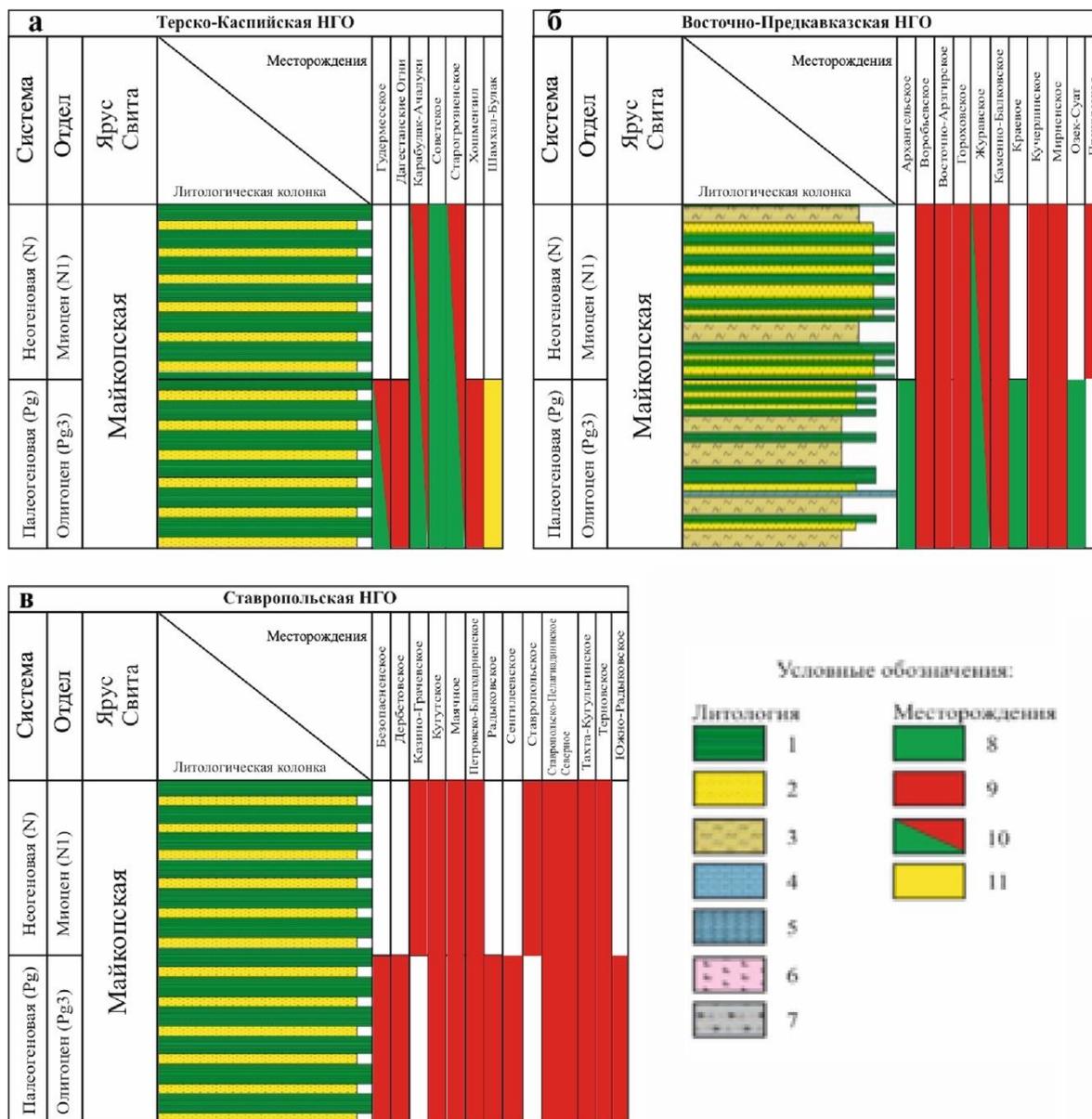


Рисунок 5.2 - Месторождения и залежи УВ в Терско-Каспийской олигоцен-миоценовой ГАУС: а – в Терско-Каспийской НГО; б – в Восточно-Предкавказской НГО; в – в Ставропольской НГО

Условные обозначения: Литоология: 1 – глины; 2 – песчаники; 3 – алевролиты; 4 – известняки; 5 – доломиты; 6 – ангидриты; 7 – аргиллиты; Месторождения: 8 – нефтяные; 9 – газовые; 10 – нефтегазовые; 11 – нефтегазоконденсатные.

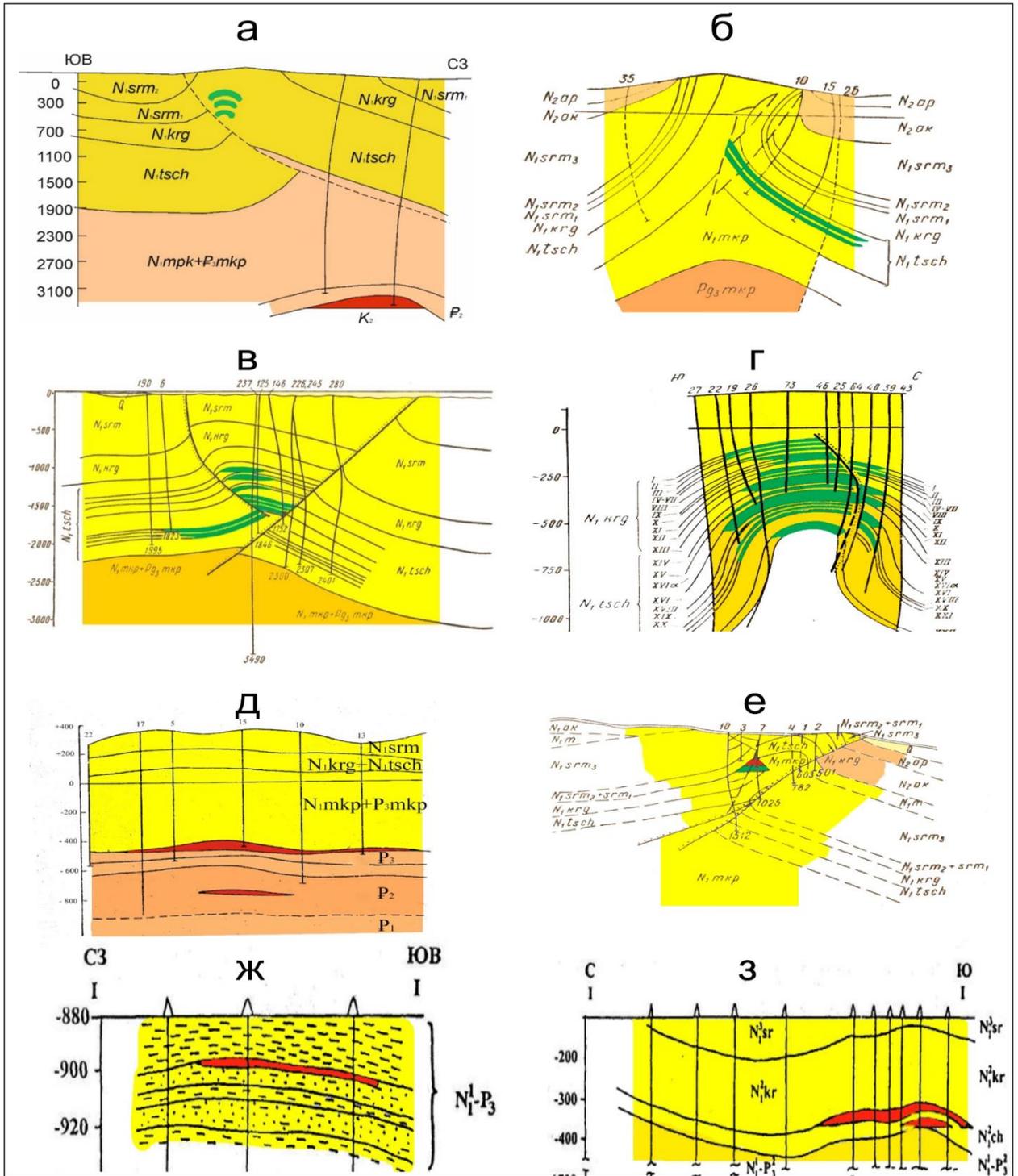


Рисунок 5.3 – Примеры месторождений Терско-Каспийской олигоцен-миоценовой ГАУС:  
 а - Ачи-Су; б – Горячесточненское месторождение; в – Избербашское месторождение;  
 г – Октябрьское месторождение; д - Северо-Ставропольско Пелагиадинское  
 месторождение; е – Эльдаровское месторождение; ж – Гороховское месторождение;  
 з - Журавское месторождение

**Месторождение Ачи-Су** (рис. 5.3а) приурочено к Терско-Каспийской нефтегазоносной области. Нефтегазоносность месторождения связаны с миоценовыми, а также с верхнемеловыми отложениями. Залежи пластовые, сводовые. По фазовому состоянию залежи однофазные, нефтяные.

**Горячейсточненское месторождение** (рис. 5.3б) приурочено к Терско-Каспийской нефтегазоносной области. Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями олигоцен-миоценового, а также мелового возрастов. Основной продуктивный горизонт, приуроченный к неогеновым отложениям чокракского горизонта, представленного пачками песчаников, разделенных глинами, содержит в себе залежи нефти пластового, тектонически-экранированного типа. По фазовому состоянию залежи однофазные, нефтяные.

**Избербашское месторождение** (рис. 5.3в) приурочено к Центрально-Каспийской нефтегазоносной области. Промышленная нефтеносность связана с чокракским горизонтом, представленного песчаниками. В пределах месторождения выделяют залежи пластово-сводового, литологически- и тектонически-ограниченного типа. По фазовому состоянию залежи однофазные, нефтяные.

**Октябрьское месторождение** (рис. 5.3г) приурочено к Терско-Каспийской нефтегазоносной области. Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями караган-чокрака, а также мела. Залежи нефти в песчано-алевролитовых горизонтах караган-чокрака приурочены к складке коробчатого строения. Более 20 пластов содержат пластово-сводовые, нередко тектонически экранированные залежи.

**Северо-Ставропольско-Пелагиадинское месторождение** (рис. 5.3д) приурочено к Ставропольской нефтегазоносной области. Промышленная газоносность установлена в отложениях хадумского горизонта (более 90 % запасов газа) и зеленой свиты эоцена. Кроме того, небольшие газовые залежи выявлены также в чокракских и караганских отложениях.

**Правобережное месторождение** (рис. 5.3д) приурочено к Терско-Каспийской нефтегазоносной области. Нефтегазоносность Правобережного месторождения связана с отложениями олигоцен-миоценового и мелового возрастов. Залежи газа приурочены к пластам верхнесарматских отложений. Промышленные залежи нефти приурочены к чокракским отложениями. Все залежи нефти и газа пластовые, сводовые.

**Эльдаровское месторождение** (рис. 5.3 е) приурочено к Терско-Каспийской нефтегазоносной области. Залежи нефти и газа приурочены к караганскому горизонту

среднего миоцена, представленного песчаниками. Залежи сводового и тектонически-экранированного типа.

**Гороховское месторождение** (рис. 5.3ж) приурочено к Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области. Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями олигоцен-миоценового возраста. Залежь пластового, литологически-ограниченного типа в терригенном разрезе. По фазовому состоянию, залежь однофазная, газовая.

**Журавское месторождение** (рис. 5.3з) приурочено к Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области. Залежи связаны с отложениями олигоцен-миоценового, а также мелового возрастов. Залежи газа и нефти пластового, литологически-ограниченного типа.

В Южном Дагестане большинство выявленных углеводородных скоплений в палеоген-меловом комплексе сосредоточено в Восточной ЗНГН. Небольшие по размерам и запасам залежи нефти и газа в хадум-фораминиферовых и альб-аптских отложениях установлены на площадях Берикей, Дузлак, Дагогни и Хошмензил. Площадь нефтеносности залежей составляет около 20 км<sup>2</sup>, высота – около 100 м [141]. Глубина залегания продуктивных отложений варьирует в пределах 220-1100 м. Залежи массивного типа, имеют низкую степень заполнения ловушек и характеризуются упруговодонапорным режимом. Характерной особенностью углеводородных скоплений среднего нефтегазоносного этажа Восточной ЗНГН является приуроченность к единому природному резервуару, образованному карбонатными породами фораминиферовой серии и хадумского горизонта. Следует также отметить, что в общем объеме аккумулированных УВ в данной зоне преобладает газовая фаза [142].

### ***5.1.2. Нефтегазоматеринские толщи***

Как следует из проведенных геохимических исследований и результатов моделирования основной нефтегазоматеринской и генерирующей УВ толща в олигоцен-миоценовой ГАУС является майкопская серия отложений, пользующая широким развитием и представленная мощной (более 3 км) песчанисто-алеритисто-глинистой толщей. Опираясь на результаты геохимических исследований, путем моделирования были созданы 3-х мерные модели распространения органического углерода в олигоцен-миоценовой ГАУС (рис. 5.4), которые позволили подробнее изучить нефтематеринские толщи.

**В Терско-Каспийской НГО** наиболее мощной нефтематеринской свитой является

глинистая майкопская серия олигоцен-миоценового возраста, в которой содержание  $C_{орг}$  в практически бескарбонатных (НОП в среднем 82%) глинистых породах изменяется в пределах 0,16-4%, среднее 1,03%, генерационный потенциал пород  $(S1+S2) = 0,1-3,7$ , в среднем - 1 кг УВ/т породы (см. рис. 5.5).

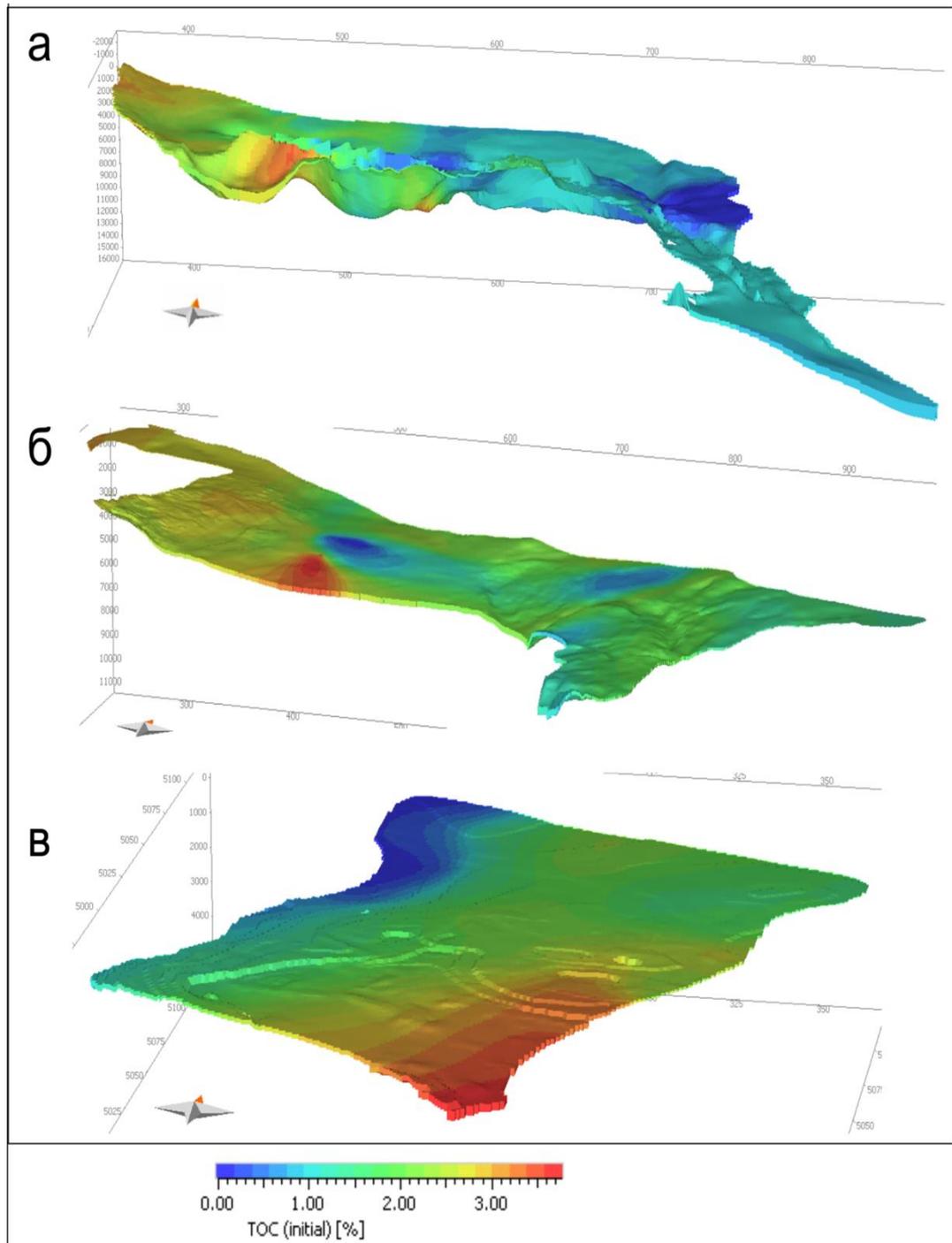


Рисунок 5.4 – 3-х мерные модели распространения органического углерода в олигоцен-миоценовой ГАУС на территории: а – Терско-Каспийской нефтегазоносной области; б –

Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области; в – Ставропольской  
нефтегазоносной области

ОВ по данным элементного анализа керогена и пиролизу пород относится к керогену смешанного типа (Ш/Ш) и Ш: содержание водорода в керогене составляет 4,2-6,6, среднее 5,4%,  $HI=2-272$ , среднее 75 мг УВ/г  $S_{орг}$ . Однако, необходимо учитывать, что часть потенциала ОВ пород была уже реализована и исходные величины генерационных параметров были выше; нельзя также исключать влияния минеральной матрицы на пиролитические параметры – исходные значения  $HI$  могли достигать 300-500 мг УВ/г  $S_{орг}$ , а содержание ОВ до 2% (рис. 5.5 и 5.6).

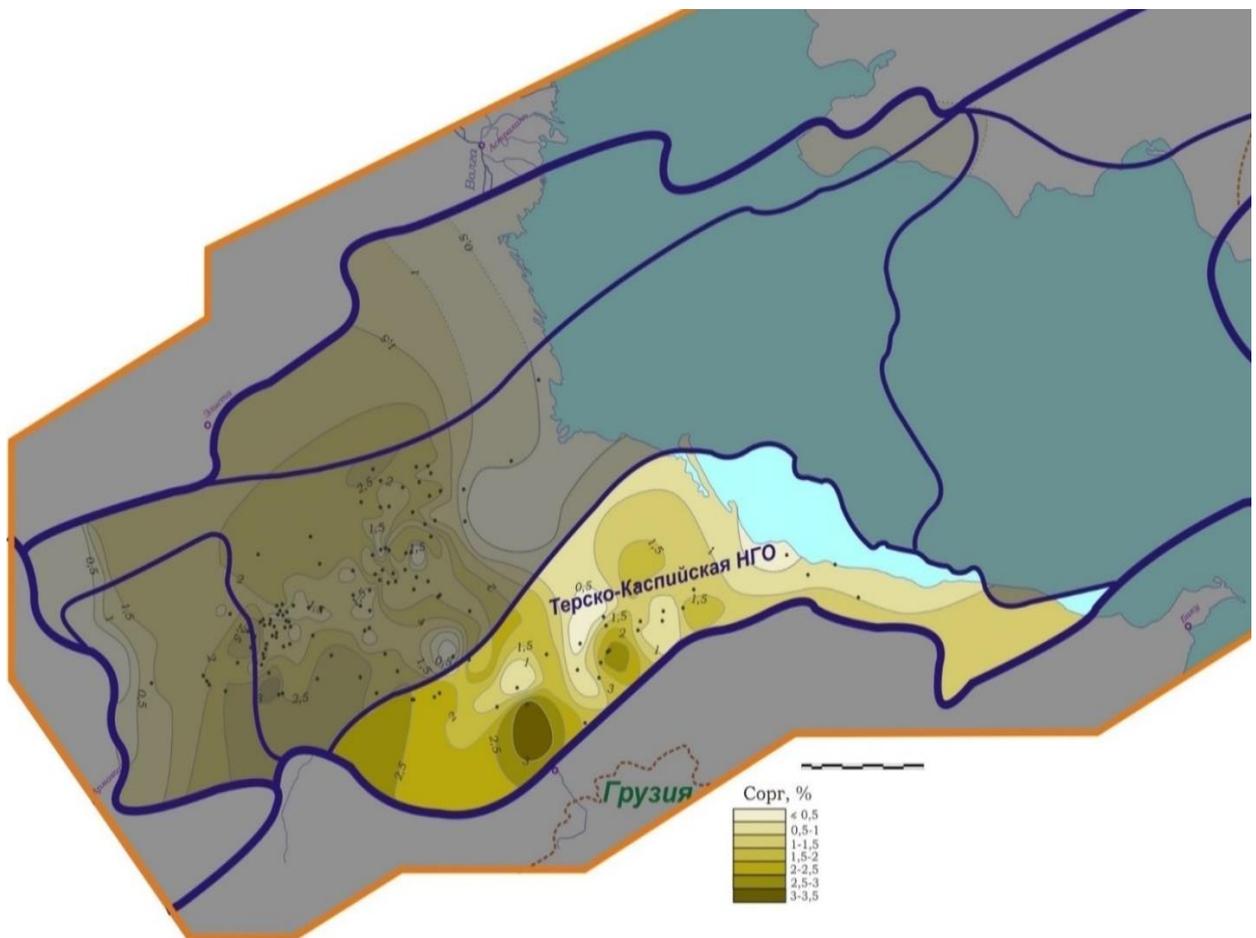


Рисунок 5.5- Схематическая карта распределения  $S_{орг}$  в нижнемайкопских отложениях  
Терско-Каспийской НГО

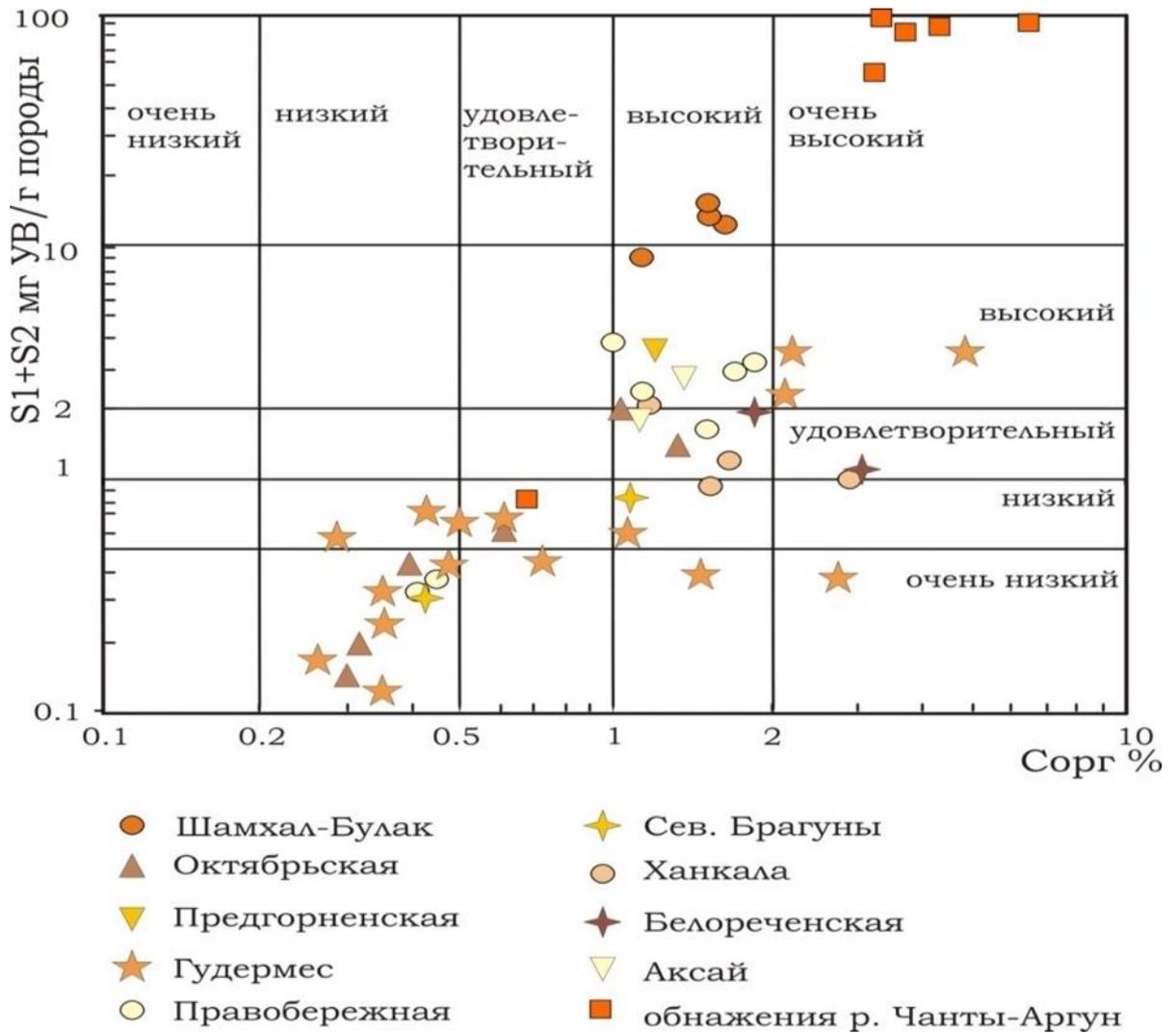


Рисунок 5.6 - График, характеризующий генерационный потенциал майкопских отложений Терско-Каспийской НГО

Нижняя граница градации катагенеза МК1 в Терско-Каспийской НГО по данным  $R_o$  витринита и  $T_{max}$  располагается на глубине около 3,8 км, МК2 – 4,8 км. Большие глубины отвечают катагенетической зоне МК3 – максимальная величина  $R_o=1,09\%$  отмечена на площади Северо-Минеральная на глубине 5238 м (рис. 5.7 и 5.8). В ГЗН наблюдается возрастание битумоидного коэффициента (средние) от 3,4% (ПК) до 7,6% (МК1), 9,8% (МК2) и 11,1% (МК3); наиболее интенсивно (в 2,3 раза)  $bXB$  возрастает на границе ПК/МК1 (глубина около 3 км), что отвечает началу интенсивной генерации битумоидов. Максимум ГЗН фиксируется на глубине 4-5 км, глубже намечается тенденция к снижению битумоидного коэффициента. Аналогичным образом изменяется и углеводородный коэффициент, возрастая от 0,8% на градации ПК до 2,3% на МК1, 2,9% - МК2 и 3,5% - на МК3 [91], [92].

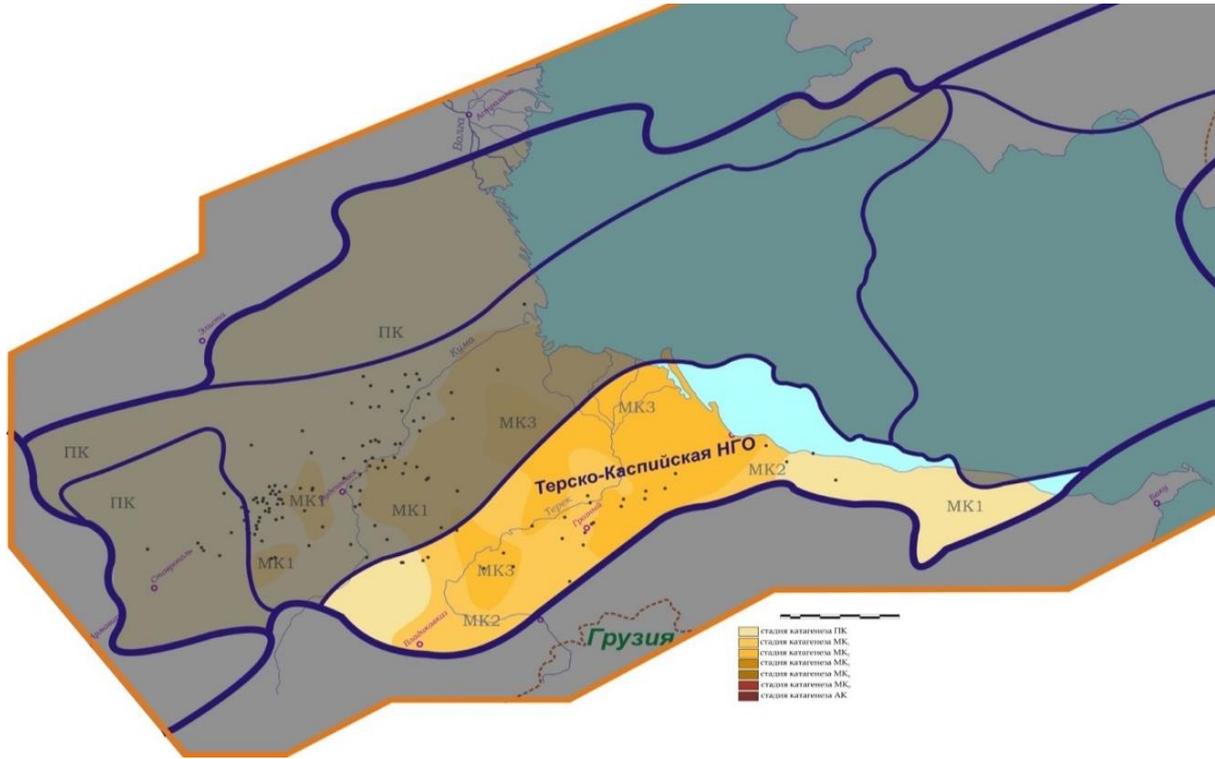


Рисунок 5.7 - Схематическая карта катагенеза ОВ кровли майкопских отложений Терско-Каспийской НГО

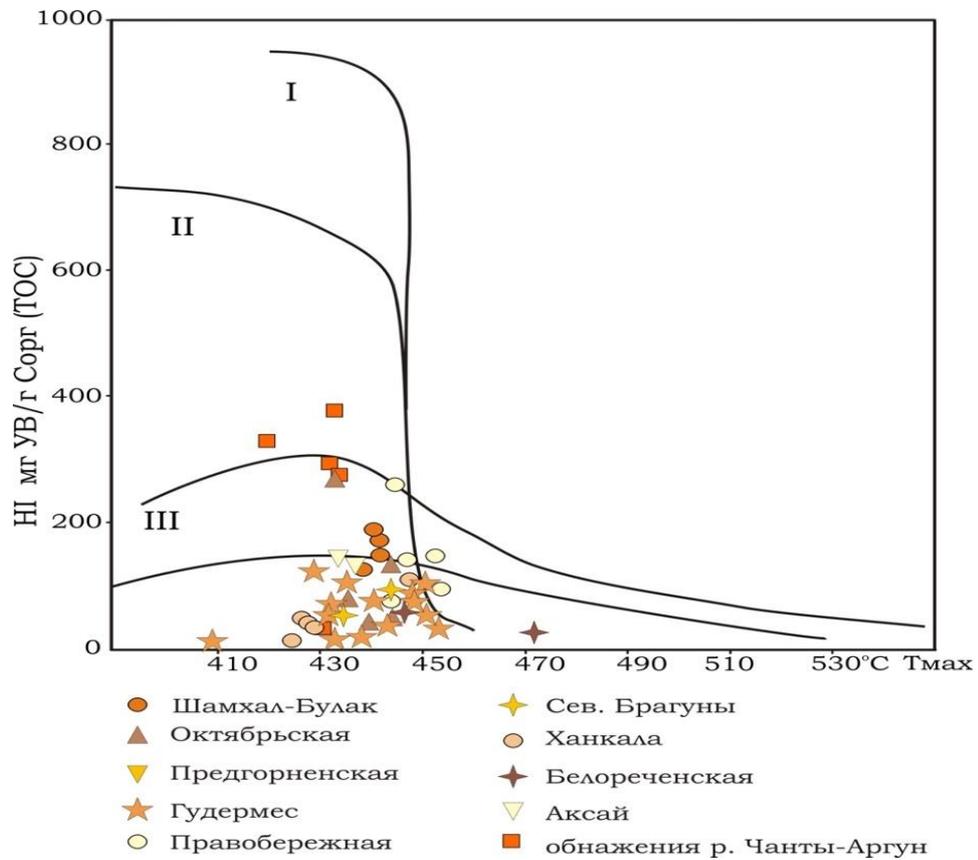


Рисунок 5.8 - Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена для майкопских отложений Терско-Каспийской НГО

**Восточно-Предкавказской НГО** для пород майкопской серии характерен широкий разброс значений  $C_{орг}$  (рис. 5.9). Для нижнего майкопа единичные значения  $C_{орг}$  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  $H/C_{ат} = 1,46$  и – низкое  $O/C_{ат} = 0,06-0,21$  [91]. По данным пиролиза отмечается высокий генетический потенциал –  $HI (S_2/C_{орг}) = 203-580$ , среднее 320 мг УВ/г  $C_{орг}$ .

Майкопские отложения в Восточно-Предкавказской НГО находятся в условиях прото- и мезокатагенеза (рис. 5.10 и 5.11).

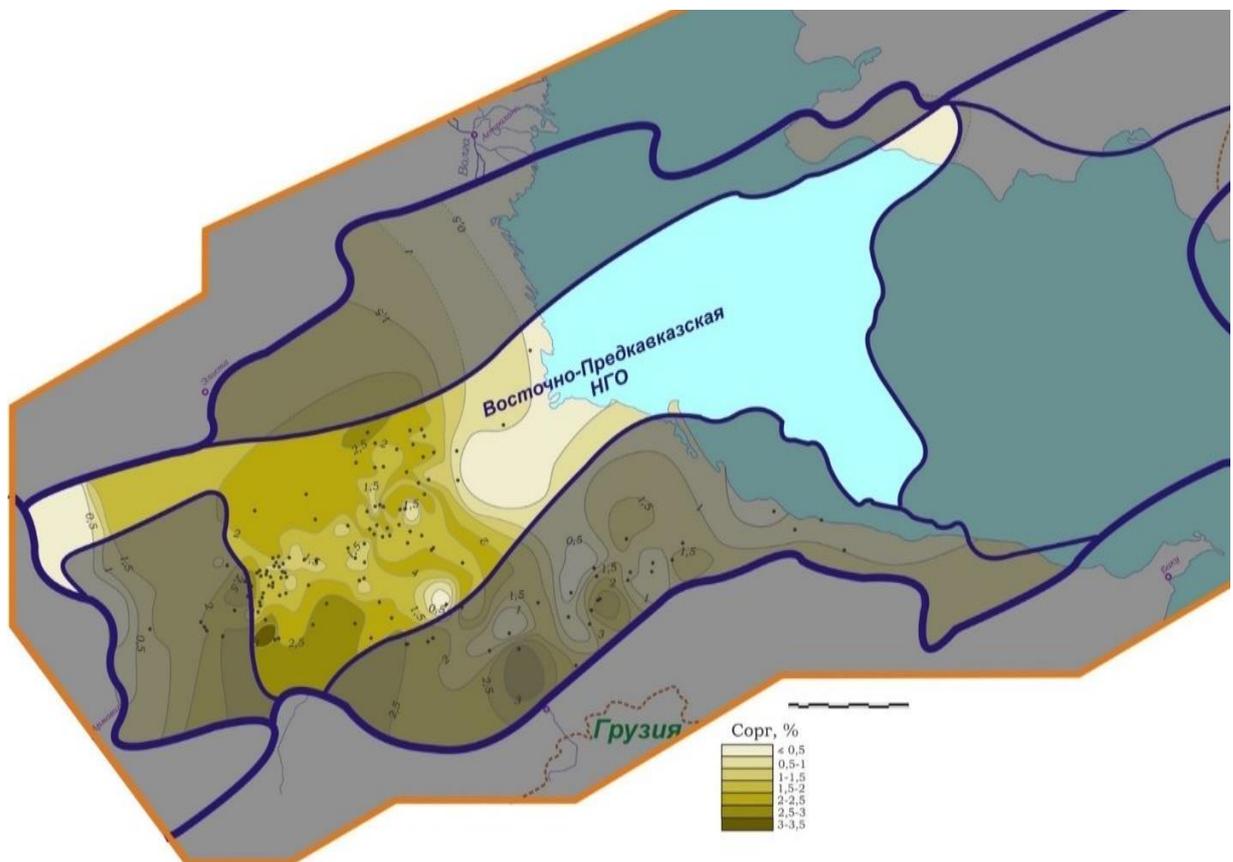


Рисунок 5.9 - Карта распределения  $C_{орг}$  в нижней части майкопских отложений в Восточно-Предкавказской НГО

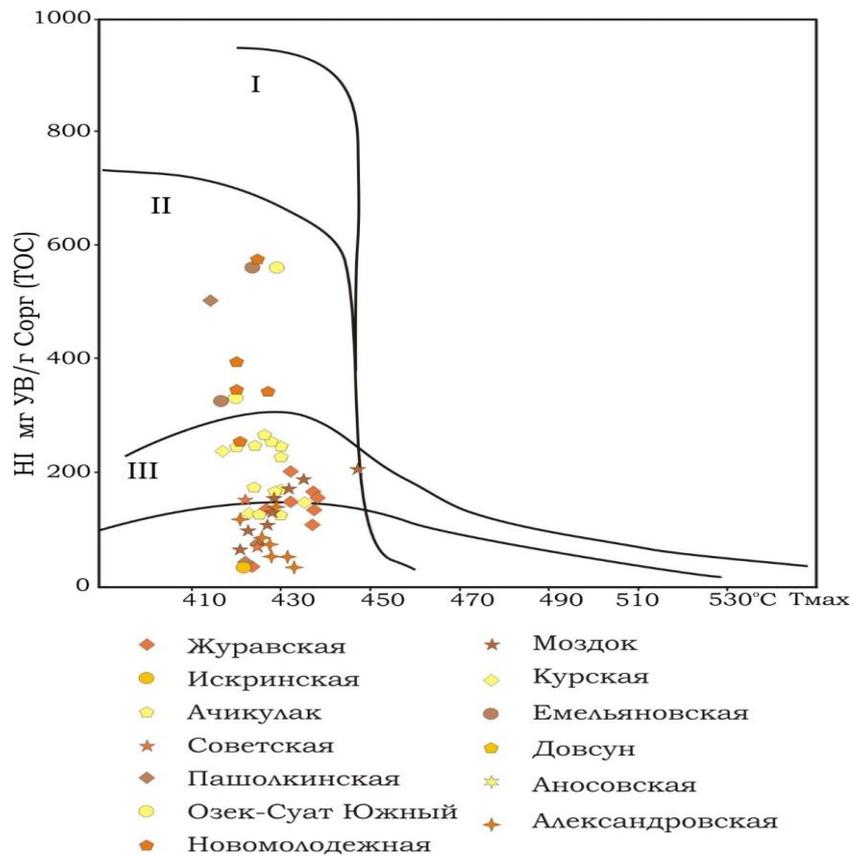


Рисунок 5.10 - Диаграмма Ван-Кревелена по данным пиролиза для нижнемайкопских отложений

По немногочисленным данным показателя отражения витринита граница зон прото- и мезокатагенеза ( $R_o=0,5\%$ ), отвечающая верхней границе главной зоны нефтеобразования (ГЗН), находится примерно на глубине 1,6-1,7 км. Для этой зоны характерны сравнительно невысокие значения битумоидного и углеводородного коэффициентов – средние значения составляют соответственно для платформы 2,5% и 1,4%. На глубине примерно 2 км ( $T_{max}$  около  $420^{\circ}\text{C}$ ) 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 карты 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), так и в недрах акватории.

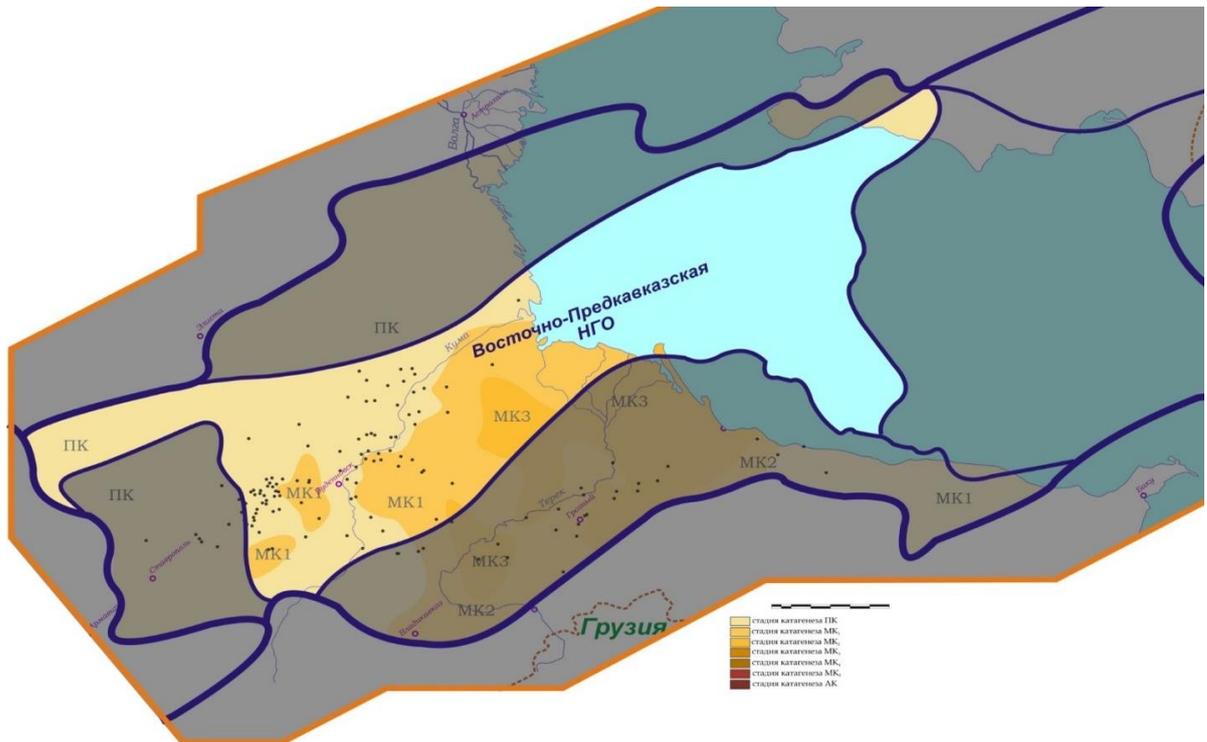


Рисунок 5.11 - Схематическая карта катагенеза ОВ по кровле нижнемайкопских отложений

В Ставропольском НГО содержание Сорг в майкопских образцах пород Ставропольского свода изменяется от 0,4 до 5,77% (рис. 5.12). Для майкопских отложений характерна наименьшая степень преобразованности ОВ (рис. 5.13).

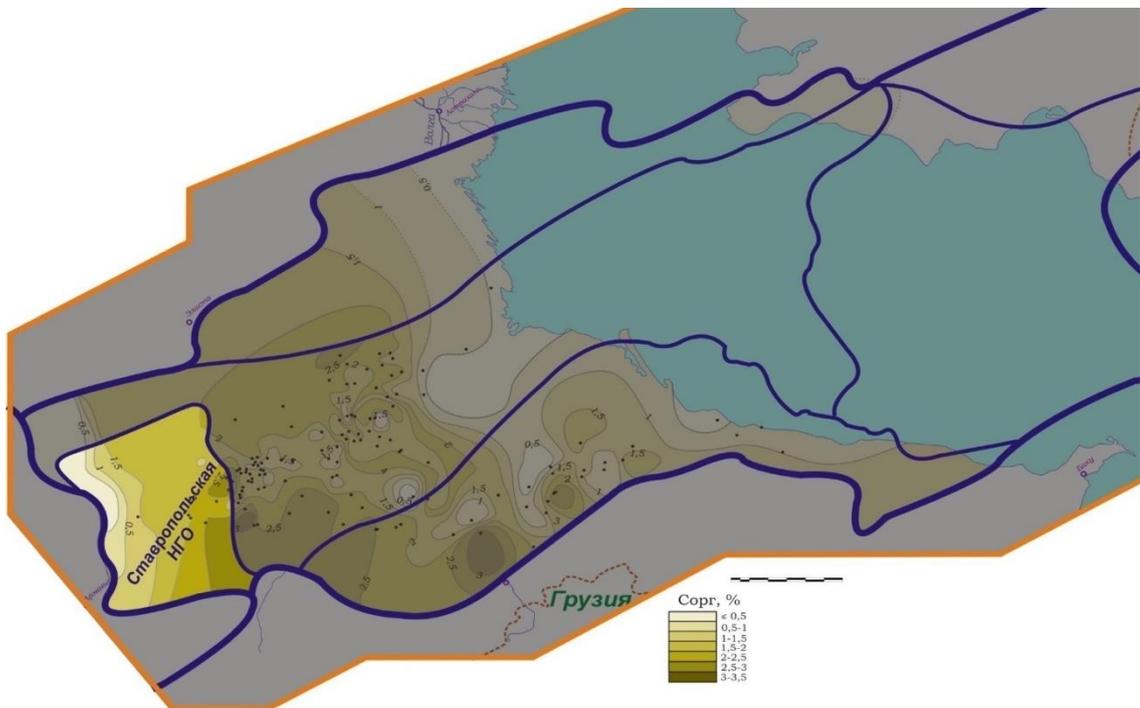


Рисунок 5.12 - Карта распределения  $S_{орг}$  в нижней части майкопских отложений

## Ставропольской НГО

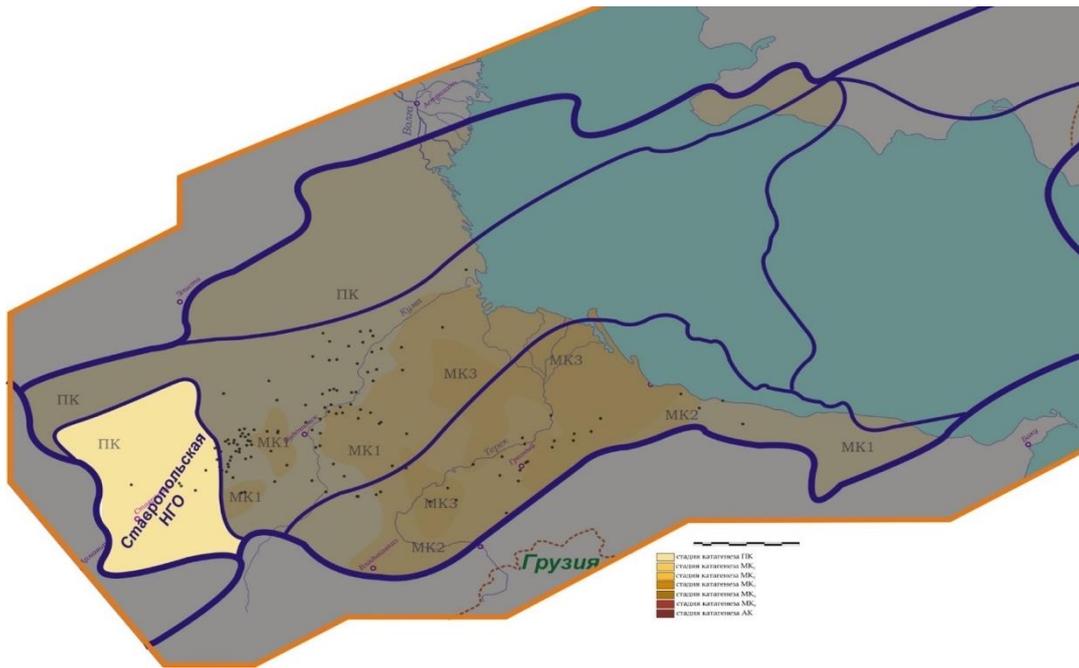


Рисунок 5.13 - Схематическая карта катагенеза ОВ по кровле нижней части майкопской серии

Для исследования геохимических условий нефтегазаносности хадумских и баталпашинские отложения были выполнены химико-битуминологические, пиролитические (в РГУ нефти и газа) и углепетрографические исследования (в МГУ им М.В.Ломоносова) керн и образцов пород. Изученные породы отличаются высоким содержанием битумоидов (рис. 5.14) [131].

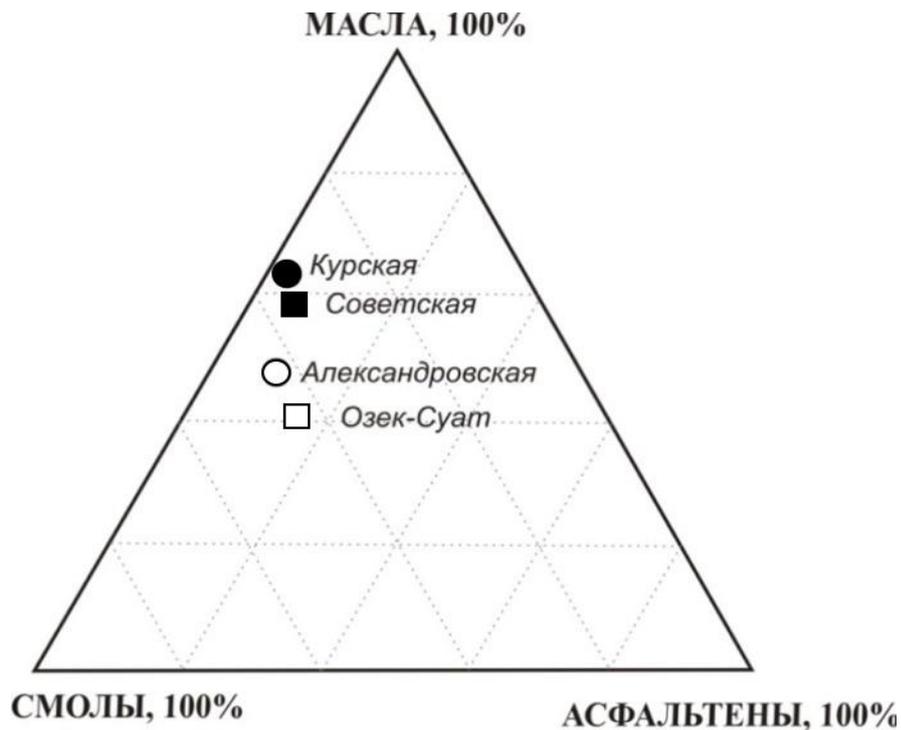


Рисунок 5.14 - Групповой состав хлороформенного битумоида, изученных образцов хадумских отложений

На модифицированной диаграмме Ван-Кревелена (рис. 5.15) кероген изученных образцов попадает в поля II-го и III-го типов. Как водородный, так и кислородный индексы демонстрируют широкую вариабельность. Обогащенные органическим веществом образцы пород располагаются между II и III типами ОВ [106], [107]. Только небольшая часть образцов кернов изученных скважин представлена I-м типом. Значительная часть образцов, однако, представлена ОВ IV-го типа и попадает в негенерационную область.

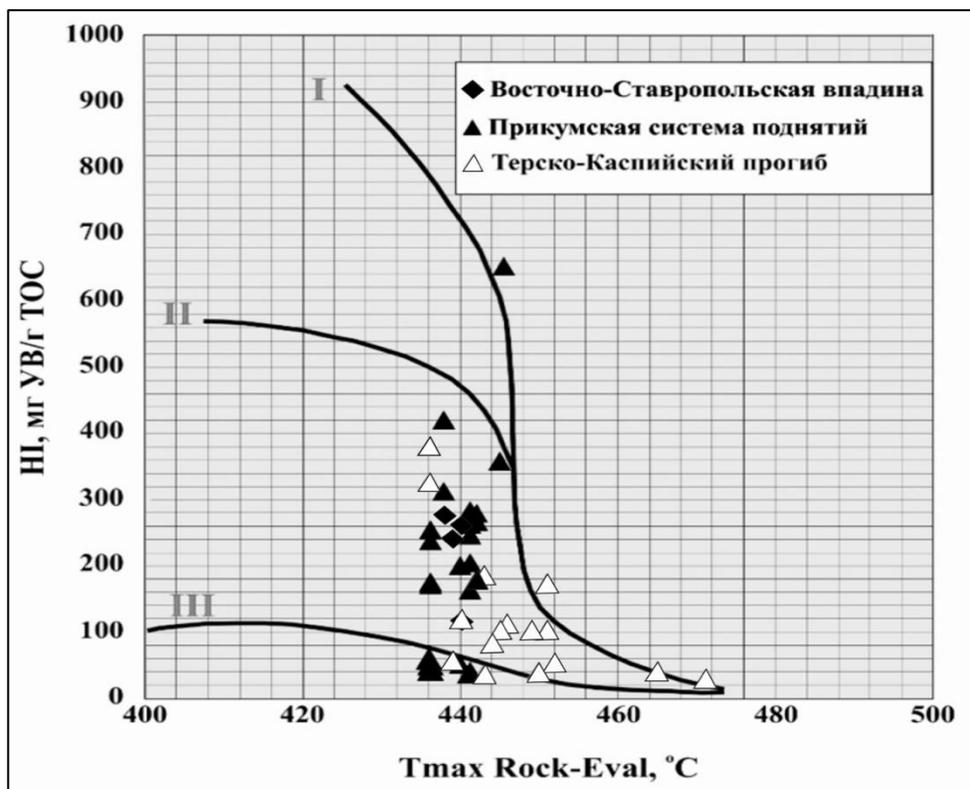


Рисунок 5.15 - Диаграммы Ван-Кревелена - зависимости водородного индекса HI от максимальной температуры пиролиза Tmax

Изученные образцы свидетельствуют, что материнские породы обладают нефтегазовым генерационным потенциалом. Некоторые из них (скв. Воробьевская 2, Андреевская 1016, Гудермес 200) попадают в зону генерации нефти («нефтяное окно»).

Как показывают исследования, формирование залежей нефти происходит за счет ранней генерации жидких УВ незрелыми нефтематеринскими породами, что приводит к образованию так называемых незрелых нефтей. Значительная часть образцов пород содержит незрелое ОВ, что отражается на составе образующейся из него нефти [108]-[113]. Для нефтей

олигоценых отложений территории Восточного Предкавказья, отличающихся однообразием по стратиграфическому разрезу, характерны также незрелые нефти. [147].

Углететрографических исследования проводились на установке QD1302 CraicTechnologies. Результаты замеров показателей отражения витринита и краткие углететрографические характеристики проб, проведенные в результате углететрографических исследований представлены на рисунке 5.16 [43].

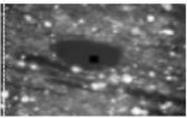
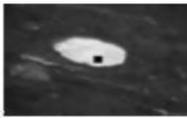
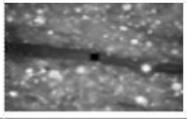
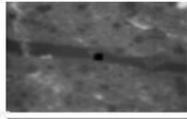
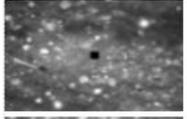
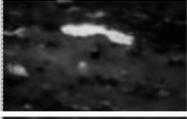
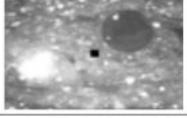
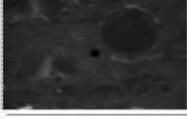
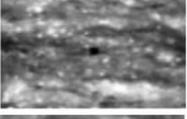
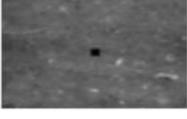
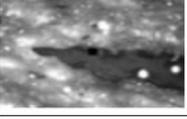
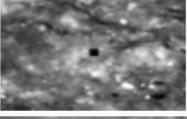
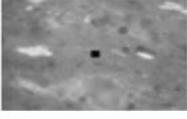
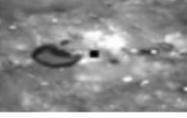
№ п/п	№ скважины, глубина отбора керна, м	Фото	
		Простой свет	УФ свет
1	Советская - 19, 2900 - 2907 м		
			
2	Курская - 10, 3194 - 3204 м		
			
3	Озек - Суат - 5, 2380 - 2386 м		
			
4	Александровская - 5, 2161 - 2169 м		
			

Рисунок 5.16 - Углететрографическое исследование образцов хадумских отложений

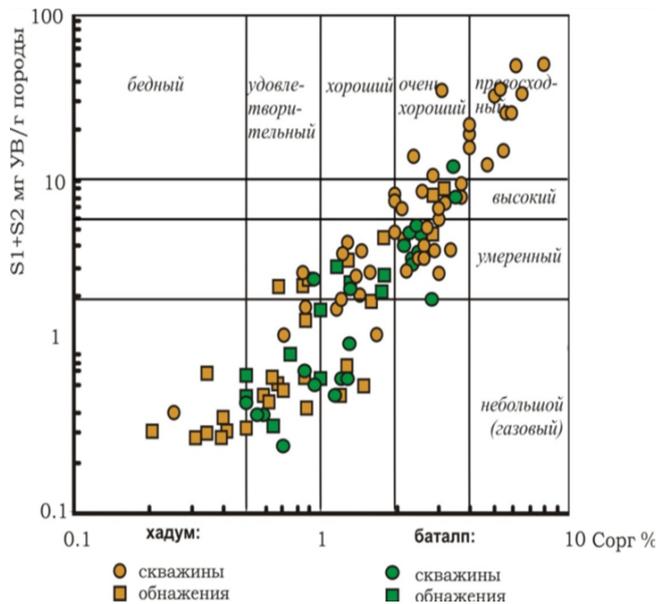
По результатам пиролизических исследований была определена содержание органического вещества (табл. 5.1).

Значительная часть изученных образцов на графике (рис. 5.17а) попадает в поле «хороших», «очень хороших» и «превосходных» нефтематеринских пород [44]. Из рисунка 5.17б видно, что большинство образцов пород попадает в поле керогенов II-III и III типов.

Таблица 5.1 - Классификация нефтегазоматеринских пород по углеводородно-генерационному потенциалу (По классификации К.Е. Peters (1986))

Углеводородно-генерационный потенциал	Содержание Сорг, %	Параметры Рок-Эвал, мг УВ/г породы	
		S1	S2
Бедные	<0-0,5	<0-0,5	<0-2,5
Удовлетворительные	0,5-1	0,5-1	2,5-5
Хорошие	1-2	1-2	5-10
Очень хорошие	2-4	2-4	10-20
Отличные	> 4	> 4	> 20

а



б

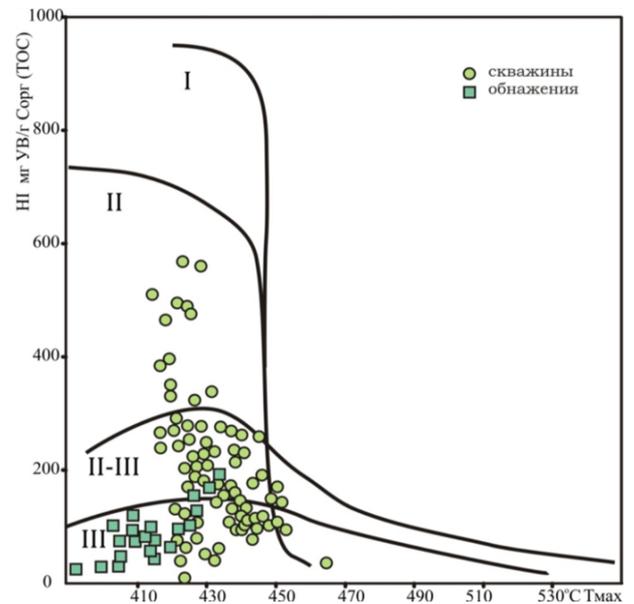


Рисунок 5.17 - Графики хадумских отложений по данным пиролиза: а - график зависимости S1+S2 от  $C_{орг}$ , характеризующий качество нефтематеринских пород; б - модифицированная диаграмма Ван-Кревелена [99]

### 5.1.3 Коллекторы и флюидоупоры

Как было отмечено выше майкопские отложения представляют собой гибридный феномен, включающие как нефтегазоматеринские свойства и 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 развитием разнофациальных, несходных по составу комплексов (Петриченко, 2021). Матрицы в исследованных образцах пород майкопского возраста сложены глинистыми агрегатами на 45% с добавками ОВ, кремневого – калломорфный кремнезем, карбонатного – кристаллический и остатки раковин материалов и обломочной компоненты алевроитопелитовой размерности [120]. В общей составляющей пористости развиты трещинной компоненты. Преобладающим развитием (62-65%) пользуются поры щелевидно-дисковидной формы с Кф 0.2 – 0.5. В глинистых толщах майкопской серии было выявлено широко развитие различные морфологические типы пустот – изометричные и щелевидные пустоты, очень часто заполненные УВ органического происхождения (рис.5.18) [120].

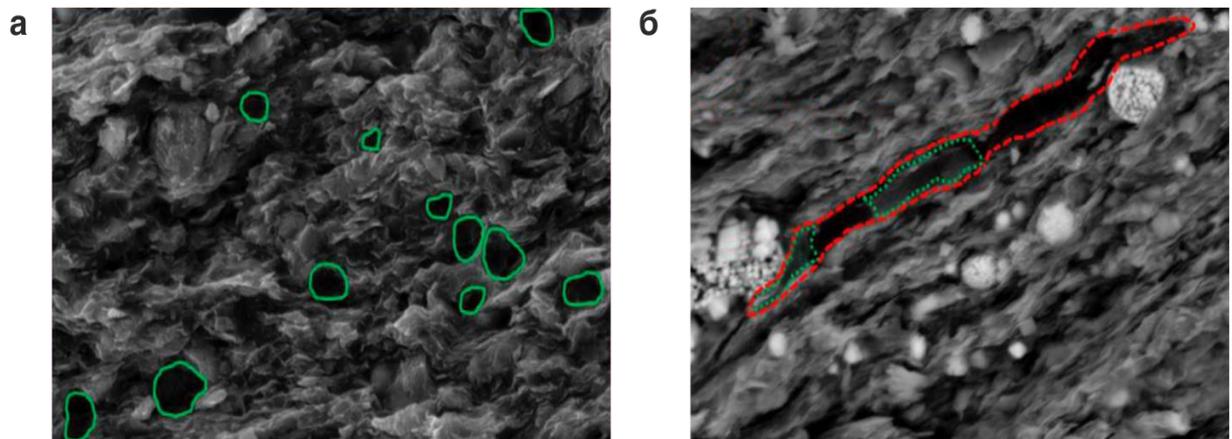


Рисунок 5.18 - Органические поры: а – изометрические в глинистой массе породы, заполненные УВ (образец из скв. Южно-Острогорская с глубины 2305 м); б – щелевидные, частично заполненные УВ (образец из скв. Южно-Острогорская с глубины 2307 м)

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 [93]-[97].

Разрез миоцена в данном регионе характеризуется высокой расчлененностью и тонкослоистостью. Основную роль в формировании коллекторов играет трещинная емкость.

## **5.2 Эволюция ГАУС и развитие процессов генерации, миграции и аккумуляции ГАУС в Терско-Каспийской НГО**

Как было отмечено выше олигоцен миоценовая ГАУС охватывает территории Терско-Каспийской, Восточно-Предкавказской и Ставропольской нефтегазоносных областей. Учитывая различия в развитии процессов онтогенеза нефти и газа в пределах на территории Терско-Каспийском НГБ рассматриваемого региона дается ретроспективный анализ эволюции ГАУС для южной складчатой части (Терско-Каспийская НГО) и северного платформенного борта (Центрально-Предкавказская, Восточно-Предкавказская и Ставропольской НГО).

### ***5.2.1 Эволюция процессов генерации нефти и газа, очаги генерации УВ***

В результате трехмерного моделирования были получены карты современной зрелости органического вещества моделируемых нефтегазоматеринских толщ (рис. 5.19). Зрелость пород определяется глубиной их залегания и возрастает с увеличением возраста.

В Терско-Каспийском бассейне в майкопских отложениях сохраняется высокая зрелость ОВ. В миоценовой части разреза зрелость не превышает уровня ранней нефтегенерации.

В результате трехмерного моделирования были получены карты рассчитанного индекса TR, отражающего современный уровень преобразованности керогена ОВ моделируемых НГМТ (рис. 5.20).

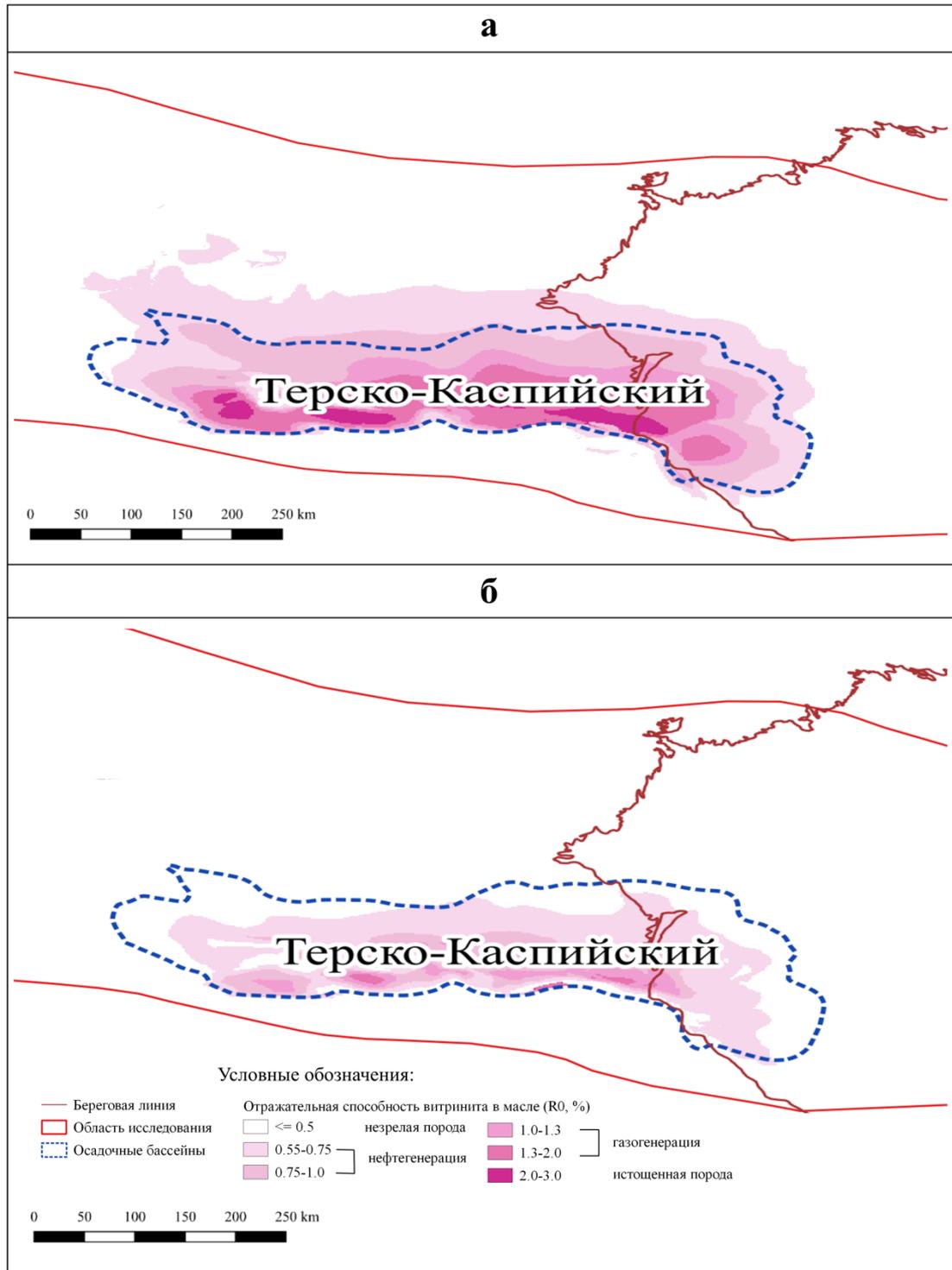


Рисунок 5.19 - Карты современной зрелости майкопских(а) отложений  
и миоценовых(б) отложений

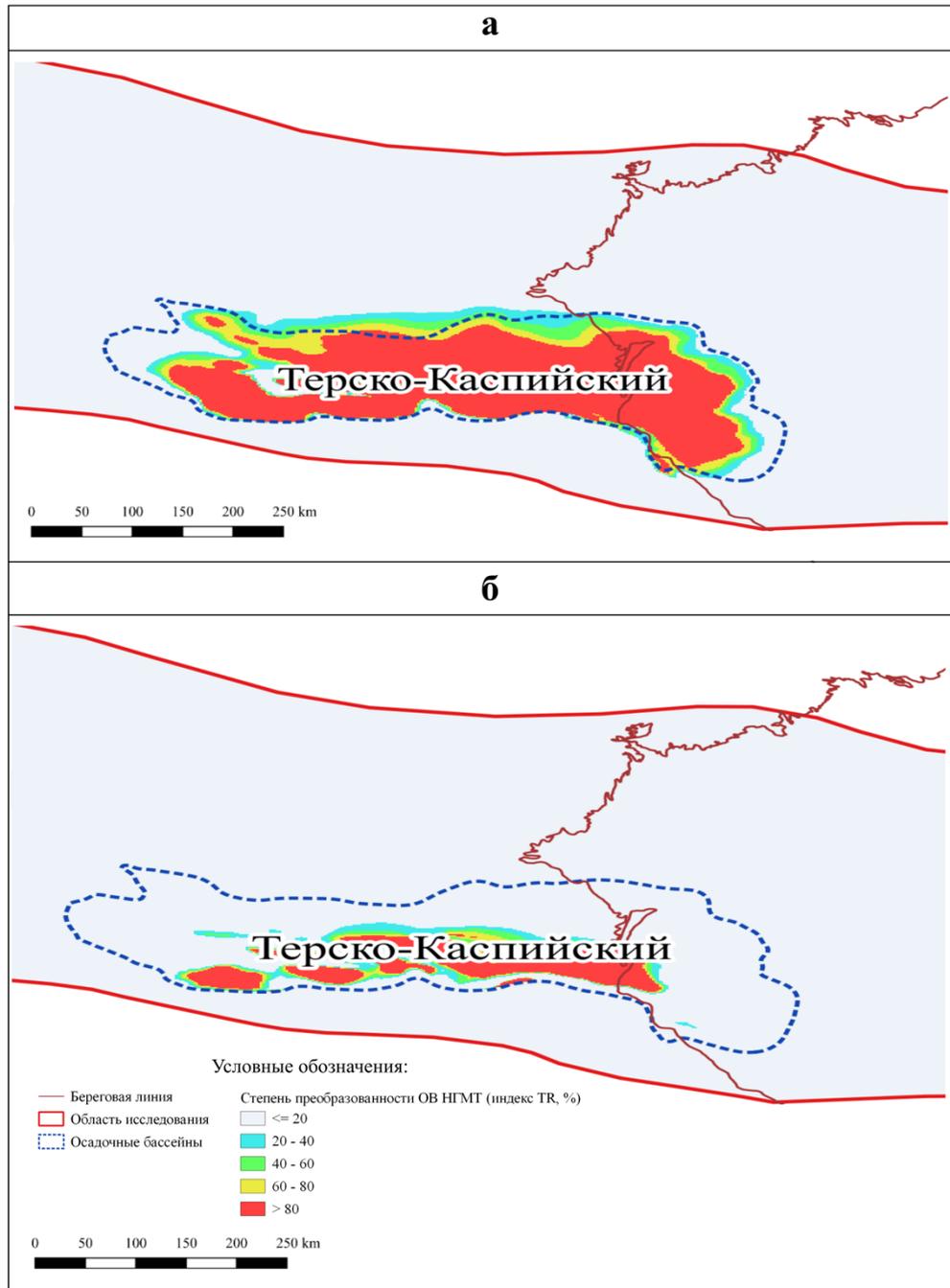


Рисунок 5.20 - Карты степени преобразованности (TR) ОВ майкопских(а) отложений и миоценовых(б) отложений

Видно, что в пределах Терско-Каспийского депозитра практически не претерпело существенной переработки ОВ майкопских и миоценовых отложений этих бассейнов. В олигоценное время начинается накопление мощной толщи глинистых отложений майкопской серии, что способствовало переходу средне-верхнеюрских НГМТ в область газового окна [114]-[116].

Основываясь на специфике органического вещества и степени катагенетической преобразованности выделенных НГМТ, в Терско-Каспийском прогибе повсеместно

основными источниками нефтяных флюидов в настоящее время могут являться отложения майкопской серии.

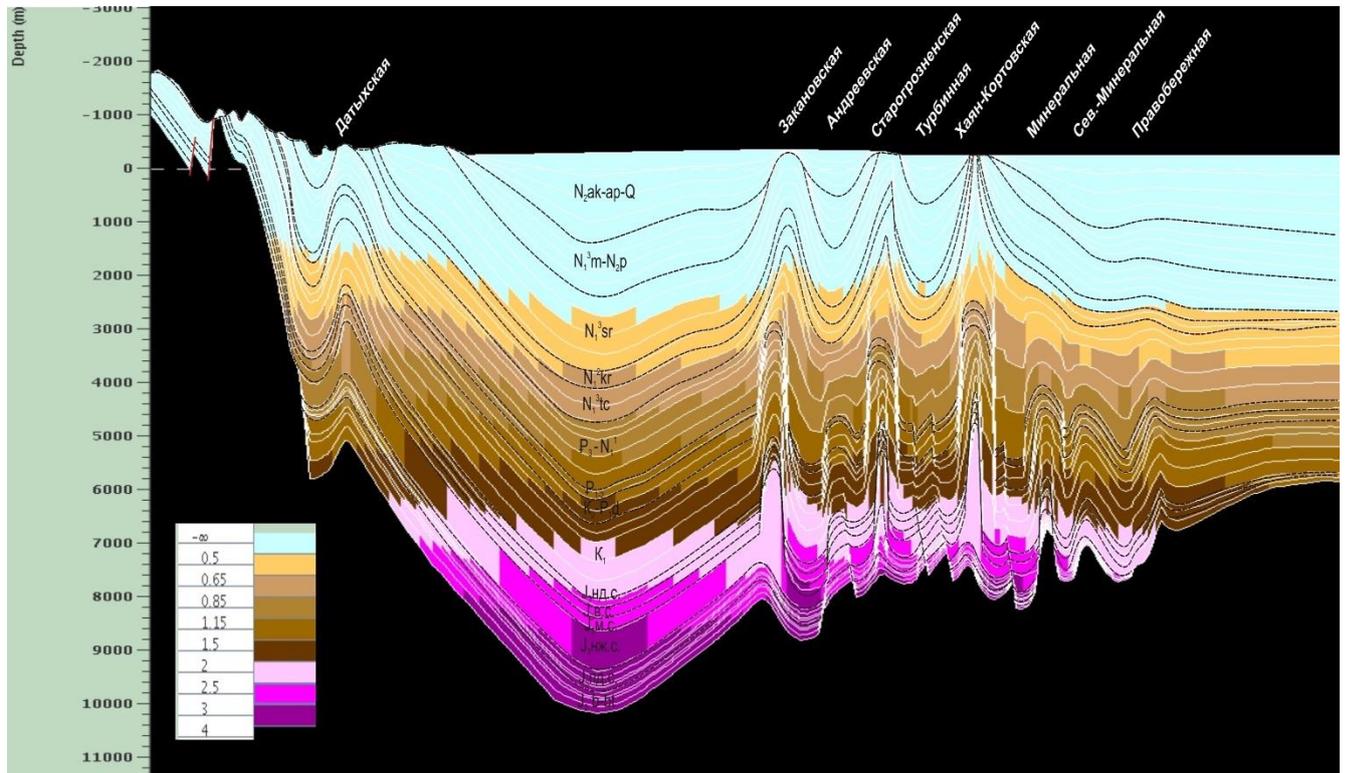


Рисунок 5.21 - Катагенетическая зональность осадочного чехла по линии меридионального геологического профиля

Модели эволюции катагенетических зон по мере нарастания мощности осадочного чехла в процессе погружения региона (рис. 5.21) показывает, что майкопские отложения в Терско-Каспийском прогибе и Восточном Предкавказье начинают входить в зону «ранней генерации нефти» к началу среднего миоцена. К этому времени относится начало зарождения 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. К началу раннего плиоцена (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 [45]-[50].

Согласно результатам моделирования верхняя граница ГЗН для Терско-Каспийского прогиба в разных тектонических зонах фиксируется на глубинах от 2700-до 3500 м, нижняя граница ГЗН приурочена к глубинам от 4000 до 5000 м. (Исмаилов Д.Д. и др, 2019)

Для выделения очагов нефтегазогенерации и картирования их границ использовались карты удельных плотностей эмиграции УВ, полученные в результате трехмерного моделирования (рис. 5.22).

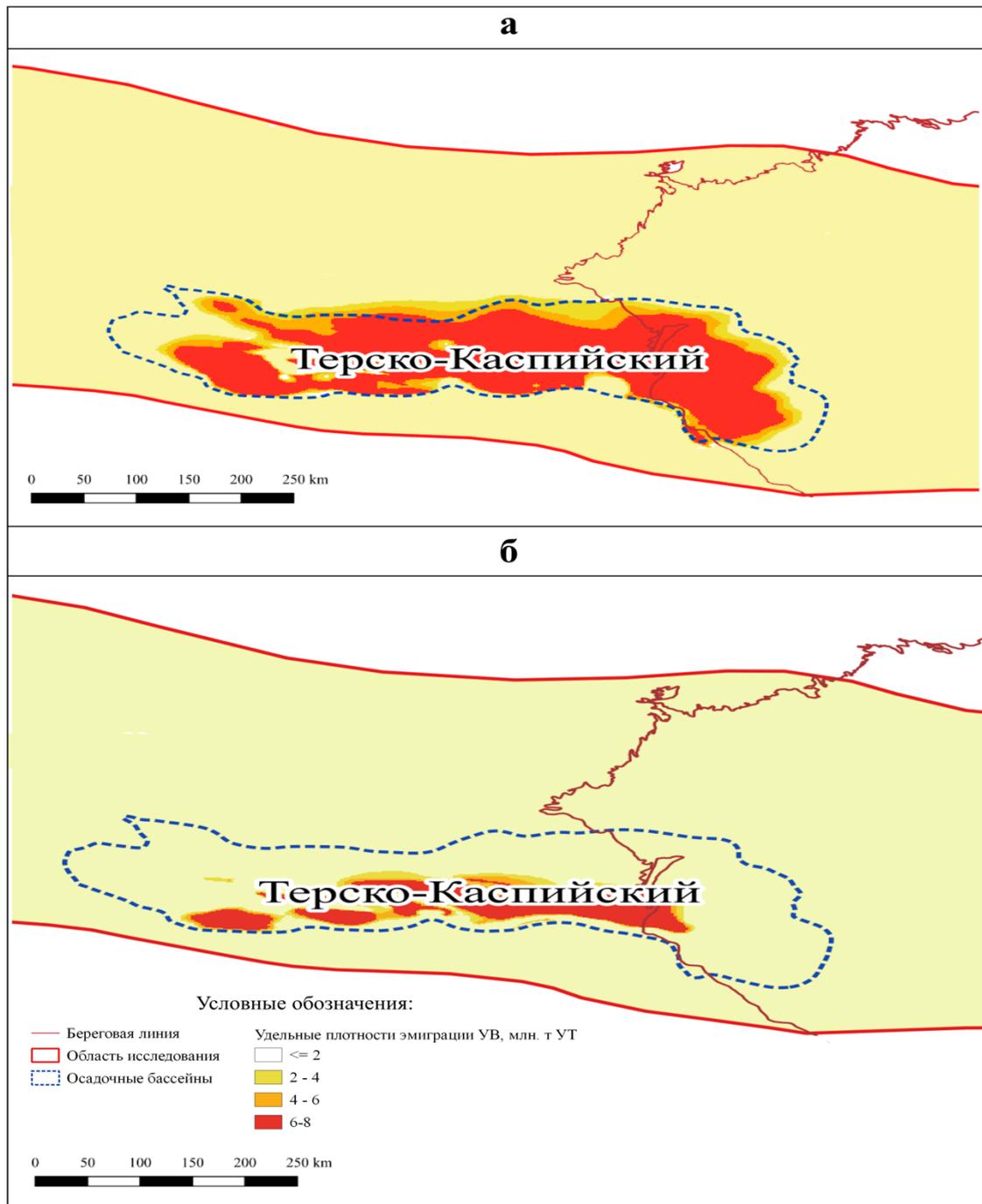


Рисунок 5.22 - Карты удельных плотностей эмиграции УВ из НГМТ, майкопских (а) отложений и миоценовых (б) отложений

К очагу относили только те области зрелой НГМТ, где эмиграция углеводородов уже началась. Границы проводились по изолинии 1 млн. т УТ. В результате, в Терско-Каспийском бассейне очаги нефтегазогенерации в кайназойском комплексе установлены на 3 стратиграфических уровнях - палеоген, майком и миоцен.

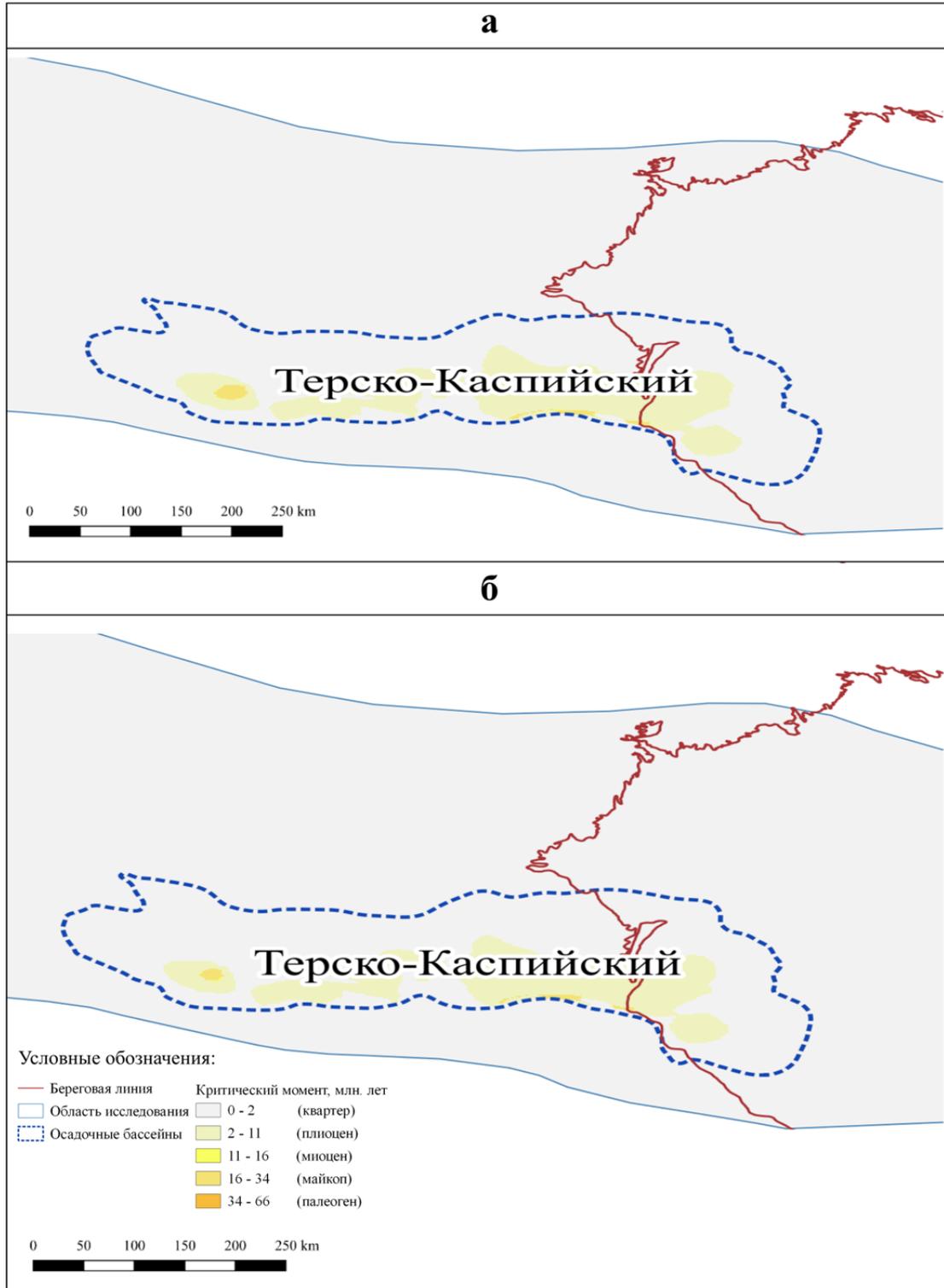


Рисунок 5.23 - Карта преодоления критического момента эоценовой (а) и майкопской (б) НГМТ

Воспользуюсь вышеуказанными картами удельных плотностей эмиграции УВ, т.е. если отобразить объем эмигрировавших углеводородов в каждой ячейке грида моделируемой НГМТ (в данном случае -2000x2000x50 м) – получится карта критического момента. Она отражает неравномерное погружение отдельных частей очага, обусловленную тектонической дифференциацией бассейнов. Такая дифференциация может приводить к вариациям типа флюида в аккумуляциях УВ даже при условии одинакового типа ОВ в очаге. Таким образом, были получены карты (рис 5.23) преодоления критического момента в НГМТ. На рисунках отражены латеральные вариации преодоления моделируемыми нефтегазоматеринскими толщами критического момента [117]-[119].

В соответствии с Magoon (ссылка) под «Критическим моментом» углеводородной системы понимается определенный рубеж эволюции ГАУС, когда более половины углеводородов эмигрировало из нефтегазоматеринской толщи. Преодоление критического момента происходит в очагах генерации УВ - в качестве которого обычно рассматриваются НГМТ, находящиеся в главной зоне нефтеобразования (Баженова и др. 2004). Как правило, очаги приурочены к наиболее погруженным частям осадочного бассейна, в которых отложения находятся в более жестких термобарических условиях (см рис. 5.24) Этим обусловлено начало процессов эмиграции и миграция углеводородов из данных областей в коллекторские горизонты.

В Терско-Каспийском бассейне процессы генерации и эмиграции начались в середине миоцена. При этом майкопская НГМТ Терско-Каспийского бассейна преодолела критический момент раньше – в мессинское время. В таблице 5.2 приведены расчётные характеристики НГМТ майкопского возраста.

Таблица 5.2 - Характеристика генерационного потенциала майкопской НГМТ

Бассейн	Начало генерации	Начало эмиграции	Критический момент	Объем сгенерированных УВ	Объем эмигрировавших УВ
	млн лет			млн т УТ	
Терско-Каспийский	17	15.91	5.35	145662.95	142895.22

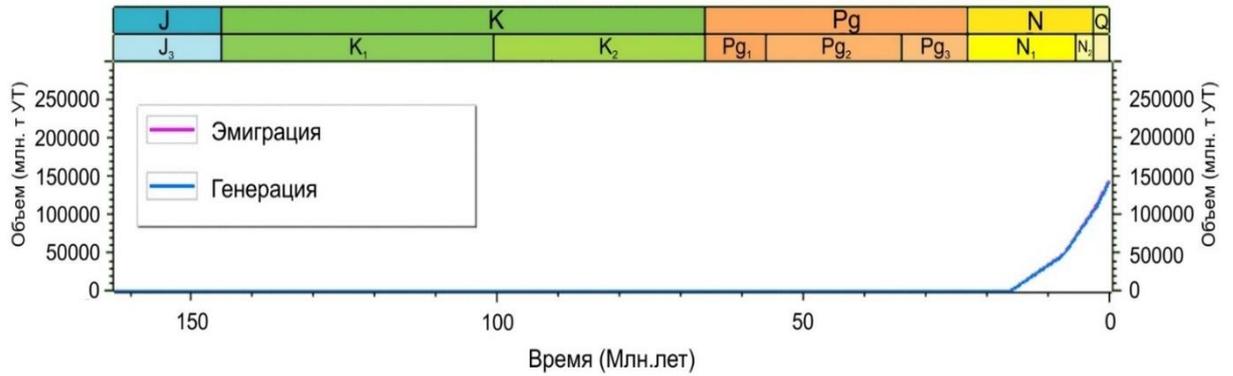


Рисунок 5.24 - Графики генерации и эмиграции углеводородов майкопской НГМТ в Терско-Каспийском бассейне

В Терско-Каспийском бассейне очаги выявлены в миоценовой части осадочного разреза (табл. 5.3). Генерация и эмиграция УВ началась в конце миоцена, критический момент преодолен на современном этапе. Наиболее интенсивно процессы протекали во второй половине неогена (рис. 5.25).

Таблица 5.3 - Характеристика генерационного потенциала миоценовой НГМТ

Бассейн	Начало генерации	Начало эмиграции	Критический момент	Объем сгенерированных УВ	Объем эмигрировавших УВ
	млн лет			млн т УТ	
Терско-Каспийский	8	7.18	1.83	41210.03	39998.51

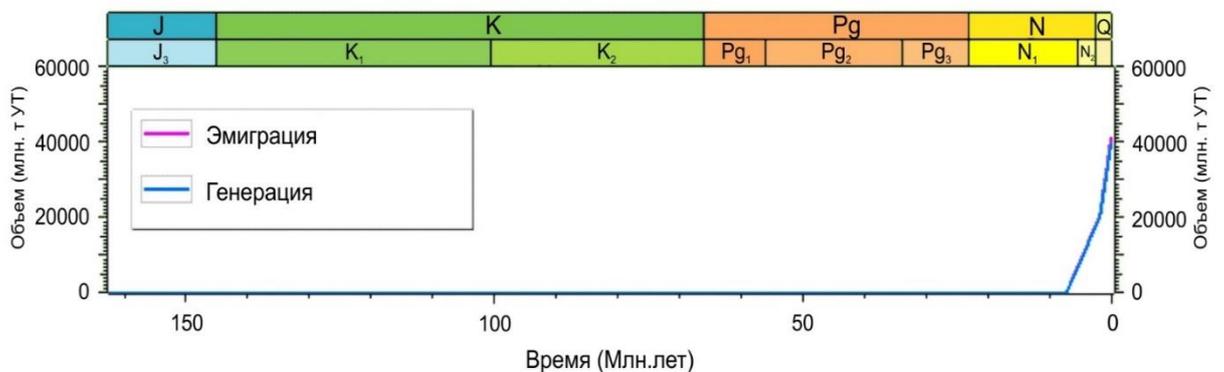


Рисунок 5.25 - Графики генерации и эмиграции углеводородов миоценовой НГМТ в Терско-Каспийском бассейне

Таким образом, основываясь на специфике органического вещества и степени катагенетической преобразованности выделенных НГМТ, основными источниками нефтяных флюидов в настоящее время могут являться отложения майкопской серии и кумской свиты.

На катагенетических моделях отчетливо выделяется ряд очагов нефтеобразования в пределах Осетинской, Чеченской и Сулакской впадин. Глубина расположения очагов соответствует интервалу от 2800 до 5000 метров.

По результатам моделирования установлено, на значительной части исследуемой территории майкопские отложения сохранили значительный генерационный нефтегазоматеринский потенциал. Лишь в пределах передового прогиба, в депоцентрах Чеченской и Осетинской впадин степень выработанности ОВ достигает до 70-80% (рис. 5.26)

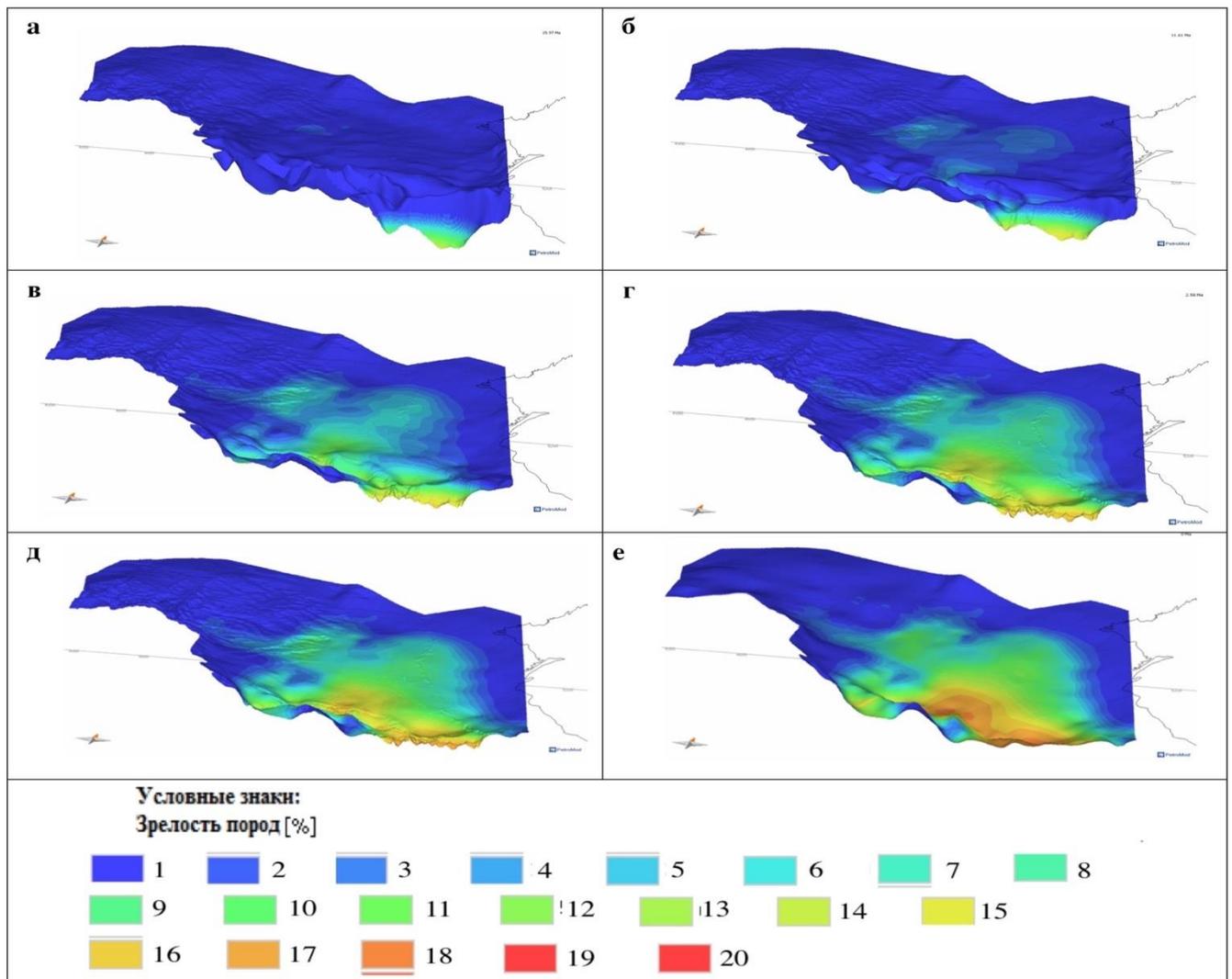


Рисунок 5.26 - Модели, отражающие степень выработанности генерационного потенциала ОВ майкопских отложений Центрального и Восточного Предкавказья

Условные обозначения: а - к началу среднего миоцена (15.97 млн.л.н.); б - к началу позднего миоцена (11.61 млн.л.н.); в - к началу раннего плиоцена (5.33 млн.л.н.); г - к началу раннего плиоцена (2.58 млн.л.н.); д - к началу четвертичного времени (1.81 млн.л.н.); е - к настоящему времени. Зрелость пород: 1 – 0-5%; 2 – 5-10%; 3 – 10-15%; 4 – 15-20%; 5 – 20-25%; 6 – 25-30%; 7 – 30-35%; 8 – 35-40%; 9 – 40-45%; 10 – 45-50%; 11 – 50-55%; 12 – 55-60%; 13 – 60-65%; 14 – 65-70%; 15 – 70-75%; 16 – 75-80%; 17 – 80-85%; 18 – 85-90%; 19 – 90-95%; 20 – 95-100%.

### ***5.2.2 Миграция и аккумуляция УВ***

Миграционно-аккумуляционный процесс контролируется механизмами и законами региональной и локальной геофлюидодинамикой. По результатам моделирования (рис. 5.27) выявлено, что миграционные процессы в рассматриваемых отложениях начинаются в среднем миоцене. Результаты выполненного моделирования показали, что для моделируемых ГАУС характерны перетоки из основного резервуара, залегающего непосредственно над моделируемой нефтегазоматеринской толщей, в вышележащие. Это обусловлено особенностями формирования осадочных образований в условиях чередующихся регрессий и трансгрессий. Временной интервал неогена-квартера характеризуется частой мозаичной сменой трансгрессивно-регрессивных обстановок. Регрессивные условия часто сопровождалась 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 согласуется с наличием многопластовых залежей [121].

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 синклинали 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.

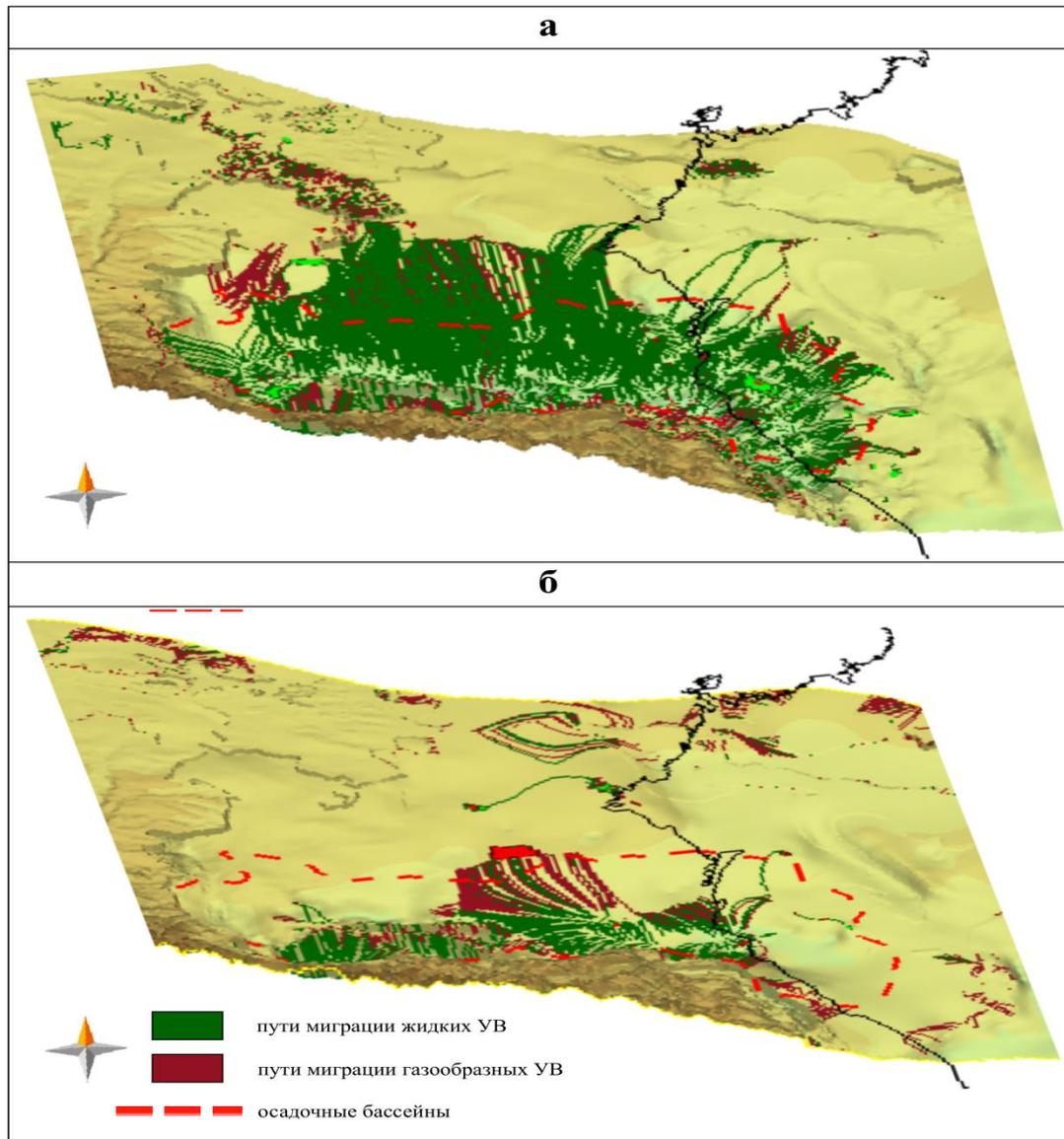


Рисунок 5.27 - Модели миграции УВ в майкопских(а) и миоценовых(б) резервуарах  
(Д.Д. Исмаилов)

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 перераспределения 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 материнскими толщами их потенциалов, а также определило специфику процессов аккумуляции (рис. 5.28а).

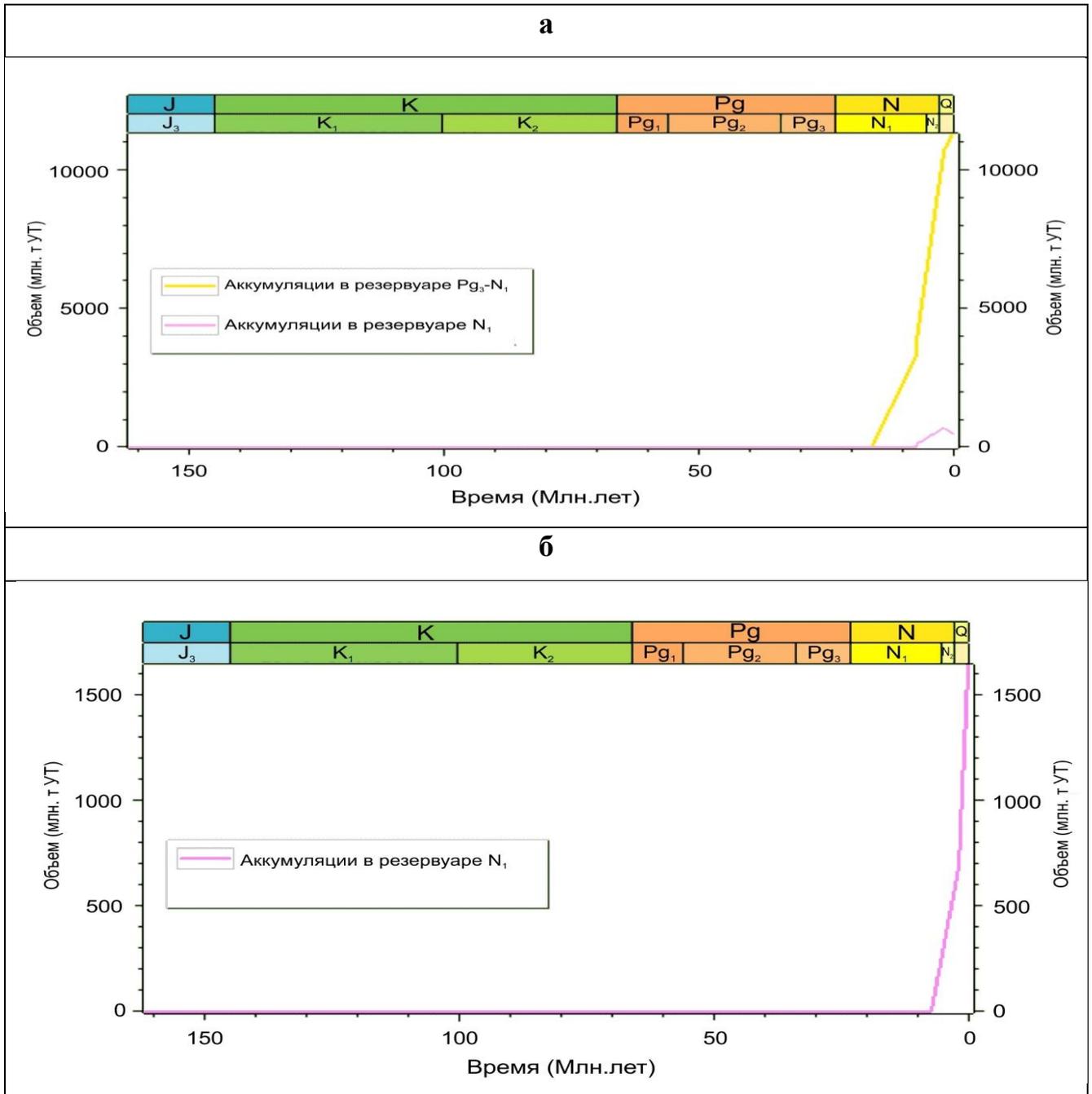


Рисунок 5.28 - График аккумуляции УВ из майкопского (а) и миоценового (б) очагов Терско-Каспийского бассейна

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 5.28б приведены графики аккумуляций этих миоценовых ГАУС, которые отражают устойчивый тренд увеличения объемов углеводородов в резервуарах вплоть до настоящего времени. 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 таблице 5.4 и 5.5 приведена характеристика аккумулированных углеводородов, в олигоцен-миоценовых отложениях Терско-Каспийского бассейна.

Таблица 5.4 - Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС из НГМТ 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 5.5 - Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС из НГМТ в миоценовых отложениях

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

Сочетание устойчивого погружения в очагах генерации и подъема 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.

## ГЛАВА 6. ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ ЗЕЛЕЖЕЙ УВ В ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТЕРСКО-КАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА

Анализ распределения месторождений углеводородов в Терско-Каспийском НГБ свидетельствует, что весьма значимым генератором скоплений, содержащих нефтяную компоненту на всём протяжении части региона, примыкающей с севера к орогену Большого Кавказа, являются нефтематеринские отложения майкопской серии олигоцен-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). Широкое территориальное развитие хадумского горизонта майкопской серии в границах Терско-Каспийского НГБ и его нефтегазогеохимические характеристики позволяют исследователям рассматривать его, также в качестве главного потенциального источника «сланцевых» углеводородов.

Месторождения газа и газоконденсата выявлены преимущественно на относительно поднятых валлообразных 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 мелкайнозойского 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 во-вторых – на вероятность осуществления через зоны разломов дегазации глубинных недр, продукция которой улавливается приразломными ловушками.

Результаты моделирования позволили выявить расчетные аккумуляции УВ (рис. 6.1а). Прогнозируемые по результатам моделирования скопления УВ были сравнены с фактической нефтегазоносностью одновозрастных осадочных комплексов. По результатам выполненного моделирования в отложениях майкопской серии Терско-Каспийского бассейна прогнозируются скопления углеводородов. Перспективные объекты поисков углеводородов показаны на рисунках 6.1б, в.

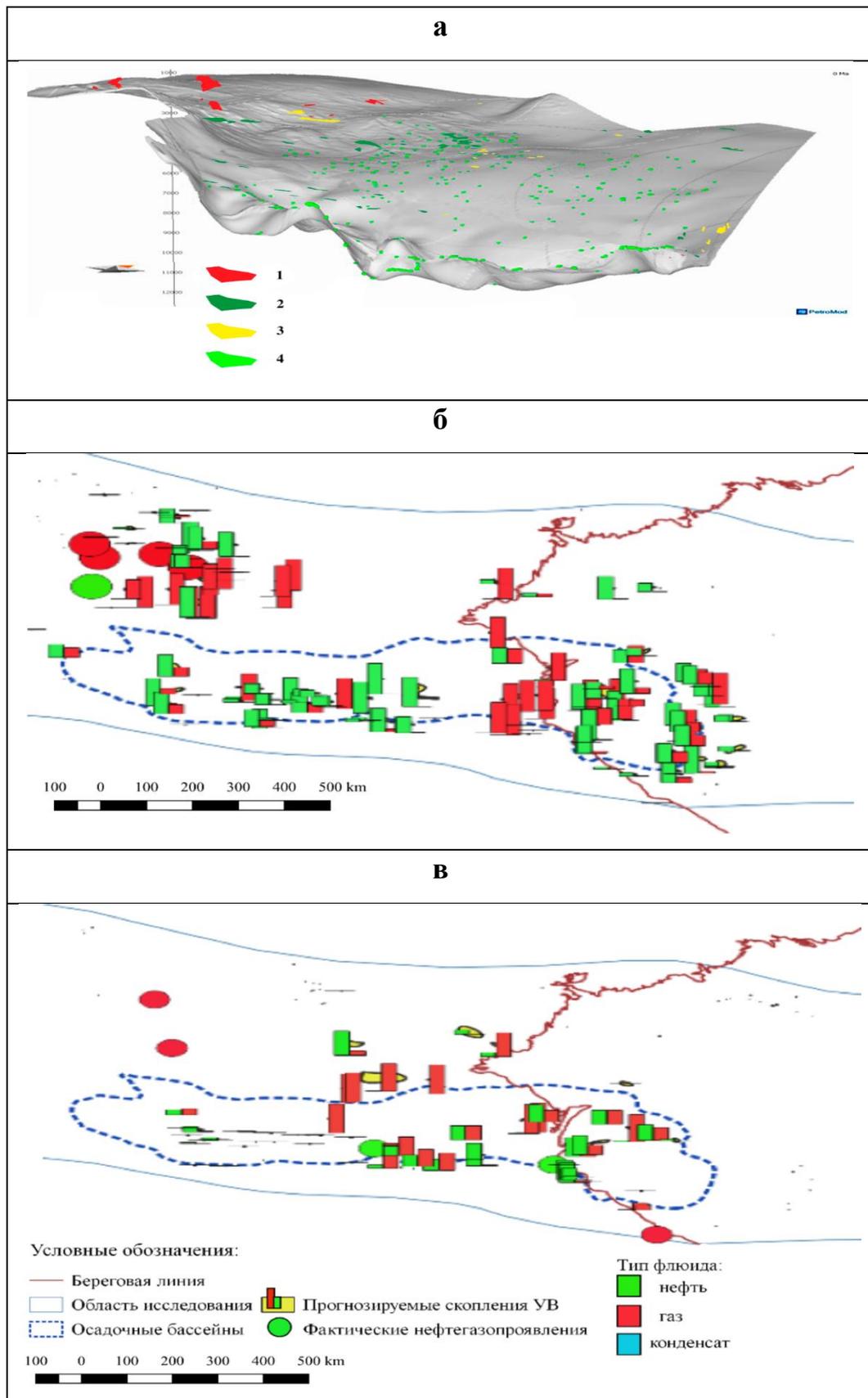


Рисунок 6.1 - Модели аккумуляции УВ (а) и карты прогноза скоплений УВ в майкопских (б) и в миоценовых (в) отложениях

Условные обозначения к рис. 6.1а: 1 – открытые газовые месторождения; 2 – открытые нефтяные месторождения; 3 – открытые газоконденсатные месторождения; 4 – прогнозируемые расчетные аккумуляции УВ.

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. 6.1 б). Им соответствует 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 северо-восточного 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 Предкавказья.

В Восточно Предкавказье 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 перспективы 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 отсутствии качественных флюидоупоров. В любом случае требуется дальнейшее рассмотрение этого вопроса.

Результаты выполненного моделирования показали, что для олигоцен-миоценовой ГАУС характерны перетоки из основного резервуара, залегающего непосредственно над моделируемой нефтегазоматеринской толщей, в вышележащие. Это обусловлено особенностями формирования осадочных образований в условиях чередующихся регрессий и трансгрессий. На региональном уровне основные регрессивные этапы соотносятся с концом юрского и мелового периодов. В палеогене – регрессивные обстановки существовали в только восточной части изучаемой территории. Временной интервал неогена-квартера характеризуется частой мозаичной сменой трансгрессивно-регрессивных обстановок. Регрессивные условия часто сопровождалась 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 согласуется с наличием многопластовых залежей.

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

Результаты моделирования позволили выделить два направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в Терско-Каспийском НГБ.

Прежде всего здесь следует выделить продолжение *поисков традиционных запасов УВ в гранулярных коллекторах среднего миоцена в Терско-Каспийской НГО.*

Исходя из особенностей геологического развития исследуемого региона, литогенетических типов пород, слагающих рассматриваемый комплекс, в его структуре вследствие проявления палеоструктурного и лито-фациального факторов могли сформироваться пластовые сводовые, массивные, связанные с зонами трещиноватости в недрах антиклинальных структур, а также с карбонатными массивами органического происхождения, пластовые тектонически, литологически и стратиграфически экранированные ловушки и подчиненные им залежи нефти и газа.

*Второе, нетрадиционное направление геологоразведочных работ, 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 7×10 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.*

Полученные по итогам моделирования и выполнявшихся в регионе геологоразведочных работ разного периода количественные характеристики потенциала УВ, данные Государственного баланса, публикуемые и отчётные оценки ресурсов его территорий и акваторий позволяют представить генерализованную схему перспектив его нефтегазоносности (рис. 6.2). На приводимой схеме (см. рис. 6.2) они выражены через региональное распределение интервалов плотности ресурсов УВ в предположении, что оно (распределение) контролируется системами бассейновых структур, включающих

нефтегазогенерационные бассейны ("очаговые районы") и сопряжёнными с ними зонами концентрации ловушек разного типа и происхождения. Это предположение имеет своим основанием рассмотренные выше характерные черты и особенности распределения месторождений в регионе, известные представления об основных факторах, контролирующих процессы нефтегазообразования и накопления УВ и результаты моделирования бассейнов и соответствующих им углеводородных систем.

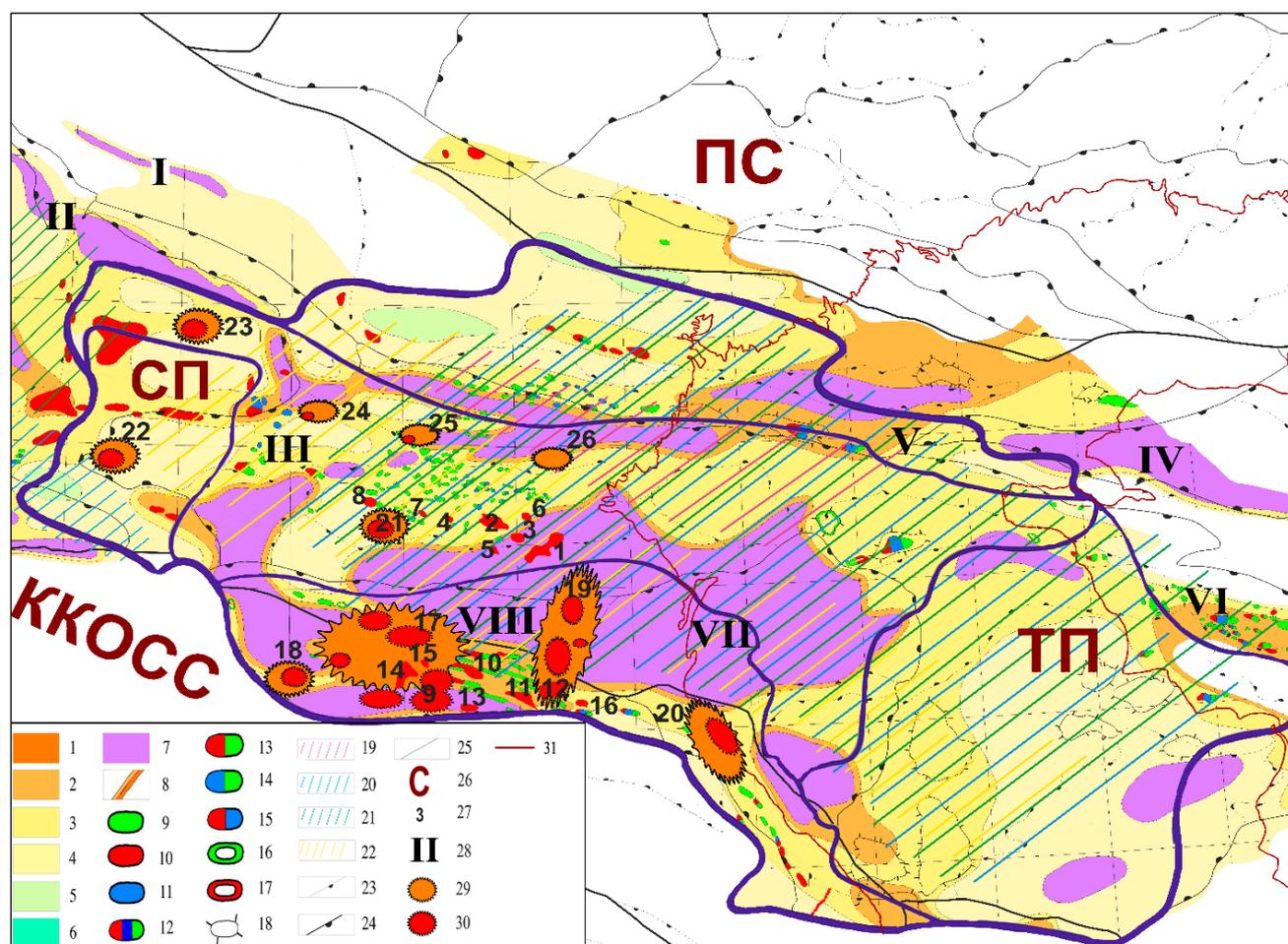


Рисунок 6.2 - Карта перспектив нефтегазоносности Предкавказья

(Д.Д. Исмаилов, Р.Н. Мустаев). Использованы материалы [4; 111; 121] с изменениями и дополнениями

Условные обозначения: Интервалы средних плотностей локализованных УВ ресурсов: 1 – ультраконцентрации УВ в районах месторождений-гигантов ( $> 1000$  тыс. т/км<sup>2</sup>); 2 – от 100 до 100 тыс. т/км<sup>2</sup>; 3 – от 10 до 100 тыс. т/км<sup>2</sup>; 4 – от 1 до 10 тыс. т/км<sup>2</sup>; 5 – от 0,1 до 1 тыс. т/км<sup>2</sup>; 6 – неперспективные области орогенов и неглубокого ( $< 0,5$  км) залегания фундамента; 7 – очаговые области и зоны с частичным или полным отсутствием ловушек; 8 – градиентные зоны вероятной разгрузки УВ (зоны разломов, трещиноватости

или размыва). Месторождения УВ: 9 – нефтяные; 10 – газовые; 11 – конденсатные; 12 – нефтегазоконденсатные; 13 – нефтегазовые; 14 – нефtekонденсатные; 15 – газоконденсатные. Проявления УВ: 16 – нефтяные; 17 – газовые; 18 – отдельные перспективные структуры; 19 – территории, перспективные на триасовые отложения; 20 – территории, перспективные на юрские отложения; 21 – территории, перспективные на меловые отложения; 22 – территории, перспективные на палеоген-неогеновые отложения. Структурные и тектонические границы: 23 – элементов первого порядка; 24 – крупнейших (надпорядковых) элементов; 25 – платформ и складчатых поясов; 26 – региональные структурные элементы; 27, 29, 30 – перспективные объекты 28 – крупнейшие (надпорядковые) структурные элементы, 31 – береговая линия.

ПС – Прикаспийская синеклиза; СП – Скифская плита (I – Кряж Карпинского; II – Тузлов-Маньчская система прогибов; III – Среднекаспийская синеклиза «Скифское крыло»); ТП – Туранская плита (IV – Арало-Устюртская синеклиза; V – Мангыстау-Центрально-Устюртская зона поднятий, VI – Среднекаспийская синеклиза «Туранское крыло», VII – Терско-Каспийский прогиб); ККОСС – Крымско-Кавказская орогенно-складчатая система (VIII – Восточно-Кавказский форланд (складчатый борт Терско-Каспийского прогиба)).

Перспективные объекты: В Прикумской зоне: 1-Прикумская, 2-Озек-Суатская, 3-участок юго-восточнее от Озек-Суатской зоны, 4- участок западнее Озек-Суатского поднятия, 5-участок между Ачикулакским валом и Озек-Суатским поднятием, 6-участок на северном борту Прикумской системы поднятий, 7- Петропавловское поднятие 8-участок на границе Ачикулакского вала и Довсуновского прогиба. В Терско-Каспийском прогибе: 9-участок в пределах Сунженской (Заманкульской) антиклинальной зоны, 10-участок в восточной части Терской (Молгабекской) антиклинальной зоны, 11-Старо-Грозненское поднятие, 12- участок в центральной части Притеречной антиклинальной зоны, 13- участок в юго-западной границе Чеченской впадины, 14-участок в западной части Терской антиклинальной зоны, 15-участок в пределах Терской (Молгабекской) антиклинальной зоны, 16-участок на юго-восточной оконечности Притеречной антиклинальной зоны. Объекты в хадумской толще 17 - Грозненский, 18 - Эльхотовский, 19- Кизляро-Кочубейский, 20 - Махачкалинский, 21- Южно-Нефтекумский, 22- Ставропольский, 7 - Ипатовский, 23 – Северо-Благодарненский, 24- Северо-Нефтекумский, 25- Северо-Восточно-Нефтекумский.

## 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 олигоцен-неогеновый период связан с формированием краевого прогиба перед фронтом складчатого сооружения Большого Кавказа. Исследование условий формирования осадочных комплексов позволили создать литологические модели мезокайнозойских 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 моделирование Терско-Каспийской олигоцен-миоценовой ГАУС, в результате которого показано, что очаги генерации углеводородов располагаются в пределах выделенных бассейнов. На основании уровней современной зрелости и преобразованности ОБ 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 синклиналильной 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-Маньчском, Чограйском прогибах, в зоне Прикумской системы поднятий – Довсунском, Кумском, Бажиганском, Чернорынковском прогибах.

Сочетание устойчивого погружения в очагах генерации и подъема 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 определить 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 является их тектонический режим, который контролирует: латеральные вариации структуры осадочного чеха, локализацию очагов генерации углеводородов, созревания НГМТ и реализации ими начального углеводородного потенциала и аккумуляцию УВ в различных ловушках.

**ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ**

В диссертации применяются следующие сокращения и обозначения:

ГКМ	-	Газоконденсатное месторождение
ГНК	-	Газонефтяной контакт
ГНО	-	Газонефтеносная область
ГС	-	Горючие сланцы
ГТИ	-	Геолого-технологические исследования
ГРР	-	Геологоразведочные работы
ЗКП	-	Западно-Кубанский прогиб
ЗНГН	-	Зона нефтегазонакопления
КВД	-	Кривая восстановления давления
НГБ	-	Нефтегазоносный бассейн
НГКМ	-	Нефтегазоконденсатное месторождение
НМП	-	Нефтематеринский потенциал
НОП	-	Нерастворимый остаток породы
МОВ	-	Метод отражённых волн
ОВ	-	Органическое вещество
ОСВ	-	Отражательная способность витринита
ПБ	-	Природные битумы
ПТ	-	Продуктивная толща
СБА	-	Спиртобензольный битумоид
СГС	-	Сверхглубокая скважина
СМЭ	-	Сейсмамагнитный эффект
СРУ	-	Суммарные ресурсы углеводородов
ТКПП	-	Терско-Каспийский передовой прогиб
УВ	-	Углеводороды
ФЕС	-	Фильтрационно-емкостные свойства
ХБ	-	Хлороформный битумоид
ЧКР	-	Черноморско-Каспийский регион
ЯМР	-	Ядерно-магнитный резонанс
HI	-	Hydrogen index (водородный индекс)
T <sub>max</sub>	-	Температура максимального выхода углеводородов при пиролизе

- OI - Oxygen index (кислородный индекс)  
PI - Production index (степень выработанности керогена)

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. Летавин А.И. Тектоника, формации и нефтегазоносность доюрских отложений молодой платформы Юга СССР. Дисс. доктор. г.-м.н., ИГиРГИ М., 1977, 324 с.
2. Сенин Б.В., Савченко В.И., Устьянцев В.Л., Шайнуров Р.В. Структура и нефтегазогеология морей ЧКР по комплексу геолого-геофизических данных. В сб. Проблемы геологии и освоения нефти юга России. ЮНЦ РАН, Ростов-на-Дону, 2006, с. 174-176.
3. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004, 342 с.
4. Сенин Б.В. Чёрное море. В кн.: Тектоника южного обрамления Восточно-Европейской платформы (объяснительная записка к тектонической карте Черноморско-Каспийского региона. М 1:2500000). Под. Ред. В. Е. Хаина и В. И. Попкова. Краснодар: ЮНЦ РАН – Куб ГУ, 2009, с. 162-171.
5. Глумов И.Ф., Гулев В.Л., Сенин Б.В., Карнаухов С.М. Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон. Под ред. Б. В. Сенина. В 2-х частях. М., Изд. Дом Недра, 2014. 4.1, 279 с.; 4.2, 181 с.
6. Senin B.V., Leonchik M.I. Model of Regional Tectonics and Hydrocarbon Potential Offshore Russia and Foreign Sectors of the Black Sea – Caspian Region // 5-th St-Petersburg EAGE Intern. Conf. and Exhob., 2012, AO13, p. 4 and 31 plates.
7. Тектоника мезоканозойских отложений Черноморской впадины. М., Недра, 1985, 215 с.
8. Космофототектоническая карта Кавказа, Ближнего и Среднего Востока масштаба 1:5 000 000 (под. ред. В. Е. Хаина, Т. А. Асланяна, Я. Г. Каца). М., МГУ им. М. В. Ломоносова, АН Арм. ССР, 1983.
9. Шимкус К.М., Маловицкий Я.П., Шуенко С.И. Коренные породы со дна Чёрного моря. Геолого-геофизические исследования Средиземного и Чёрного морей. М., ИО АНССР, 1979, с. 26-44.
10. Шимкус К.М., Прокопцев Н. Г., Жигунов А.С. Состав вулканогенных пород

со дна Чёрного моря. Геолого-геофизические исследования Средиземного и Чёрного морей. М. ИО АНСССР, 1979, с. 45-52.

11. Геологическая карта Кавказа масштаба 1:500000. Под ред. Д.В. Наливкина. МГСССР, 1976.
12. Карта поверхностей выравнивания и кор выветривания территории СССР, м-ба 1:2 500 000. Под ред. И.П. Герасимова и А.В. Сидоренко. МГ СССР, 1971 г.
13. Геология СССР, Т. IX, Северный Кавказ. М., Недра, 1968, 759 с.
14. Милановский Е.Е. Геология России и ближнего зарубежья (Северной Евразии). М., из-во ГУ, 1996, 448.
15. Хаин В.Е. Внеальпийская Европа и Западная Азия. М., Недра, 1977, 359.
16. Летавин А.И. Фундамент молодой платформы юга России, М., Наука, 1980, 178 с.
17. Муратов М.В. Тектоника и история геологического развития древних платформ и складчатых геосинклинальных поясов. М. Наука, 1986, 392.
18. Геология и нефтегазоносность шельфов Чёрного и Азовского морей. М., Недра, 1979, 189.
19. Каспийское море: геология и нефтегазоносность (Лебедев Л.И., Алексина И.А., Кулакова Л.С. и др.). Москва. Наука, 1987, 296 с.
20. Альбом структурных карт и карт мощностей кайнозойских отложений Черноморской впадины. М 1:1500000. М., ГУГК при СМ СССР, 1989.
21. Международная тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления. М1:2500000. Под. ред. В.Е. Хаина и Н.А. Богданова. М. ПКО Картография, 2003.
22. Тектоника южного обрамления Восточно-Европейской платформы. Под. ред. В.Е.Хаина и В.И. Попкова. Куб ГУ, ГИН РАН. Краснодар, 2009, 213 с.
23. Международная тектоническая карта Европы и смежных областей, м 1:2500000. АН СССР, ЮНЕСКО; М., ГУГК, 1981.
24. Шолпо В.Н. Альпийская геодинамика Большого Кавказа. М., Недра, 1978, 176 с.
25. Геолого-геофизические исследования Болгарского сектора Чёрного моря. София, Изд-во Болгарской АН, 1980, 318 с.
26. Harta Geologica 1:1000000 (M. Sandulescu e.a.) Tiparit la Institutul de Geologie i Geofizica, Romania, 1978.

27. Бончев Е. Понто-Каспийская плита и её геотектоническое положение. *Geologica Balcanica*, 5, 1. Sofia, 1975, с. 5-26.
28. Строение и эволюция земной коры и верхней мантии Чёрного моря. М., Недра, 1989, 208 с.
29. Monograf of the Black Sea. *Bolletino d: Geofisica: teoria ed applicate*. Vol. XXX. 117-118. March-June, Trieste, Italy, 1989.
30. Керимов В.Ю., Мамедов Т.А., Авербух Г.М., Нифтиев Ш.И. Глубинное строение зон сочленения Восточно-Европейской платформы и Северо-Туранской плиты // *Геотектоника*, 1990, № 5, с. 33-43.
31. Якобсон А.Н. Некоторые особенности литосферы по сейсмологическим данным. Геофизические параметры литосферы южного сектора Альпийского орогена. Киев, Наукова Думка, 1996, с. 179-200.
32. Таль-Вирский Б.В., Гребнева Э.Э. Скоростные неоднородности верхней мантии Южно-Каспийской впадины и сопредельных структур по данным топографической интерпретации времён прихода телесеизмических Р-волн. Геофизические параметры литосферы южного сектора Альпийского орогена. Киев, Наукова думка, 1996, с. 200-202.
33. Кадыров Ф.А., Мамедов С.К., Сафаров Р.Т. Исследование современной геодинамической ситуации и опасности землетрясений деформации земной коры территории Азербайджана по 5-летним GPS – данным // *Современные методы обработки и интерпретации сейсмологических данных*. – Обнинск, 2015. – С. 156-162.
34. Yetirmishli G.J., Mammadli T.Y., Kazimova S.E. Features of seismicity of Azerbaijan part of the Greater Caucasus // *Journal of the Georgian geophysical society*, 2013.
35. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. and Bondarev A.V. Evaluation of the Organic Carbon Content in the Low-Permeability Shale Formations (As in the Case of the Khadum Suite in the Ciscaucasia Region) // *Oriental Journal of Chemistry*. 2016. V.32. №6. pp. 3235-3241.
36. Guliyev, I.S., Kerimov, V.Y., Mustaev, R.N., Bondarev, A.V. The Estimation of the Generation Potential of the Low Permeable Shale Strata of the Maikop Caucasian Series // *SOCAR Proceedings*, 2018, No.1, pp. 4-20.
37. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Формы захвата свободных углеводородов керогеном // *Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований*. 2013, №10. С. 418-425.

38. Лилиенберг Д.А. Актуотектоника и экогеодинамика // Современные проблемы новейшей тектоники и геоморфологии. Санкт-Петербург, 1997, С. 16-24.
39. Осипов А.В., Керимов В.Ю, Мустаев Р.Н. Особенности генерации углеводородов на больших глубинах земной коры // Доклады Академии наук. 2018, Т. № 3(483), С. 296-300.
40. Белоусов В.В. Геотектоника. М., Изд-во Моск. Ун-та, 1976, 335 с.
41. Методика палеогеографических реконструкций (при поисках залежей нефти и газа). В.А. Гроссгейм и др., Л., Недра, 1984, 71 с.
42. Леонов Г.П. Историческая геология. М., Изд-во Моск. Ун-та, 1980, 334 с.
43. Марков К.К. Избранные труды. Палеогеография и новейшие отложения. М., Недра, 1986, 280 с.
44. Фролов В.Т. Литология. Изд-во Моск. Ун-та: кн. 1, 1992, 336 с; кн. 2, 1993, 432 с.; кн. 3, 1995, 352 с.
45. Атлас литолого-палеогеографических карт СССР, т. III-IV. М., МГ СССР, АН СССР, 1967.
46. Атлас палеогеографических карт: шельф Евразии в мезозое и кайнозое. Т. 2, Гл. ред. М.Н. Алексеев. ГИН АН СССР, Робертсон Групп, 1992.
47. Грачёв А.Ф., Николаев В.Г., Сеславский К.Б. Эволюция структуры осадконакопления и магматизма Восточно-Европейской платформы в позднем докембрии и палеозое. Тектоника и магматизм Вост.-Европ. платф. М., Фонд "Наука России", Гео-инвэкс, 1994, с. 5-36.
48. Алиев М.М. Палеогеографическая обстановка в меловой период на юго-востоке Большого Кавказа. В кн.: Стратиграфия и палеогеография нефтегазоносных областей молодых платформ. М., Наука, 1982, с. 6-23.
49. Popov S.V., Shcherba I. G., Ilyina L.B., Nevesskaya L.A., Paramonova N.P., Khodkarian S.O., Magyar I. Late Miocene to Pliocene paleogeography of the Parathetis and its relation to the Mediterranean Elsevier Paleogeography, Paleoclimatology, Palaeoecology, 238, 2006, pp 91-106.
50. Popov S.V., Shcherba I. G., Stolyarov A.S., Gurs K, Kovac M., Krasheninnikov V. A., Nagimarosy A., Pinkhasov B. I., Rogel F., Rusu A. Lithological- Paleogeographic Maps of Paratetis. Paleontological Institute RAS, Moscow; Forschungsinstitut und Naturmuseum Senckenberg, Frankfurt am Main, 2003.

51. Malovitsky Ya. P., Senin B.V. Black Sea-Caspian Region Comparative Petroleum Geology of Deep-Water Basins of different Age // 62nd EAGE Conf. and Techn. Exhib. SECC., Glasgow. 29.05.-02.06.2000. Extended Abst, V.2, p.10, pp 1-4.
52. Карты мощности осадочного чехла Восточно-Европейской платформы (палеозой) м-ба 1:5 000 000. Гл. ред. В.В. Бронгулеев, М., Миннефтепром СССР, МГ СССР, 1978.
53. Карта мощности осадочного чехла Восточно-Европейской платформы (мезозой) м-ба 1:5 000 000. Гл. ред. В.В. Бронгулеев, М., МГУ, 1989.
54. Сенин Б.В. Эволюция среды осадконакопления в Каспийском море в позднем палеозое-кайнозое. VNIGRI/AAPG Regional International Conf. Abstr. Poster. Fres. St. Petersburg, 2001, p. II II 8.
55. Геология СССР, Т. VIII, Крым. М., Недра, 1989, 576 с.
56. Сенин Б.В. Нефтегазоносность акваторий южных морей и прилегающих территорий России. Труды Южного Научного Центра, Т. 1. Геология. Ростов-на-Дону. Изд-во ЮНЦ РАН, 2006, с. 41-75.
57. Муратов М.В. Краткий очерк геологического строения Крымского полуострова. М., ГОНТИ, 1960, 208 с.
58. Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А. Основные результаты изучения осадочного выполнения глубоководной впадины Черного моря // Разведка и охрана недр. 2001, № 8, с. 23-26.
59. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. М., Научный мир, 2007, 172 с.
60. Баженов М.Л., Буртман В.С. Структурные дуги Альпийского пояса (Карпаты-Кавказ-Памир). М.: Наука, 1990.
61. Зоненшайн Л.П., Деркур Ж., Казьмин В.Г. и др. Эволюция Тетиса / История океана Тетис. М., 1987, С.104-115.
62. Касьянова Н.А. Нефтегазогеологическое районирование сухопутной и морской частей Терско-Каспийского прогиба // Нефтяное хозяйство, 2018, № 10, С. 8-11.
63. Касьянова Н.А., Абрамова М.Е., Гайрабеков И.Г. О горизонтальных деформациях Восточного Кавказа на основе высокоточных геодезических измерений // Геотектоника, 1995, № 2, С.86-90.

64. Копп М.Л. Горизонтальное выдавливание при сжатии орогенических поясов // Бюлл. МОИП. Отд. Геол., 1986, №2(56), С. 14-28.
65. . Милановский Е.Е. Новейшая тектоника Кавказа. М.: Изд-во МГУ, 1968. - 490 с.
66. Общая характеристика и история развития рельефа Кавказа. М.: Наука, 1977.- 288 с.
67. Oil in the sea. Inputs, fates, and effects. Washington: National Academy Press, 1985.
68. Guliyev, I.S., Kerimov, V.Y., Osipov, A.V., Mustaev, R.N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust // SOCAR Proceedings, 1, 2017, pp. 4-16.
69. Guliev I.S., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. Fundamental Challenges of the Location of Oil and Gas in the South Caspian Basin // Doklady Earth Sciences. 2016. Vol. 471, Part 1. P. 1109-1112.
70. Kerimov, V.Y., Mustaev, R.N., Osipov, A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust // Doklady Earth Sciences, 2018, 483(1), 1413-1417.
71. Kerimov V.Y., Rachinsky M.Z. Geofluid dynamic concept of hydrocarbon accumulation in natural reservoirs // Doklady Earth Sciences. 2016, № 1(471), pp. 1123-1125.
72. MacDonald I.R., Guinasso N.L. Jr., Ackleson S.G. et al. Natural oil slicks in the Gulf of Mexico visible from space // J. Geophys. Res., 1993, 98(C9), 16351-16364.
73. Pepper A.S., Corvi P.J. Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen // Marine and Petroleum Geology. 1995., № 3(12), pp. 291-319.
74. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs / Scientific Editor Gorfunkel M.V. – Scrivener Publishing, USA, 2015, 622 p.
75. Scantland S., Biegert E.K. Radar locates offshore oil slicks // Earth Observation Magazine, 1996, 5, 30-32.
76. Vesecky I.F., Stewart R.H. The observation of ocean surface phenomena using imagery from the SEASAT SAR: An assessment // J. Geophys. Res., 1982, C87(5), 3397-3430.
77. Williams A., Huntley A. Oil from space — detecting the sleeping giants of the deep-water Caspian by satellite // Petroleum Exploration Society Conference, 1-3 December 1998, London, UK.

78. Wilson R.D., Monaghan P.H., Osanik A. et al. Natural marine oil seepage // *Science*, 1974, 184, 857-865.
79. Ад.А. Алиев, И.С. Гулиев, Ф.Г. Дадашев, Р.Р. Рахманов Атлас грязевых вулканов мира // Баку: Изд-во «Nafta-Press», 2015. 322 с.
80. Гасанов А.Г., Керимова Р.А., Агапов Н.И. Связь сейсмичности, грязевого вулканизма, появления геохимических аномалий в подземных водах Каспийского региона // *Отечественная геология*, 2005, №1, 69-72.
81. Иванов А., Островский А. Применение средств космической радиолокации для мониторинга морской добычи и транспортировки нефти // *Технологии ТЭК*, 2003, №6, 58-64.
82. Иванов А.Ю., Востоков С.В., Ермошкин И.С. Картографирование пленочных загрязнений морской поверхности по данным космической радиолокации (на примере Каспийского моря) // *Исслед. Земли из космоса*, 2004, №4, 82-92.
83. Иванов А.Ю., Голубов Б.Н., Затыгалова В.В. О нефтегазоносности и разгрузке подземных флюидов в южной части Каспийского моря по данным космической радиолокации // *Исслед. Земли из космоса*, 2007, №2, 62-81.
84. Иванов А.Ю., Ермошкин И.С. Картографирование пленочных загрязнений морской поверхности по данным космической радиолокации // *Технологии ТЭК*, 2004, №3, 64-69.
85. Каспийское море. Месторождения нефти и газа. Карта масштаба 1:2500000. М.: Роскартография ИНКОТЭК, 2005.
86. Касьянова Н.А., Кузьмин Ю.О. Современная аномальная геодинамика недр и ее влияние на объекты нефтегазового комплекса / М.: Геоинформарк, 1996.- 54 с.
87. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н. Фундаментальные проблемы нефтегазоносности Южно-Каспийского бассейна // *Доклады Академии наук*. 2016. № 1(471), С. 62–65.
88. Керимов В.Ю., Гордадзе Г.Н., Лapidус А.Л., Гируц М.В., Мустаев Р.Н., Мовсумзаде Э.М., Жагфаров Ф.Г., Захарченко М.В. Захарченко Физико-химические свойства и генезис асфальтитов Оренбургской области // *Химия твердого топлива*, 2018, № 1, с. 59–67.
89. Керимов В.Ю., Лapidус А.Л., Яндарбиев Н.Ш., Мовсумзаде Э.М., Мустаев Р.Н. Физико-химические свойства сланцевых толщ майкопской серии Предкавказья //

Химия твердого топлива, 2017, № 2, с. 58–66.

90. Керимов В.Ю., Леонов М.Г., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Хай В.Н. Углеводороды в фундаменте шельфа Южно-Китайского моря (Вьетнам) и структурно-тектоническая модель их формирования // Геотектоника. 2019. № 1. С. 44-61.

91. C. J. Modica, Scott G. Lapiere., 2012. Estimation of kerogen porosity in source rocks as a function of thermal transformation: Example from the Mowry Shale in the Powder River Basin of Wyoming AAPG bulletin, V.96, №1, P.87-108.

92. Lapidus, A.L., Kerimov, V.Y., Mustaeв, R.N., Movsumzade, E.M., Zakharchenko, M.V. Caucasus Maykopian kerogenous shale sequences: Generative potential // (2018) Oil Shale 35(2), с. 113-127.

93. R.G. Loucks, R.M. Reed, S.C. Ruppel, and D.M. Jarvie, 2009, Morphology, genesis, and distribution of nanometerscale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale: Journal of Sedimentary Research, v. 79, p. 848-861.

94. Reinsalu, E., Aarna, I. About technical terms of oil shale and shale oil // Oil shale (2015) Vol. 32, 4, p. 291-292.

95. Баженова О.К., Фадеева Н.П., Петриченко Ю.А., Сулова Э.Ю. Закономерности нефтеобразования в осадочных бассейнах Кавказско-Скифского региона // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества. 2004. С. 1.

96. Вассоевич Н.Б., Нейман Г.В. О зависимости свойств измененных нефтей от их запасов в залежах // Геология нефти и газа. 1964. № 7. С. 13.

97. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С, Зайцев В.А Оценка вторичных фильтрационных параметров низкопроницаемых сланцевых толщ майкопской серии центрального и восточного Предкавказья по результатам геомеханического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2016. № 9. С. 18-21.

98. Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Минлигалиева Л.И., Гусейнов А.А. Условия формирования и развития пустотного пространства на больших глубинах. Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 22-27.

99. Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба // Георесурсы. 2017. № 5. С. 227-239.

100. Яндарбиев Н.Ш., Бачин С.И., Моллаев З.Х., Гайдук В.В., Ульянов Г.В.

Прогноз нефтегазоносности юрских отложений в западной части Терско-Каспийского прогиба на основе бассейнового моделирования // Геология нефти и газа. 2014. № 3. С. 17-26.

101. Guliev, S., Mustaev, R.N., Kerimov, V.Y., Yudin, M.N. Degassing of the earth: Scale and implications // Gornyi Zhurnal (11), 2018, 38-42.

102. Kerimov, V.Y., Mustaev, R.N., Osipov, A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust // Doklady Earth Sciences, 2018, 483(1), 1413-1417.

103. Kerimov, V., Rachinsky, M., Mustaev, R., Serikova, U. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin // Iranian Journal of Earth Sciences, 2018, 10(1), с. 78-89.

104. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. and Bondarev A.V. Evaluation of the Organic Carbon Content in the Low-Permeability Shale Formations (As in the Case of the Khadum Suite in the Ciscaucasia Region) // Oriental Journal of Chemistry. 2016. V.32. №6. pp.3235-3241.

105. Zaicev, V.A., Kerimov, V.Y., Mustaev, R.N., Dmitrievskij, S.S. Geomechanical modeling of low permeability shale strata of the maikop series ciscaucasia // EAGE/SPE Joint Workshop on Shale Science 2017: Prospecting and Development.

106. Гавронская, Ю. Ю. Коллоидная химия: учебник и практикум для академического бакалавриата / Ю. Ю. Гавронская, В. Н. Пак. — Москва: Издательство Юрайт, 2019. — 287 с.

107. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А. Матричная нефть: перспективы освоения нового пласта знаний / Oil & Gas Journal Russia. 2011. № 9. С. 70.

108. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Кузьмин В.А., Зекель Л.А., Прибылов А.А. Увеличение ресурсного потенциала газоконденсатных месторождений за счет высокомолекулярного сырья («матричной нефти») / В сборнике: Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, и развития нефтегазового комплекса России сборник. Институт проблем нефти и газа РАН. Москва, 2007. С. 360-377.

109. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Яндарбиев Н.Ш. Районирование Хадумской и Баталпашинской свит в Центральном и Восточном Предкавказье по геохимическим критериям. Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2016. № 4 (285). С. 14-25.

110. Кудин Е.В. Описание геологического строения и проявлений

нефтегазоносности глинистого коллектора хадумской свиты Прасковейско-Ачикулакского вала Восточного Предкавказья // Инновации в науке, 2013, №21, с.63-77.

111. Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В. Геология и геохимия хадумской свиты предкавказья - как потенциального источника "сланцевых" углеводородов. Георесурсы. 2017. Т. Спецвыпуск. С. 208-226.

112. Алиев А.А. Грязевой вулканизм в Южно Каспийском нефтегазоносном бассейне // Геология и минеральные ресурсы Мирового океана, 2006, №3, 35.

113. Гулиев И.С., Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Углеводородный потенциал Каспийского региона (системный анализ), Баку, "Nafta-Press", 2003, 127 с.

114. Дадашев Ф.Г. Углеводородные газы грязевых вулканов Азербайджана. Баку: Азернешр, 1963, 67 с.

115. Касьянова Н.А. Современная геодинамика земных недр и надежность трубопроводных систем в Черноморско-Каспийском регионе: от теории до реального прогноза // В сборнике: Влияние сейсмической опасности на трубопроводные системы в Закавказском и Каспийском регионах. Материалы международного симпозиума. 2000. С. 172-177.

116. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. Георесурсы. 2002. № 1(9). С. 18-23.

117. Шнюков Е.Ф. Грязевой вулканизм в черном море // Геофизический журнал. 1999. № 2. С. 38.

118. Якубов А.А., Ализаде А.А., Зейналов М.М. Грязевые вулканы Азербайджанской ССР. Баку: Элм, 1971. 257 с.

119. Magoon LB, Dow WG. The petroleum system. In: Magoon LB, Dow WG, editors. The petroleum system—from source to trap, vol. 60. Tulsa: AAPG Memoir; 1994. p. 3–24.

120. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н. Литолого-геохимическая характеристика низкопроницаемых сланцевых толщ (на примере хадумской свиты Предкавказья) // Горный журнал. 2021. № 7, pp. 28-33.

121. Ступакова А., Митронов Д. Мифы о сланцевом газе. Oil & Gas Journal Russia, 10, 2014, с. 28-35.