



## МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ МИГРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В МЕЗО-КАЙНОЗОЙСКОМ КОМПЛЕКСЕ ЧЕРНОМОРСКО-КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

Р. Н. Мустаев<sup>\*1</sup>, Е. А. Лавренова<sup>1</sup>, В. Ю. Керимов<sup>1,2</sup>, Н. Ш. Яндарбиев<sup>3</sup>, П. А. Романов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе (МГРИ), Москва, Россия;

<sup>2</sup>Институт нефти и газа, НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан;

<sup>3</sup>Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

### Modeling of hydrocarbons migration and accumulation processes in the Meso-Cenozoic complex of the Black Sea-Caspian Region

R. N. Mustaev<sup>\*1</sup>, E. A. Lavrenova<sup>1</sup>, V. Yu. Kerimov<sup>1,2</sup>, N. Sh. Yandarbiev<sup>3</sup>, P. A. Romanov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>S. Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia;

<sup>2</sup>Institute of Oil and Gas, ANAS, Baku, Azerbaijan;

<sup>3</sup>Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

#### ABSTRACT

#### KEYWORDS

The article is devoted to the study of the processes of migration and accumulation of hydrocarbons in the Meso-Cenozoic complex of the Black Sea-Caspian region. The results of the modeling made it possible to study and model the processes of migration and accumulation of hydrocarbons in hydrocarbon systems in the Meso-Cenozoic complex of the Black Sea-Caspian region. All simulated petroleum systems are characterized by migration from the main reservoir, which lies directly above the simulated oil and gas source stratum, to the overlying ones. This is due to the peculiarities of the formation of sedimentary formations under conditions of alternating regressions and transgressions. The factor stimulating migration is the active tectonic regime of the studied sedimentary basins. Based on the modeling results, the conclusion about the wide development of hydrocarbon flow processes is consistent with the presence of multilayer deposits. It has been established that extended catagenetic zoning is typical for subsidence areas, which is due to the high rates of sedimentation and subsidence, and, accordingly, the large thickness of oil source deposits in the oil formation focus.

Black Sea-Caspian region;  
Modeling;  
Migration;  
Accumulation;  
Oil and gas source strata;  
Deposit;  
Sediments;  
Organic matter.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

#### Введение

Целью статьи является исследование процессов миграции и аккумуляции углеводородов (УВ) в мезо-кайнозойском комплексе Черноморско-Каспийского региона.

Черноморско-Каспийском региона является одним из старейших регионов нефтедобычи. В пределах Западно-Предкавказской нефтегазоносной области (НГО) открыто 39 месторождений нефти и газа, в т.ч., 17 газовых, 21 газоконденсатное и 1 нефтяное. В пределах Восточно-Кубанской НГО открыто 32 месторождения нефти и газа, в т.ч., 5 газовых, 25 газоконденсатных/нефтегазоконденсатных и 2 нефтяных. В пределах Западно-Кубанской НГО открыто 128 месторождений нефти и газа, в т.ч., 90 нефтяных и нефтегазовых, 23 газовых, и 15 газоконденсатных. В Терско-Каспийского НГБ выявлено более 200 месторождений нефти и газа. Диапазон промышленной

нефтегазоносности охватывает весь комплекс отложений, перекрывающих фундамент - от триаса до неогена. Залежи УВ приурочены к отложениям позднепалеозойского, триасового, раннесреднеюрского, позднеюрского, раннемелового, палеоцен-эоценового, майкопского, миоценового и плиоценового возрастов. В пределах Азовского моря, также открыты ряд месторождений и многочисленные нефтегазопроявления. Промышленная газоносность установлена на Октябрьской, Стрелковой, Северо-Керченской и др. площадях. Непромышленные притоки газа были получены на Сейсморазведочной, Морской, Обручевской, Небольшой и др. перспективных структурах [1-7].

#### Методика моделирования

Моделирование процессов миграции и аккумуляции в мезо-кайнозойском комплексе Черноморско-Каспийского региона проводилось в программном пакете PetroMod.

\*E-mail: r.mustaev@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100657>

Для моделирования тепловой истории был использован метод расчета с использованием глубинного теплового потока и значений среднегодовой температуры на поверхности осадков. Адекватность полученных данных проверялась путем сопоставления рассчитанных при моделировании и замеренных показателей зрелости органического вещества ( $T_{max}$ ;  $R_{or}$ , %). Минимальные измеренные значения теплового потока приурочены к докембрийским выступам фундамента, например, таким как Ростовский выступ Русской платформы, а также к областям с большой скоростью седиментации, где происходит экранирование глубинного теплового потока накапливающимися «холодными» осадками (Индоло-Кубанский прогиб). В этих районах значения теплового потока изменяются от 36 до 60 мВт/м<sup>2</sup>. (Хуторской и др, 2013). Среднегодовая температура на поверхности осадков была принята 7 °С.

Для характеристики нефтематеринских толщ при моделировании были использованы исходные значения геохимических параметров:  $C_{org}$  – процентное содержание органического углерода в осадочных породах; HI (водородный индекс) – отношение количества сгенерированных УВ (пик S2 на диаграмме пиролиза Rock-Eval) к  $C_{org}$ ; Тип органического вещества – тип керогена, определяется главным образом на основе химической и углепетрографической характеристик керогена [8-17].

### Результаты моделирования

Результаты моделирования, позволили изучить и смоделировать процессы миграции и аккумуляции углеводородов в углеводородных системах в мезо-кайнозойском комплексе Черноморско-Каспийского региона. Как свидетельствуют результаты моделирования, с учетом устойчивого погружения изученных бассейнов, миграция УВ происходит по направлению к их бортовым зонам. Соответственно, бортовые и прибортовые зоны являются областями наиболее вероятной аккумуляции углеводородов (рис. 1 и 2). Ловушки Центрально-Ставропольской системы поднятий заполняются углеводородами из двух источников. Восточно-Кубанский очаг поставляет УВ с запада, Терско-Каспийский – с востока.

Как показывают результаты моделирования (рис. 1а), эмиграция углеводородов из нефтематеринских толщ байос-батского возраста в Терско-Каспийском бассейне началась в альбское время (около 130 млн. л.н.). На тот момент процессы миграции носили локальный характер и происходили лишь в пределах депоцентра Чеченской впадины, преимущественное направление миграции – вертикальное. К кампанскому времени (81 млн.л.н.) процессы миграции происходили повсеместно в юрской толще в Чеченской впадине. Направление миграции меняется с сугубо вертикального на латеральное, контролируемое углами падения пластов. Постепенное погружение отложений в течение палеогена не повлияло на характер и направленность миграционных процессов. Наиболее активно миграционные процессы в пределах Терско-Каспийском бассейне начали происходить миоцене. В бурдигальском веке процессы миграции в юрской толще активизировались в Сунженской и Терской зонах. Вероятно, именно в это время могли быть сформированы потенциальные залежи УВ в юрском подсолевом комплексе. В среднем миоцене (серравальский век) начи-

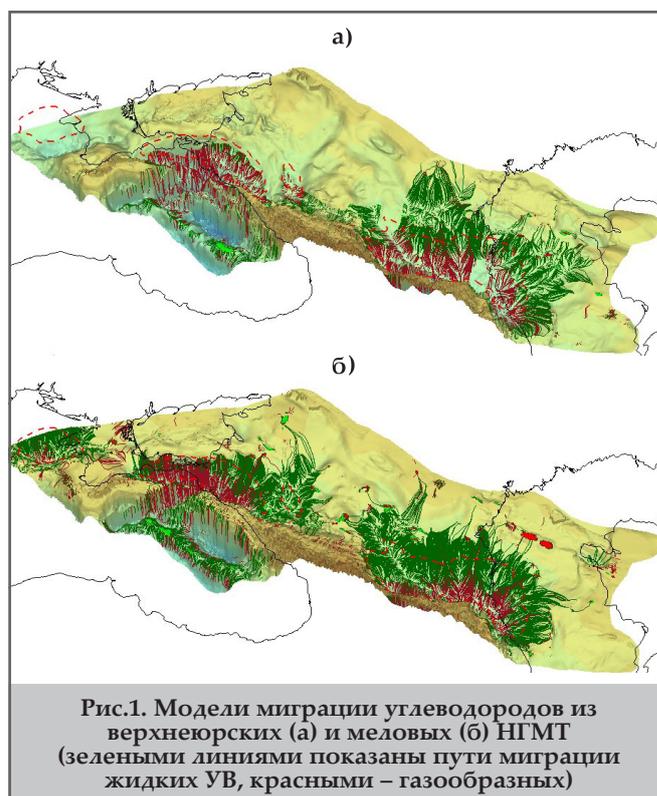


Рис.1. Модели миграции углеводородов из верхнеюрских (а) и меловых (б) НГМТ (зелеными линиями показаны пути миграции жидких УВ, красными – газообразных)

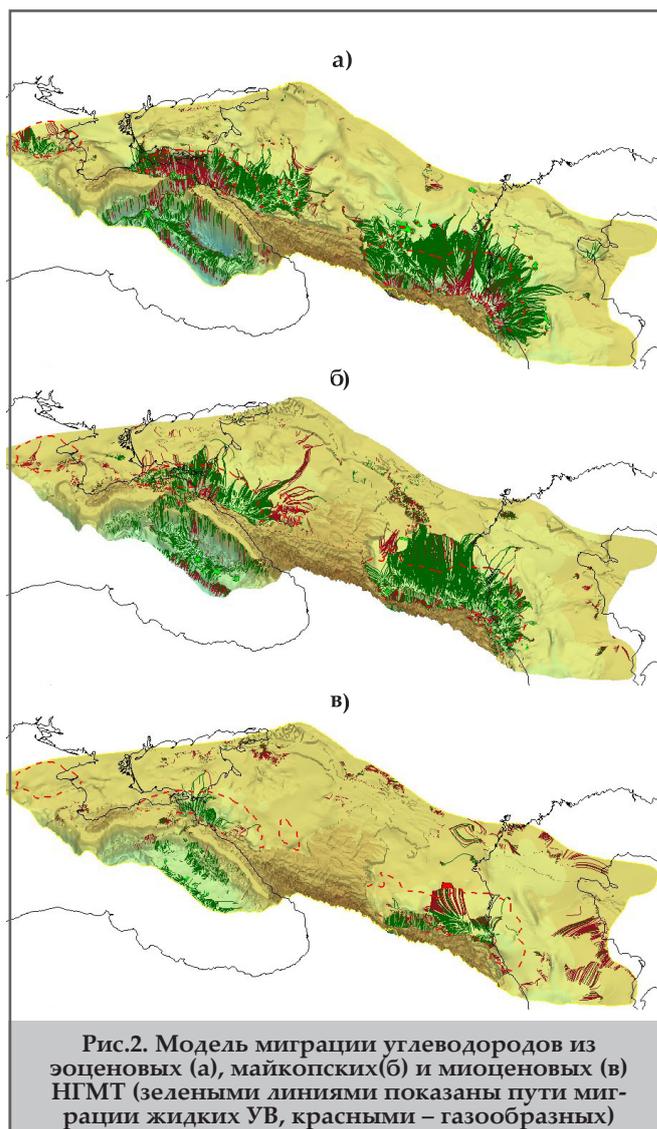


Рис.2. Модель миграции углеводородов из эоценовых (а), майкопских(б) и миоценовых (в) НГМТ (зелеными линиями показаны пути миграции жидких УВ, красными – газообразных)

нается эмиграция УВ из апт-альбской и кумской НГМТ в пределах Чеченской впадины, а к концу неогена – из майкопских отложений, направление миграции здесь контролируется углом падения пластов.

На сегодняшний день, ввиду особенностей тектонического строения и наличия складок «выдавливания» в мезозойском комплексе, миграционные процессы в Терско-Каспийском бассейне носят разнонаправленный характер [18-24]. Поток флюидов из основных очагов нефтеобразования, находящихся в прогнутах части региона, в основном направлен в сторону платформенного и южного бортов прогиба. Таким образом, основные залежи углеводородов формировались в антиклинальных структурах центральной части меридионального сечения передового прогиба. Согласно выполненным построениям основным природным резервуаром являются хемогенные известняки верхнемелового возраста, в которые углеводородные флюиды поступали преимущественно из нефтематеринских отложений бат-байосса и апт-альба. Однако в настоящий момент питание залежей в верхнемеловых отложениях Терской и Сунженской зон происходит как за счет подтока флюидов из нижезалегающих НГМТ, в основном, по разломам, так и за счет латеральных и нисходящих потоков из НМТ кумской и, возможно, майкопской свит (рис. 3).

В целом, результаты 2D моделирования подтвердили существующее распределение нефтегазоносности по разрезу осадочного чехла региона. Так, по данным моделирования, подтвержденные залежи углеводородов находятся в коллекторах хемогенных известняков верхнего мела

на площадях: Андреевская, Старогрозненская, Хаян-Корт, Правобережное и др. Степень насыщенности коллекторов, без учета разработки месторождений, высокая – до 80-90%.

По результатам моделирования, в передовых антиклинальных складках в подсолевых отложениях верхней юры находятся значительные объемы углеводородов, нефтенасыщенность здесь может достигать 80% и более (рис. 4).

Как показывают результаты моделирования УВ систем в Индоло-Кубанском бассейне эмиграция углеводородов из нефтематеринских толщ ранне-среднеюрского возраста началась в альбское время (около 130 млн. л.н.). На тот момент процессы миграции носили зональный характер и происходили лишь в пределах депоцентра Индоло-Кубанского бассейна, преимущественное направление миграции – вертикальное. К позднемеловому времени процессы миграции происходили почти повсеместно в юрской толще и направление миграции меняется с сугубо вертикального на латеральное, контролируемое углами падения пластов. Постепенное погружение отложений в течение палеогена не повлияло на характер и направленность миграционных процессов. Наиболее активно миграционные процессы в Индоло-Кубанском бассейне начали происходить в миоцене. В среднем миоцене начинается эмиграция УВ из апт-альбской и кумской НГМТ в пределах ЗКП, а к концу неогена – из майкопских отложений, направление миграции здесь контролируется углом падения пластов.

В настоящее время миграционные процессы в Индоло-Кубанском бассейне носят разнонаправленный характер. Поток флюидов из основного очага нефтеобразования,

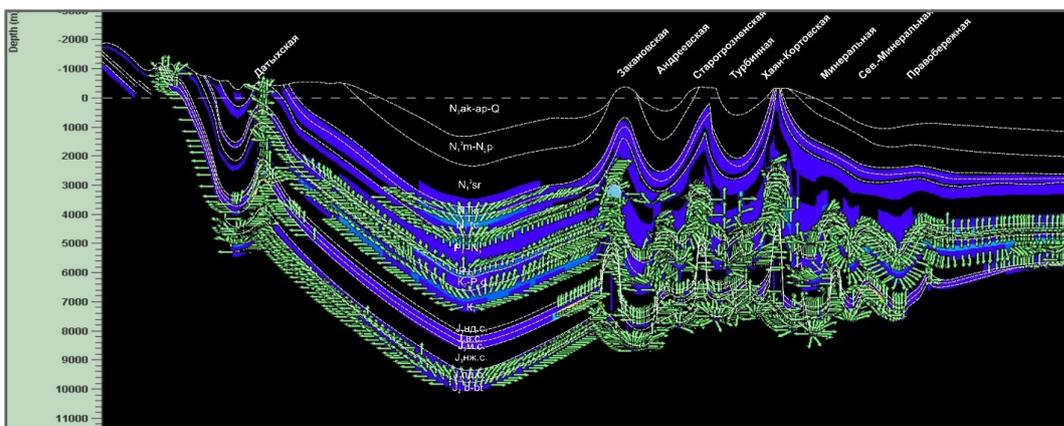


Рис.3. Направление миграции по линии меридионального геологического профиля в Терско-Каспийском бассейне

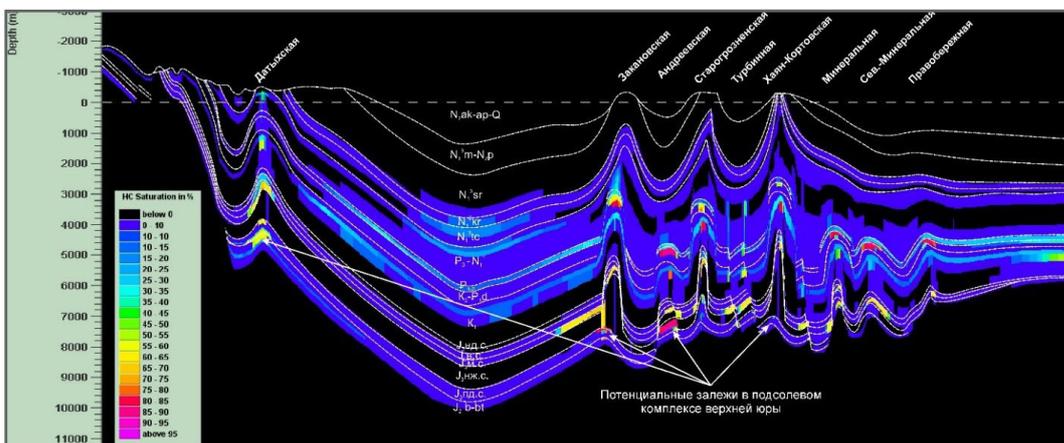


Рис.4. Углеводородная насыщенность осадочного чехла по линии меридионального геологического профиля Терско-Каспийском бассейне

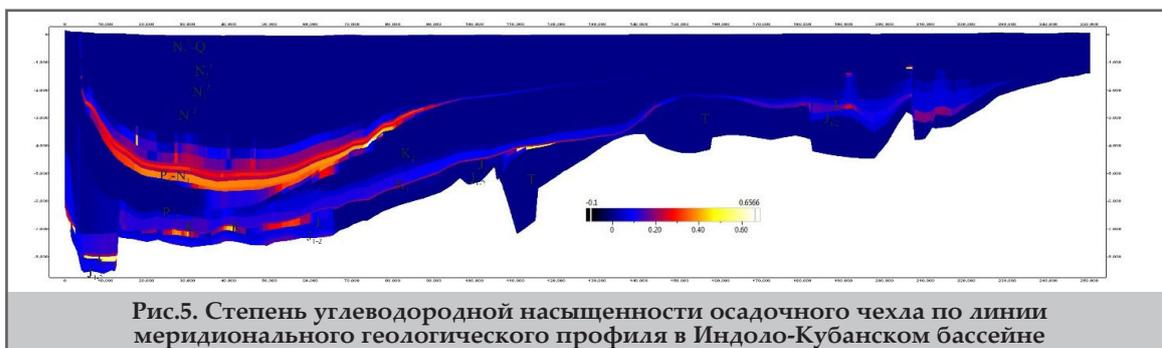


Рис.5. Степень углеводородной насыщенности осадочного чехла по линии меридионального геологического профиля в Индоло-Кубанском бассейне

находящегося в прогнозной части региона, в основном направлен в сторону платформенного и южного бортов прогиба. Таким образом, основные залежи углеводородов формировались в антиклинальных структурах центральной части меридионального сечения передового прогиба. Согласно выполненным построениям основным природным резервуаром являются терригенно-карбонатные отложения палеогена, мела и юры, в которые углеводородные флюиды поступали преимущественно из нефтематеринских отложений бат-байосса и апт-альба.

В целом, результаты моделирования подтверждают современное распределение стратиграфического распределения нефтегазоносности по разрезу осадочного чехла региона. Так, по данным моделирования, подтвержденные залежи углеводородов находятся в палеоген-неогеновых отложениях южного борта и центральной части передового прогиба и газовые и газоконденсатные залежи в нижнемеловых коллекторах платформенных частей Скифской плиты. Максимальная степень насыщенности коллекторов достигает до 80-90% (рис. 5).

Как следует из результатов численного моделирования основным резервуаром для аккумуляции УВ являются верхнеюрские отложения, однако формирование залежей за счет латерально-вертикальных перетоков возможно и в вышележащих резервуарах мела, эоцена, майкопа и миоцена. Объемы аккумулированных УВ вверх по разрезу снижаются. С учетом заданного в модели 2 типа керогена – в прогнозируемых залежах будут преобладать (в пересчете на УТ) жидкие углеводороды, несмотря на высокую современную зрелость и степень преобразования ОВ в очаге генерации. В таблице 1 приведена характеристика аккумулированных углеводородов, связанных с Терско-Каспийским очагом среднеюрской НГМТ.

На рисунке 6а показан график изменения количества аккумулированных УВ в резервуарах, генетически связанных с Терско-Каспийским очагом (среднеюрская НГМТ). Видно, что начиная с миоцена часть залежей верхнеюрских резервуаров разрушается. На этом фоне

объем скоплений в вышележащих отложениях растет. Переформирование залежей вероятно связано тектонической перестройкой за счет орогенеза на Кавказе на фоне снижения эмиграции УВ по достижению нефтегазоматеринской толщей критического момента [25-32].

В Индоло-Кубанском бассейне наблюдается более сложная картина переформирования залежей на фоне тектонической эволюции бассейна, т.к. критический момент толще преодолен в середине-конце палеогена

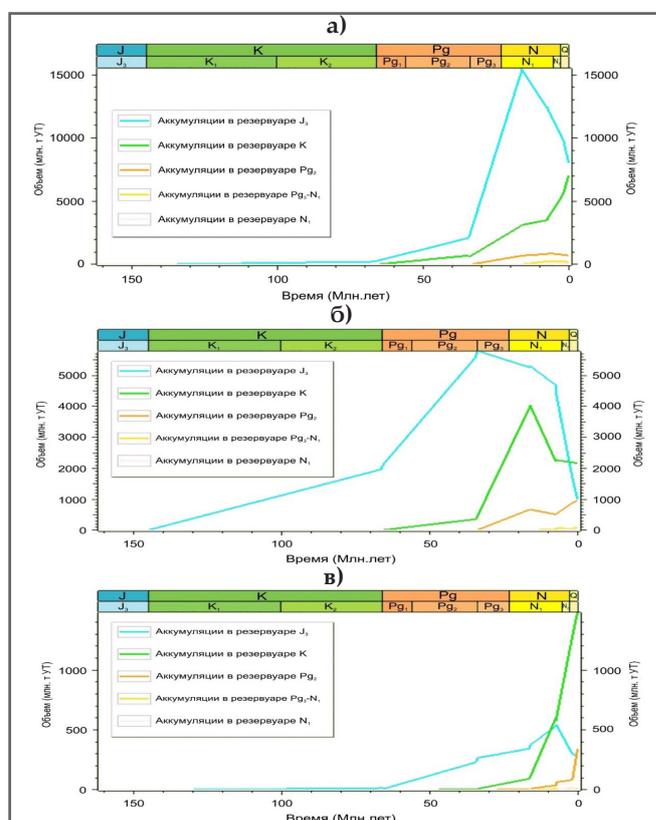


Рис.6. График аккумуляции УВ из среднеюрского очага Терско-Каспийского (а), Индоло-Кубанского (б) и Восточно-Кубанского (в) бассейна

Таблица 1 Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в среднеюрских отложениях (Терско-Каспийский очаг)			
Терско-Каспийский бассейн	Аккумулировано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	25.25	20.55	4.7
Майкоп	199.02	181.14	17.88
Эоцен	715.11	642.06	73.05
Мел	7035.22	6196.52	838.7
Верхняя юра	8056.69	6762.23	1294.44

Таблица 2 Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в среднеюрских отложениях (Индоло-Кубанский очаг)			
Индоло-Кубанский бассейн	Аккумулировано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	15.8	14.74	1.07
Майкоп	105.07	100.57	4.51
Эоцен	968.27	765.92	202.35
Мел	2165.29	1751.21	414.09
Верхняя юра	995	566.15	428.85

(рис. 6.б, табл. 2). Первый этап перестройки и разрушения юрских залежей произошел в майкопе, следующий – в середине миоцена. Со вторым этапом также связано разрушение меловых и отчасти палеогеновых залежей,

сформированных ранее в результате перетока из юрской части разреза. Потери были восполнены только в палеогеновых резервуарах.

В результате этих процессов основной резервуарной толщей являются меловые отложения, при подчиненном, положении верхней юры палеогена. Высокая степень зрелости ОВ юрской НГМТ обусловила примерно равное соотношение жидких и газообразных УВ в прогнозируемых скоплениях верхнеюрских резервуаров Индоло-Кубанского бассейна.

В Восточно-Кубанском бассейне структурная перестройка произошла во второй половине неогена. Она привела к разрушению части верхнеюрских скоплений УВ и формированию скоплений в меловых и палеогеновых резервуарах. При этом меловой комплекс является основным резервуаром. Эоцен по количеству скоплений превосходит юру.

В ГАУС с меловой нефтегазоматеринской тощей также прогнозируются вертикальные перетоки углеводородов (табл. 4-7). Однако, в отличие юрской ГАУС, меловая НГМТ позже преодолела критический момент и смогла обеспечить восполнение объемов УВ в аккумуляциях. На графиках аккумуляции Терско-Каспийского, Восточно-Кубанского и Каркинитского бассейнов наблюдается отчетливый тренд увеличения объемов углеводородов, аккумулированных в меловых резервуарах (рис. 7).

**Таблица 3**  
**Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в среднеюрских отложениях (Восточно-Кубанский очаг)**

Восточно-Кубанский бассейн	Аккумулировано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	0.49	0.47	0.02
Майкоп	8.88	8.8	0.08
Эоцен	344.13	316.92	27.2
Мел	1486.72	1338.44	148.28
Верхняя юра	280.04	184.9	95.14

**Таблица 4**  
**Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в нижнемеловых отложениях (Терско-Каспийский очаг)**

Терско-Каспийский бассейн	Аккумулировано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	78.32	69.95	8.37
Майкоп	301.03	274.92	26.1
Эоцен	624.78	551.75	73.03
Мел	30604.05	26230.62	4373.44

**Таблица 5**  
**Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в нижнемеловых отложениях (Индоло-Кубанский очаг)**

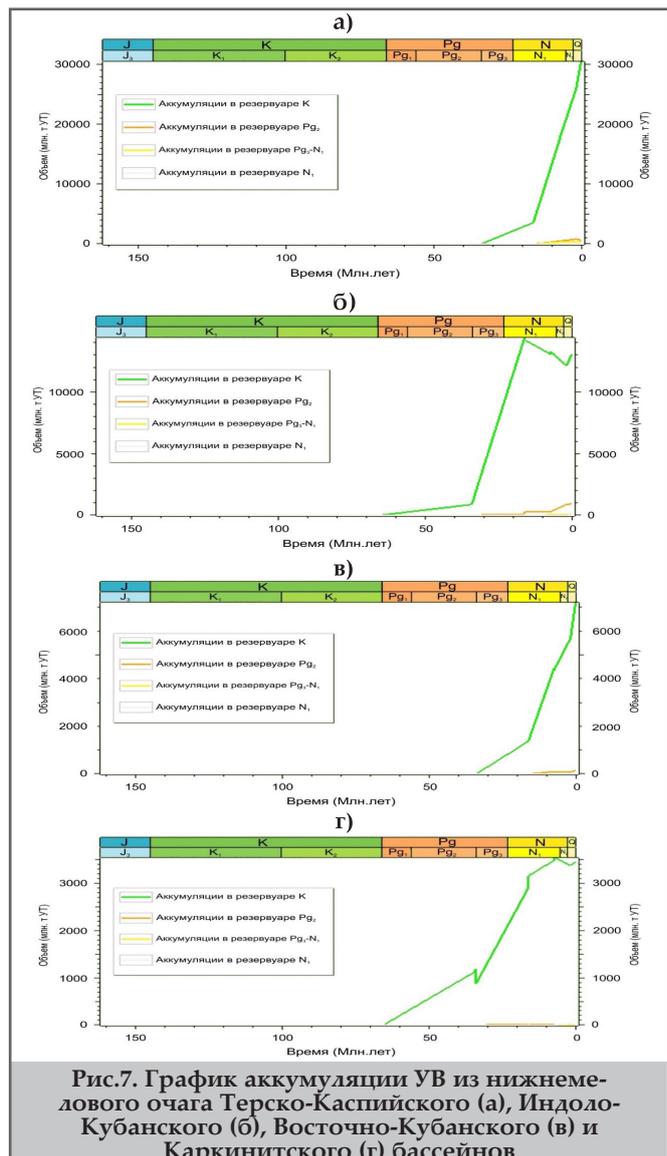
Индоло-Кубанский бассейн	Аккумулировано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	48.36	46.34	2.02
Майкоп	116.45	111.23	5.22
Эоцен	924.27	857.37	66.9
Мел	13054.29	11464.91	1589.35

**Таблица 6**  
**Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в нижнемеловых отложениях (Восточно-Кубанский очаг)**

Восточно-Кубанский бассейн	Аккумулировано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	0.54	0.52	0.02
Майкоп	5.45	5.42	0.03
Эоцен	152.37	131.27	21.11
Мел	7231.88	6344.99	886.89

**Таблица 7**  
**Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в нижнемеловых отложениях (Каркинитский очаг)**

Каркинитский бассейн	Аккумулировано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	16.59	16.45	0.14
Майкоп	0.55	0.53	0.02
Эоцен	8.24	7.63	0.61
Мел	3442.68	2920.74	521.94



**Рис.7. График аккумуляции УВ из нижнемелового очага Терско-Каспийского (а), Индоло-Кубанского (б), Восточно-Кубанского (в) и Каркинитского (г) бассейнов**

Только в Индоло-Кубанском бассейне в неогене отмечается снижение объемов в меловых скоплениях и симметричный рост – в палеогеновых (рис. 7б). В ГАУС с нижне-меловой материнской толщей всех изучаемых бассейнов меловые отложения аккумулируют основной объем УВ.

Вторым по значимости является палеогеновый резервуар.

В палеогеновых ГАУС основным резервуаром ГАУС всех бассейнов являются отложения палеогена, дополнительным - майкопа. (табл. 8-12). В палеогеновых ГАУС в основном наблюдается последовательное увеличение количества аккумулированных углеводородов в палеогеновых и вышележащих миоценовых резервуарах (рис. 8). Исключение составляет Восточно-Кубанский бассейн, в котором эта тенденция нарушается и объемы УВ в палеогеновых резервуарах снижаются в плиоцене-квартере (рис. 8в), в это же период были частично разрушены скопления УВ в миоценовых резервуарах Индоло-Кубанского бассейна.

Различия вертикальных движений в пределах изучаемых бассейнов в постмайкопское время предопределили различия в реализации материнскими толщами их

потенциала, отмеченное в предыдущем разделе, а также определило специфику процессов аккумуляции (рис. 5). Для майкопских ГАУС также, как и для более древних прогнозируются вертикальные перетоки в вышележащие миоценовые резервуары (табл. 12-15). Наиболее интенсивно этот процесс протекал в Индоло-Кубанском бассейне в связи с тектонической перестройкой и переформированием майкопских залежей в плиоценовое время [32-36]. В Восточно-Кубанском и Каркинитском бассейнах низкая степень преобразованности майкопских НГМТ, запаздывание эмиграции углеводородов из очага по отношению к их генерации в комплексе с тектоническим фактором, определили сложный характер заполнения углеводородами майкопских резервуаров (рис. 9в и 9г). В итоге можно констатировать, что майкопские очаги вносят незначительный вклад в общий генерационный потенциал этих бассейнов, которым можно пренебречь.

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

Таблица 8 Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в палеогеновых отложениях (Терско-Каспийский бассейн)			
Терско-Каспийский бассейн	Аккумулировано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	348.81	323.79	25.02
Майкоп	4314.51	3786.96	527.56
Эоцен	28806.62	24914.92	3891.68

Таблица 9 Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в палеогеновых отложениях (Индоло-Кубанский очаг)			
Индоло-Кубанский бассейн	Аккумулировано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	225.77	216.27	9.5
Майкоп	299.07	288.73	10.35
Эоцен	10739.91	9196.63	1543.28

Таблица 10 Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в палеогеновых отложениях (Восточно-Кубанский очаг)			
Восточно-Кубанский бассейн	Аккумулировано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	5.89	5.84	0.05
Майкоп	48.7	41.38	7.32
Эоцен	5722.38	4998.58	723.79

Таблица 11 Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в палеогеновых отложениях (Каркинитский очаг)			
Каркинитский бассейн	Аккумулировано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	16.61	16.47	0.14
Майкоп	66.17	50.08	16.09
Эоцен	1864.71	1746.87	117.86

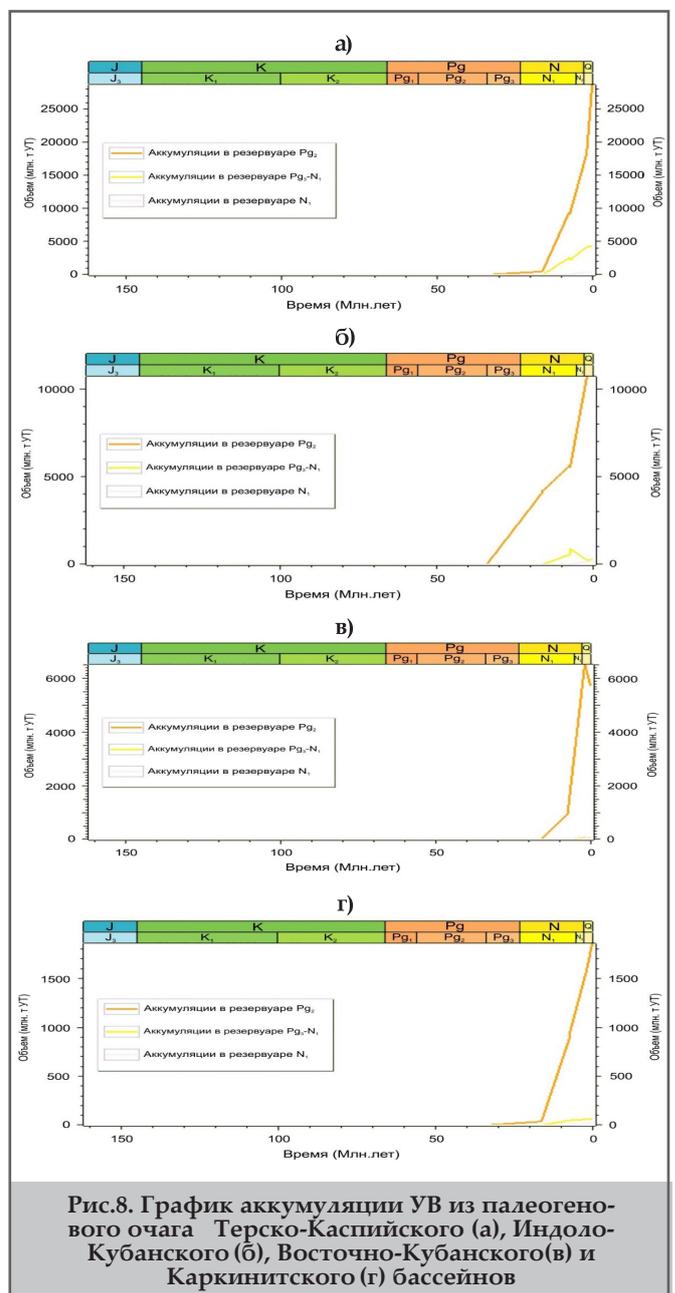


Рис.8. График аккумуляции УВ из палеогенового очага Терско-Каспийского (а), Индоло-Кубанского (б), Восточно-Кубанского (в) и Каркинитского (г) бассейнов

прогибов (табл. 16 и 17). В миоценовой части осадочного разреза выделены очаги генерации только в Индоло-Кубанском и Терско-Каспийском бассейнах. На рисунке 10 приведены

графики аккумуляций этих миоценовых ГАУС, которые отражают устойчивый тренд увеличения объемов углеводородов в резервуарах вплоть до настоящего времени.

Таблица 12 Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в майкопских отложениях (Терско-Каспийский очаг)			
Индоло-Кубанский бассейн	Аккумуляровано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	464.42	423.42	41
Майкоп	1595.99	1370.93	225.06

Таблица 13 Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в майкопских отложениях (Индоло-Кубанский очаг)			
Восточно-Кубанский бассейн	Аккумуляровано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	1.28	0.02	1.27
Майкоп	31.25	27.15	4.1

Таблица 14 Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в майкопских отложениях (Восточно-Кубанский очаг)			
Каркинитский бассейн	Аккумуляровано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	0	0	0
Майкоп	1.01	0.2	0.99

Таблица 15 Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в майкопских отложениях (Каркинитский очаг)			
Терско-Каспийский бассейн	Аккумуляровано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	469.87	404.34	65.52
Майкоп	11355.41	9770.16	1585.23

Таблица 16 Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в миоценовых отложениях (Терско-Каспийский очаг)			
Терско-Каспийский бассейн	Аккумуляровано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	1652.63	1460.7	191.94

Таблица 17 Характеристика процессов аккумуляции в ГАУС с НГМТ в миоценовых отложениях (Индоло-Кубанский очаг)			
Индоло-Кубанский бассейн	Аккумуляровано в резервуарах, млн. т УТ	Жидкие УВ, млн. т УТ	Газообразные УВ, млн. т УТ
Миоцен	670.04	617.54	52.51

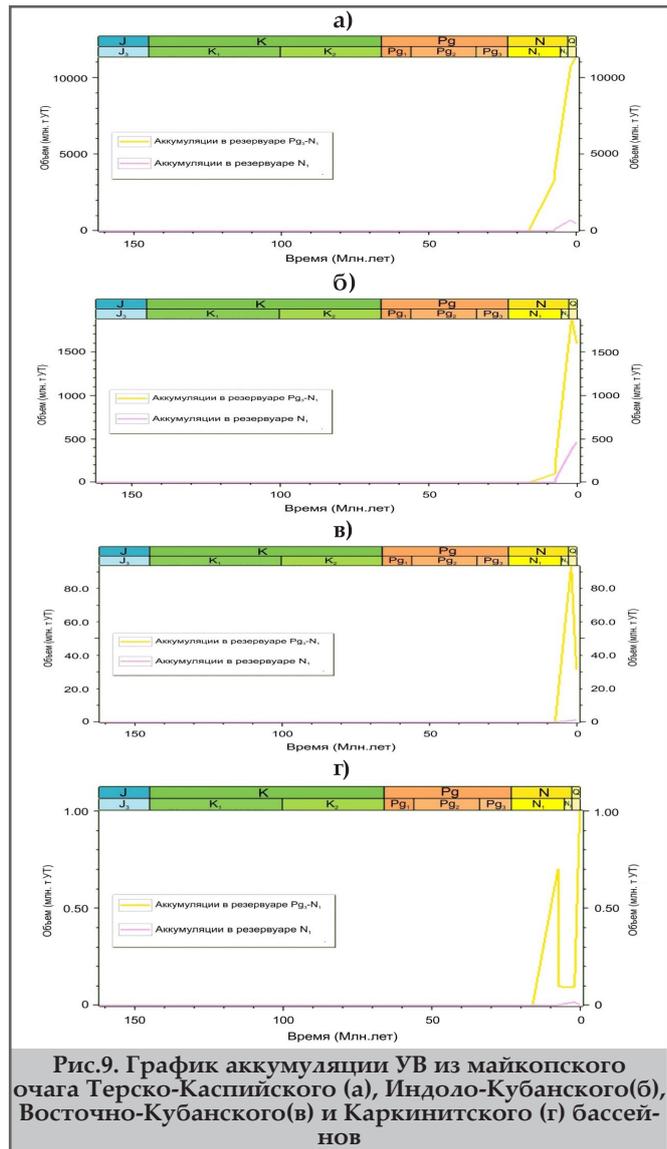


Рис.9. График аккумуляции УВ из майкопского очага Терско-Каспийского (а), Индоло-Кубанского(б), Восточно-Кубанского(в) и Каркинитского (г) бассейнов

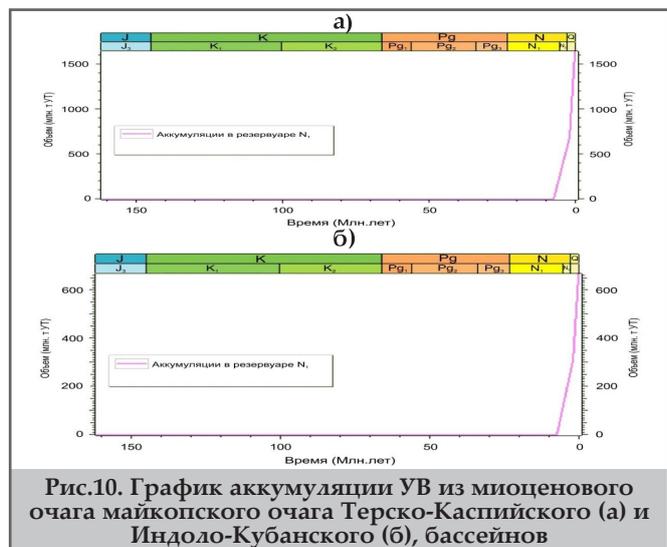


Рис.10. График аккумуляции УВ из миоценового очага майкопского очага Терско-Каспийского (а) и Индоло-Кубанского (б), бассейнов

## Выводы

Результаты выполненного моделирования показали, в исследуемом регионе выделяется семь основных осадочных комплексов (верхнеюрский, меловой, палеоцен-эоценовый, майкопский, миоценовый, плиоценовый и четвертичный), разделенных региональными поверхностями несогласий. Плитный чехол отделен от фундамента отложениями переходного комплекса, представленными верхнепалеозойскими и мезозойскими (доверхнеюрскими) породами. В результате проведенных исследований выделены четыре области устойчивого погружения (бассейна) в течение всего периода формирования плитного чехла: Каркинитский, Индоло-Кубанский, Восточно-Кубанский и Терско-Каспийский, что для всех моделируемых ГАУС характерны перетоки (в большей или меньшей степени) из основного резервуара, залегающего непосредственно над моделируемой нефтегазоматеринской толщей, в вышележащие.

Основным перспективным комплексом в пределах изучаемой территории являются меловые отложения, углеводородонасыщение которых обеспечивается как за счет собственной НГМТ, так и за счет перетоков из более глубоких горизонтов осадочного чехла. Вторым по значимости являются палеогеновый комплекс.

Совместный анализ фактической нефтегазоносности и прогнозируемых по результатам моделирования скоплений углеводородов в пределах изучаемой территории показал, что подавляющее число открытых месторождений и проявлений связаны генетически с очагами генерации, расположенными в пределах выделенных осадочных бассейнов.

Современный углеводородный потенциал изучаемой территории неразрывной связан и контролируется новейшими геодинамическими системами. Можно констатировать, что основным фактором, определяющим формирование и эволюцию ГАУС Скифской плиты и, вероятно, других молодых подвижных плит является их тектонический режим, который контролирует латеральные вариации структуры осадочного чехла, локализацию очагов генерации углеводородов и профиль созревания НГМТ и реализации ими начального углеводородного потенциала.

*Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № 075-00069-20-02 от 10 сентября 2020 г. (тема № АААА-А20-120092590017-4).*

## Литература

1. Леонов, Ю. Г., Волож, Ю. А., Антипов, М. П. и др. (2010). Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования. Москва: ГЕОС.
2. Клавдиева, Н. В. (2007). Тектоническое погружение Предкавказских краевых прогибов в кайнозой. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва.
3. Сенин, Б. В., Керимов, В. Ю., Богоявленский, В. И. и др. (2020). Нефтегазоносные провинции морей России и сопредельных акваторий. Москва: Недра.
4. Хаин, В. Е., Богданов, Н. А. (2003). Международная тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления. М 1:2500000. Москва: ПКО Картография.
5. Афанасенков, А. П., Никишин, А. М., Обухов, А. Н. (2007). Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. Москва: Научный мир.
6. Сенин, Б. В., Хаин, В. Е., Попков, В. И. (2009). Черное море /в кн. «Тектоника южного обрамления Восточно-Европейской платформы (объяснительная записка к тектонической карте Черноморско-Каспийского региона. М-б 1:2 500 000)». Краснодар: КУБГУ.
7. Сенин, Б. В., Леончик, М. И., Ошерова, Н. А. (2018). Основные итоги геологоразведочных работ и перспективы развития сырьевой базы углеводородов в акваториях Черноморско-Каспийского региона. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*, 2, 7.
8. Афанасенков, А. П., Скворцов, М. Б., Никишин, А. М. и др. (2008). Геологическая история и нефтяные системы Северного Каспия. *Вестник Московского Университета. Серия геология*, 3, 3-9.
9. Багир-заде, Ф. М., Нариманов, А. А. (1988). Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря. Москва: Недра.
10. Глузов, И. Ф., Маловицкий, Я. П., Новиков, А. А., Сенин, Б. В. (2004). Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр».
11. Гулиев, И. С., Федоров, Д. Л., Кулаков, С. И. (2009). Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Nafta-Press.
12. Дмитриева, Т. П., Парпарова, Г. М. (1981). Глубинная зональность катагенеза рассеянного органического вещества палеоген-неогеновых отложений Азербайджана. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 4, 24-28.
13. Kerimov, V. Yu., Rachinsky, M. Z., Mustaev, R. N., Osipov, A. V. (2018). Groundwater dynamics forecasting criteria of oil and gas occurrences in Alpine Mobile Belt Basins. *Doklady Earth Sciences*, 476(2), 209-212.
14. Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., Bondarev, A. V. (2016). 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*, 32(6), 3235-3241.
15. Mustaev, R. N., Lavrenova, E. A., Kerimov, V. Y., Mamedov, R. A. (2021). Peculiarities of Tertiary petroleum

systems evolution under prograding shelf environment on the continental margin of the East Siberian Sea. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(10), 3617–3626.

16. Pepper, A. S., Corvi, P. J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), 291-319.

17. Mangino, S., Priestley, K. (1998). The crustal structure of the Southern Caspian Region. *Geophysical Journal International*. Royal Astronomical Society, UK, 133(3), 630–648.

18. Lapidus, A. L., Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., et al. (2018). Caucasus Maykopian kerogenous shale sequences: generative potential. *Oil Shale*, 35(2), 113-127.

19. Zonenshain, L. P., le Pichon, X. (1986). Deep basins of the Black Sea and Caspian Sea as remnants of Mesozoic back - arc basins. *Tectonophysics*, 123, 181–211.

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

21. Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., Osipov, A. V. (2018). Peculiarities of hydrocarbon generation at great depths in the crust. *Doklady Earth Sciences*, 483(1), 1413-1417.

22. Kerimov V. Yu., Lapidus, A. L., Yandarbiev, N. Sh., et al. (2017). Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia. *Solid Fuel Chemistry*, 51(2), 122-130.

23. Guliyev, I. S., Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., Bondarev, A. V. (2018). The Estimation of the generation potential of the low permeable shale strata of the Maikop Caucasian series. *SOCAR Proceedings*, 1, 4-20.

24. Rachinsky, M. Z., Kerimov, V. Y. (2015). Fluid dynamics of oil and gas reservoirs / Ed. by Gorfunkel, M. V. NY, USA: Scrivener Publ. - Wiley.

25. Kerimov, V. Y., Bondarev, A. V., Mustaev, R. N. (2017). Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits. *Oil Industry*, 8, 36–41.

26. Mustaev, R. N. (2017). Geochemical environment of oil and gas occurrences in the South-Caspian basin based on the results of the study of Mud Volcano Ejecta. *Oriental Journal of Chemistry*, 33(4), 2036–2044.

27. Kerimov, V., Osipov, A. V., Mustaev, R. N., et al. (2019). Conditions of formation and development of the void space at great depths. *Oil Industry*, 4, 22–27.

28. Yandarbiyev, N. S., Kozlova, E. V., Mustaev, R., Odintsova, K. Y. (2015). Geochemistry of organic matter formation rocks of Khadum western Caucasus - source non-traditional accumulations. In: *Geomodel 2015 - 17th Scientific - Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*.

29. Mustaev, R. N., Zakharchenko, M. V., Kerimova, L. I., Salihova, I. M. (2018). Chemical structure of kerogen of shale formations (by the example of the shale formations of the East European Platform). *Oriental Journal of Chemistry*, 34(5), 2317–2324.

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

31. Mustaev, R. N., Serov, S. G., Serikova, U. S., et al. (2017). Assessment of the oil and gas potential of the maikop series ciscaucasia based on the results of hydrocarbon systems modeling. In: *Geomodel 2017 - 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*.

32. Leonov, M. G., Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., Hai, V. N. (2020). The origin and mechanism of formation of hydrocarbon deposits of the Vietnamese shelf. *Russian Journal of Pacific Geology*, 14(5), 387–398.

33. Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., Etirmishli, G. D., Yusubov, N. P. (2021). Influence of modern geodynamics on the structure and tectonics of the Black sea - Caspian region. *Eurasian Mining*, 35(1), 3–8.

34. Tibaldi, A., Oppizzi, P., Gierke, J., et al. (2019). Landslides near Enguri dam (Caucasus, Georgia) and possible seismotectonic effects. *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 19(1), 71–91.

35. Ziegler, P. (1989). Evolution of Laurussia: a study in Late Paleozoic Plate Tectonics. *Dordrecht, Netherlands: Kluwer Acad. Publ.*

36. Thomas, J. C., Grasso, J. R., Bossu, R., et al. (1999). Recent deformation in the Turan and South Kazakh platforms, western central Asia, and its relation to Arabia–Asia and India–Asia collisions. *Tectonics*, 18, 201–214.

### References

1. Leonov, Yu. G., Volozh, Yu. A., Antipov, M. P., et al. (2010). Consolidated crust of the Caspian Region: zoning experience. *Moscow: GEOS*.

2. Klavdiyeva, N. V. (2007). Tektonicheskoye pogrucheniye Predkavkazskikh krayevykh progibov v kaynozoye. Dissertatsiya na soiskaniye uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. *Moskva*.

3. Senin, B. V., Kerimov, V. Yu., Bogoyavlensky, V. I., et al. (2020). Oil and gas provinces of the Russian seas and adjacent water areas. *Moscow: Nedra*.

4. Khain, V. E., Bogdanov, N. A. (2003). International tectonic map of the Caspian Sea and its surroundings. Scale 1:2500000. *Moscow: PKO Kartografiya*.

5. Afanasenkov, A. P., Nikishin, A. M., Obukhov, A. N. (2007). Eastern Black sea basin: geological structure and hydrocarbon potential. *Moscow: Scientific World*.

6. Senin, B. V., Khain, V. E., Popkov, V. I. (2009). Black Sea / in the book. «Tectonics of the southern framing of the East European Platform (explanatory note to the tectonic map of the Black Sea-Caspian region. Scale 1:2 500 000)». *Krasnodar: KUBGU*.

7. Senin, B. V., Leonchik, M. I., Osherova, N. A. (2018). Osnovnyye itogi geologorazvedochnykh rabot i perspektivy razvitiya syr'yevoy bazy uglevodorodov v akvatoriyakh Chernomorsko-Kaspiyskogo regiona. *Mineral'nyye resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2, 7.
8. Afanasev, A. P., Skvortsov, M. B., Nikishi, A. M., et al. (2008). Geological evolution and petroleum systems in the North Caspian region. *Moscow University Geology Bulletin*, 3, 3-9.
9. Bagir-zade, F. M., Narimanov, A. A. (1988). Geologo-geokhimicheskiye osobennosti mestorozhdeniy Kaspiyskogo morya. *Moskva: Nedra*.
10. Glumov, I. F., Malovitskiy, YA. P., Novikov, A. A., Senin, B. V. (2004). Regional'naya geologiya i neftegazonosnost' Kaspiyskogo morya. *Moskva: OOO «Nedra-Biznescentr»*.
11. Guliyev, I. S., Fedorov, D. L., Kulakov, S. I. (2009). Neftegazonosnost' Kaspiyskogo regiona. *Baku: Nafta-Press*.
12. Dmitriyeva, T. P., Parparova, G. M. (1981). Glubinnaya zonal'nost' katageneza rasseyannogo organicheskogo veshchestva paleogen-neogenovykh otlozheniy Azerbaydzhana. *Azerbaydzhanskoye Neftyanoye Khozyaystvo*, 4, 24-28.
13. Kerimov, V. Yu., Rachinsky, M. Z., Mustaev, R. N., Osipov, A. V. (2018). Groundwater dynamics forecasting criteria of oil and gas occurrences in Alpine Mobile Belt Basins. *Doklady Earth Sciences*, 476(2), 209-212.
14. Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., Bondarev, A. V. (2016). 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*, 32(6), 3235-3241.
15. Mustaev, R. N., Lavrenova, E. A., Kerimov, V. Y., Mamedov, R. A. (2021). Peculiarities of Tertiary petroleum systems evolution under prograding shelf environment on the continental margin of the East Siberian Sea. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(10), 3617-3626.
16. Pepper, A. S., Corvi, P. J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), 291-319.
17. Mangino, S., Priestley, K. (1998). The crustal structure of the Southern Caspian Region. *Geophysical Journal International. Royal Astronomical Society, UK*, 133(3), 630-648.
18. Lapidus, A. L., Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., et al. (2018). Caucasus Maykopian kerogenous shale sequences: generative potential. *Oil Shale*, 35(2), 113-127.
19. Zonenshain, L. P., le Pichon, X. (1986). Deep basins of the Black Sea and Caspian Sea as remnants of Mesozoic back - arc basins. *Tectonophysics*, 123, 181-211.
20. Kerimov, V., Rachinsky, M., Mustaev, R., Serikova, U. (2018). Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin. *Iranian Journal of Earth Sciences*, 10(1), 78-89.
21. Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., Osipov, A. V. (2018). Peculiarities of hydrocarbon generation at great depths in the crust. *Doklady Earth Sciences*, 483(1), 1413-1417.
22. Kerimov V. Yu., Lapidus, A. L., Yandarbiev, N. Sh., et al. (2017). Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia. *Solid Fuel Chemistry*, 51(2), 122-130.
23. Guliyev, I. S., Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., Bondarev, A. V. (2018). The Estimation of the generation potential of the low permeable shale strata of the Maikop Caucasian series. *SOCAR Proceedings*, 1, 4-20.
24. Rachinsky, M. Z., Kerimov, V. Y. (2015). Fluid dynamics of oil and gas reservoirs / Ed. by Gorfunkel, M. V. NY, USA: *Scrivener Publ. - Wiley*.
25. Kerimov, V. Y., Bondarev, A. V., Mustaev, R. N. (2017). Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits. *Oil Industry*, 8, 36-41.
26. Mustaev, R. N. (2017). Geochemical environment of oil and gas occurrences in the South-Caspian basin based on the results of the study of Mud Volcano Ejecta. *Oriental Journal of Chemistry*, 33(4), 2036-2044.
27. Kerimov, V., Osipov, A. V., Mustaev, R. N., et al. (2019). Conditions of formation and development of the void space at great depths. *Oil Industry*, 4, 22-27.
28. Yandarbiyev, N. S., Kozlova, E. V., Mustaev, R., Odintsova, K. Y. (2015). Geochemistry of organic matter formation rocks of Khadum western Caucasus - source non-traditional accumulations. In: *Geomodel 2015 - 17th Scientific - Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*.
29. Mustaev, R. N., Zakharchenko, M. V., Kerimova, L. I., Salihova, I. M. (2018). Chemical structure of kerogen of shale formations (by the example of the shale formations of the East European Platform). *Oriental Journal of Chemistry*, 34(5), 2317-2324.
30. Zaicev, V. A., Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., Dmitrievskij, S. S. (2017). Geomechanical modeling of low permeability shale strata of the maikop series Ciscaucasia. In: *EAGE/SPE Joint Workshop on Shale Science 2017: Prospecting and Development*.
31. Mustaev, R. N., Serov, S. G., Serikova, U. S., et al. (2017). Assessment of the oil and gas potential of the maikop series ciscaucasia based on the results of hydrocarbon systems modeling. In: *Geomodel 2017 - 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*.
32. Leonov, M. G., Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., Hai, V. N. (2020). The origin and mechanism of formation of hydrocarbon deposits of the Vietnamese shelf. *Russian Journal of Pacific Geology*, 14(5), 387-398.
33. Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., Etirmishli, G. D., Yusubov, N. P. (2021). Influence of modern geodynamics on the structure and tectonics of the Black sea - Caspian region. *Eurasian Mining*, 35(1), 3-8.
34. Tibaldi, A., Oppizzi, P., Gierke, J., et al. (2019). Landslides near Enguri dam (Caucasus, Georgia) and possible seismotectonic effects. *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 19(1), 71-91.
35. Ziegler, P. (1989). Evolution of Laurussia: a study in Late Paleozoic Plate Tectonics. *Dordrecht, Netherlands: Kluwer Acad. Publ.*

## Моделирование процессов миграции и аккумуляции углеводородов в мезо-кайнозойском комплексе Черноморско-Каспийского региона

R. N. Mustayev<sup>1</sup>, E. A. Lavrenova<sup>1</sup>, V. Yu. Kerimov<sup>1,2</sup>, N. Sh. Yandarbiyev<sup>3</sup>, P. A. Romanov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва, Россия; <sup>2</sup>Институт нефти и газа, НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан;

<sup>3</sup>Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

### Реферат

Статья посвящена исследованию процессов миграции и аккумуляции углеводородов УВ в мезо-кайнозойском комплексе Черноморско-Каспийского региона. Результаты моделирования, позволили изучить и смоделировать процессы миграции и аккумуляции углеводородов в углеводородных системах в мезо-кайнозойском комплексе Черноморско-Каспийского региона. Для всех моделируемых систем характерна миграция из основного резервуара, залегающего непосредственно над моделируемой нефтегазоматеринской толщей, в вышележащие. Это обусловлено особенностями формирования осадочных образований в условиях чередующихся регрессий и трансгрессий. Фактором, стимулирующим миграцию, является активный тектонический режим изучаемых осадочных бассейнов. Сделанный по результатам моделирования вывод о широком развитии процессов перетока УВ согласуется с наличием многопластовых залежей. Установлено, что для областей прогибания типична растянутая катагенетическая зональность, что обусловлено высокими скоростями осадко-накопления и прогибания, а, соответственно, большой мощностью нефтематеринских отложений в очаге нефтеобразования.

**Ключевые слова:** Черноморско-Каспийский регион; моделирование, процессы миграция; аккумуляция; нефтегазоматеринская толща; залежь; отложения; органическое вещество.

## Qara dəniz-Xəzər regionunun mezo-kaynozoy kompleksində karbohidrogenlərin miqrasiyası və akkumulyasiyası proseslərinin modelləşdirilməsi

R. N. Mustayev<sup>1</sup>, E. A. Lavrenova<sup>1</sup>, V. Yu. Kerimov<sup>1,2</sup>, N. Ş. Yandarbiyev<sup>3</sup>, P. A. Romanov<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Serqo Orconikidze adına Rusiya Dövlət Geologiya-kəşfiyyat Universiteti, Moskva, Rusiya; <sup>2</sup>AMEA-nın Neft və Qaz İnstitutu, Bakı, Azərbaycan; <sup>3</sup>M.V. Lomonosov adına Moskva Dövlət Universiteti, Moskva, Rusiya

### Xülasə

Məqalə Qara dəniz-Xəzər regionunun mezo-kaynozoy kompleksində karbohidrogenlərin miqrasiyası və akkumulyasiyası proseslərinin tədqiqinə həsr olunmuşdur. Modelləşdirmənin nəticələri Qara dəniz - Xəzər regionunun mezo-kaynozoy kompleksində karbohidrogen sistemlərində miqrasiya və karbohidrogenlərin yığılması proseslərinin öyrənilməsinə və modelləşdirilməsinə imkan vermişdir. Bütün sistemlər üçün modelləşdirilən ana neftqaz qatının birbaşa üstündə yerləşən əsas rezervuardan yuxarıda yerləşən rezervuarlara miqrasiyası səciyyəvidir. Bu, əvəzlənən regresiyalar və transqresiyalar şəraitində çöküntü törəmələrinin formalaşmasının xüsusiyyətlərinə görədir. Miqrasiyanı stimullaşdıran amil tədqiq olunan çöküntü hövzələrinin aktiv tektonik rejimidir. Modelləşdirmənin nəticələrinə əsasən karbohidrogenlərin axın proseslərinin geniş inkişafı haqqında edilən nəticə çoxlaylı yataqlarının mövcudluğu ilə uyğunlaşır. Müəyyən edilmişdir ki, əyilmə sahələri üçün dartılmış katagenetik zonallıq səciyyəvidir. Bu da, çöküntü toplanmasının və əyilmənin yüksək sürətlərindən və, müvafiq olaraq, neft əmələ gələn ocağında nefttörədən çöküntülərin qalınlığı ilə əlaqəlidir.

**Açar sözlər:** Qara dəniz-Xəzər regionu; modelləşdirmə; miqrasiya prosesləri; akkumulyasiya; ana neftqaz qatı; yataq; çöküntülər; orqanik maddə.