



ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В МЕЗО-КАЙНОЗОЙСКОМ КОМПЛЕКСЕ ЧЕРНОМОРСКО-КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

В. Ю. Керимов^{1,2}, Р. Н. Мустаев^{*1}, Е. А. Лавренова¹, П. А. Романов¹

¹Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, Москва, Россия;

²Институт нефти и газа, НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан

Regularities of hydrocarbons accumulations in the Meso-Cenozoic complex of the Black Sea-Caspian region

V. Yu. Kerimov^{1,2}, R. N. Mustaeв^{*1}, E. A. Lavrenova¹, P. A. Romanov¹

¹S. Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia;

²Institute of Oil and Gas, ANAS, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

The article considers the regularities in the distribution of hydrocarbon accumulations in the Meso-Cenozoic complex of the Black Sea-Caspian region associated with the evolution of generation-accumulation systems developed in the plate cover of the region. The plate cover, as well as elements of the Mesozoic generation-accumulation systems, began to form in the structure of the Alpine structural-geodynamic systems. An analysis of the areal distribution of structural-geodynamic systems shows that the maximum development of sedimentary basins correlates with the transgressive Cretaceous period, which is characterized by the expansion of the areas of pre-existing basins and the emergence of new depocenters. In this case, two groups of basins are distinguished. The first includes the Karkinitzky, Bolshekavkazsky, West Kuban, Central and Tersko-Caspian basins. The second group includes depocenters Indolsky, East Kuban, Berdyansk, North Azov, West Stavropol, Gudilovsky, Ustyurtsky. The most significant events that determined the features of the evolution of generation-accumulation systems correlate with the latest time.

KEYWORDS

Black Sea - Caspian region;
Development of sedimentary basins;
Structural and geodynamic system;
Tectonic conditions;
Signs of oil and gas content.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Закономерности размещения скоплений углеводородов в мезо-кайнозойском комплексе Черноморско-Каспийского региона связаны с эволюцией генерационно-аккумуляционных систем, развитых в плитном чехле региона. Плитный чехол, а также элементы мезозойских генерационно-аккумуляционных систем начали формироваться в структуре альпийских структурно-геодинамических систем. Максимальное развитие осадочных бассейнов соотносится с трансгрессивным меловым периодом, которых характеризуется расширением площадей ранее существовавших бассейнов и появлением новых депоцентров. Анализ их площадного распространения в аспекте структурно-геодинамических систем показывает, что депрессии располагались в пределах разных систем и в разных тектонических условиях (рис. 1).

При этом выделяются две группы бассейнов. Первая включает бассейны Каркинитский, Большекавказский,

Западно-Кубанский, Центрально- и Терско-Каспийский, которые приурочены к областям общего растяжения и погружения в регионах преобладающего развития коры континентального или переходного типов, или областям реверсивного геодинамического режима с преобладанием условий растяжения и погружения в границах кратонов и подвижных областей. Для бассейнов этой группы характерны относительно повышенные скорости осадконакопления и мощности отложений, превышающие 1500 м. Максимальные мощности осадков (до 5000 м и более) отмечены в Большекавказском и Каркинитском меловых депоцентрах [1-7].

Вторая группа включает депоцентры Индольский, Восточно-Кубанский, Бердянский, Северо-Азовский, Западно-Ставропольский, Гудилковский, Устьюртский. Они расположены в пределах областей общего сжатия, преобладающего поднятия или относительной стабилизации, принадлежат Скифской альпийской структурно-геодинамической системе и характеризуются относительно небольшими (не более 1500 м) мощностями осадков.

Однако наиболее значительные события, определив-

E-mail: r.mustaev@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100656>



шие особенности эволюции ГАУС соотносятся с новейшим временем. Именно в этот период окончательно оформились осадочные бассейны Терско-Каспийский, Индоло-, Восточно-Кубанский и Каркинитский, с которыми связаны основные очаги генерации углеводородов на нескольких стратиграфических уровнях. Три из них – Индоло-Кубанский, Восточно-Кубанский и Терско-Каспийский – располагаются в областях реверсивного геодинамического режима с преобладанием условий растяжения и погружения в границах кратонов и подвижных областей и принадлежат к Черноморско-Каспийской структурно-геодинамической системе. Каркинитский - к Скифской с тектоническим режимом общего сжатия, преобладающего поднятия или относительной стабилизации (рис. 2). Следует отметить, что принадлежность Каркинитского бассейна к Скифской структурно-геодинамической системе определяет специфические черты нефтегазоносности его осадочного чехла и отличие его в этом аспекте от остальных бассейнов, которые во многом схожи между собой.

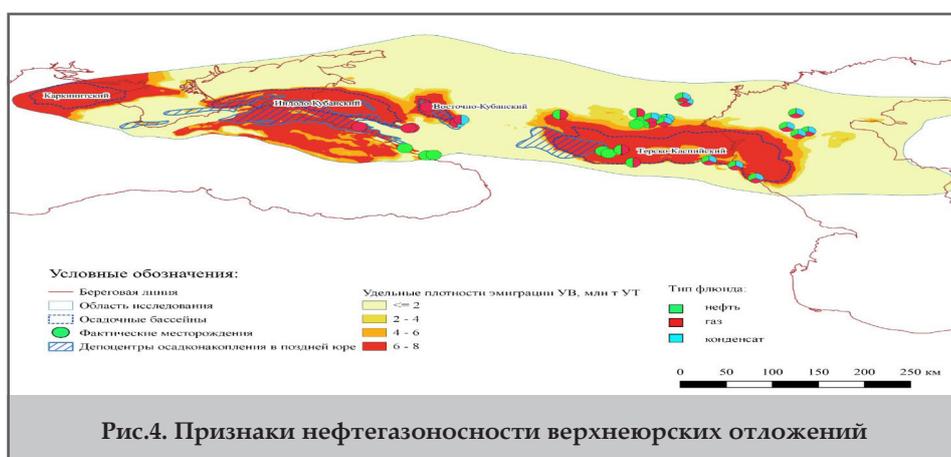
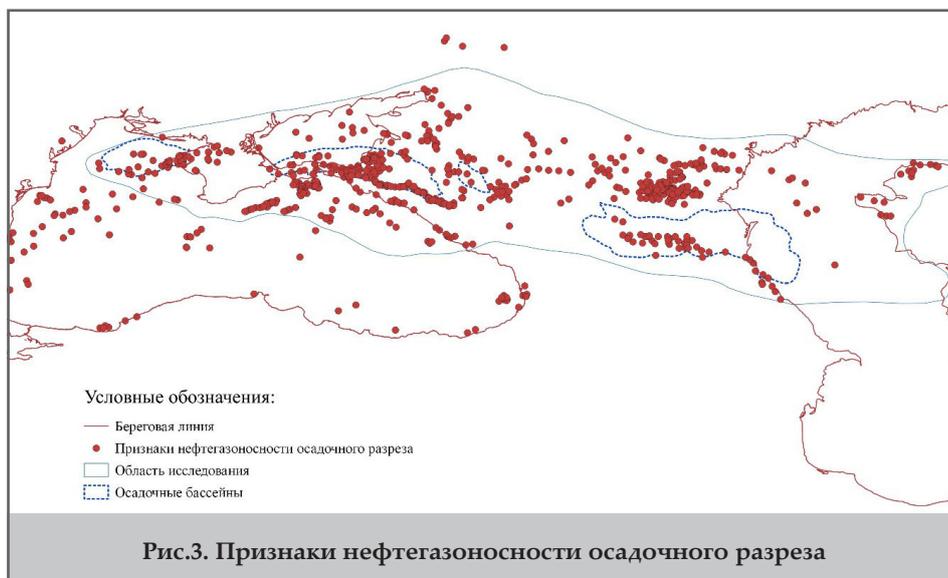
Методика исследований

Бассейновый анализ и численное моделирование углеводородных систем были проведены с использованием программного пакета и технологий моделирования «PetroMod» компании «Schlumberger». Выполненный бассейновый анализ позволил выделить и закартировать осадочные бассейны в пределах изучаемой территории. Все они характеризуются значительной мощностью оса-

дочного чехла (более 5 км) и рассматриваются в качестве наиболее вероятных очагов генерации углеводородов (УВ) [8, 9]. Вместе с тем, как показали исследования, специфика тектонической эволюции бассейнов предопределила существенные различия в соотношении мощностей основных осадочных комплексов, что не могло не отразиться на развитии углеводородных систем, наличие которых подтверждается установленной нефтегазоносностью осадочного чехла. Анализ признаков нефтегазоносности указывает на существование нескольких независимых ГАУС в каждом из бассейнов, особенности развития и взаимодействия которых контролируют перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов и прилегающих территорий [10].

Результаты исследований

Нефтегазоносность изучаемой территории была проанализирована с позиций нефтегазогеологического районирования, приведены примеры типичных месторождений. В рамках проведенного бассейнового анализа признаки нефтегазоносности плитного чехла изучались с позиций эволюции осадочных бассейнов, в аспекте выделенных крупных осадочных комплексов, а также входящих в их состав генерационно-аккумуляционных углеводородных систем. Для этого была сформирована база данных, включающая информацию обо всех месторождениях и нефтегазопроявлениях в регионе. В качестве источников информации использовались материалы Государственных балансов, а также фондовые материалы, публикации и диссертационные работы. База содержит данные о более



чем семистах месторождениях и нефтегазопроявлениях Предкавказья, Крыма и прилегающих частей акваторий Черного, Азовского и Каспийского морей (рис. 3).

Анализ собранной информации показал, что признаки нефтегазоносности установлены по всему разрезу плитного чехла от верхней юры до миоцена включительно.

Верхнетриасовый и юрские перспективные комплексы, в силу ограниченности площадного распространения отложений, соответствующего возрастов, не является основным в пределах изучаемого региона. Так, например, в разрезе Каркинитского бассейна верхнеюрские отложения отсутствуют. Всего выявлено около 30 верхнеюрских месторождений и нефтегазопроявлений (рис. 4 и 5). В Западном Предкавказье газовые и газоконденсатные месторождения расположены по периферии Восточно-Кубанского бассейна и на юго-восточной окраине Индоло-Кубанского бассейна. Как правило, верхнеюрские резервуары не единственные, залежи на этих месторождениях установлены также и в вышележащих нижнемеловых породах и даже в миоценовых.

В Восточном Предкавказье продуктивность верхней юры установлена на многих площадях на суше и прилегающей акватории Каспийского моря (рис. 4).

Все месторождения располагаются вдоль северного и южного бортов Терско-Каспийского бассейна. С точки зрения распределения типа флюида наблюдается определенный тренд: нефтегазоконденсатные месторождения располагаются на востоке, нефтяные и газонефтяные –

группируются на западе, что может быть обусловлено рядом причин (наличием нескольких источников, различиями ОВ нефтегазоматеринской породы, ее зрелости, и т.д.) и требует дальнейшего рассмотрения.

Несколько нефтепроявлений и одно проявление газа установлены в обнажениях на южном склоне Кавказа в инверсированной части Большекавказского бассейна. Они указывают на наличие активной ГАУС в бассейне и на возможные перспективы акваториальной части этого бассейна, несмотря на неудачные результаты бурения ПАО «Роснефть», которые подтвердили наличие верхнеюрской карбонатной постройки на валу Шатского, но не выявили насыщения разреза углеводородами

Меловая часть разреза является одним из основных продуктивных комплексов в изучаемом регионе (рис. 6-8). Залежи нефти, газа и конденсата в различных сочетаниях установлены по периферии четырех выделенных крупных бассейнов: Каркинитского, Индоло-Кубанского, Восточно-Кубанского и Терско-Каспийского.

В месторождениях Каркинитского бассейна нижнемеловые породы являются самым древним резервуаром, что указывает на наличие НГМТ в этой части разреза. На части месторождений залежи установлены только на нижнем мелу, (см. рис. 6-8). По типу флюида это нефтяные, газонефтяные, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи.

Большинство же месторождений многопластовые с продуктивными пластами в широком стратиграфическом диапазоне от мела до нижнего-среднего палеогена

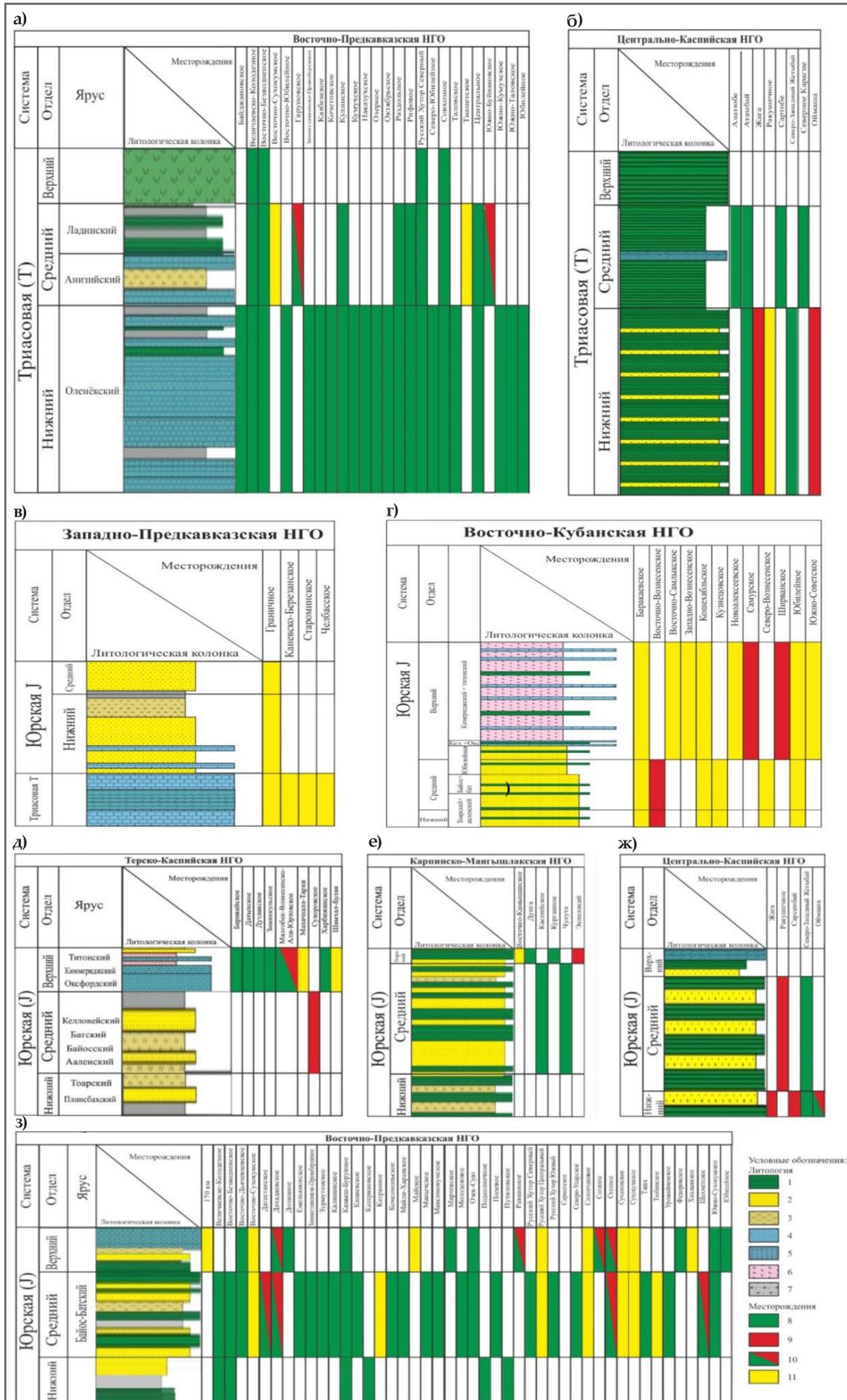


Рис.5. Месторождения и залежи УВ в триасовых (а, б) и юрских (в-з) отложениях
 Литология: 1 – глины, 2 – песчаники, 3 – алевролиты, 4 – известняки, 5 – доломиты, 6 – ангидриты,
 7 – аргиллиты; Месторождения: 8 – нефтяные, 9 – газовые, 10 – нефтегазовые, 11 – нефтегазоконденсатное

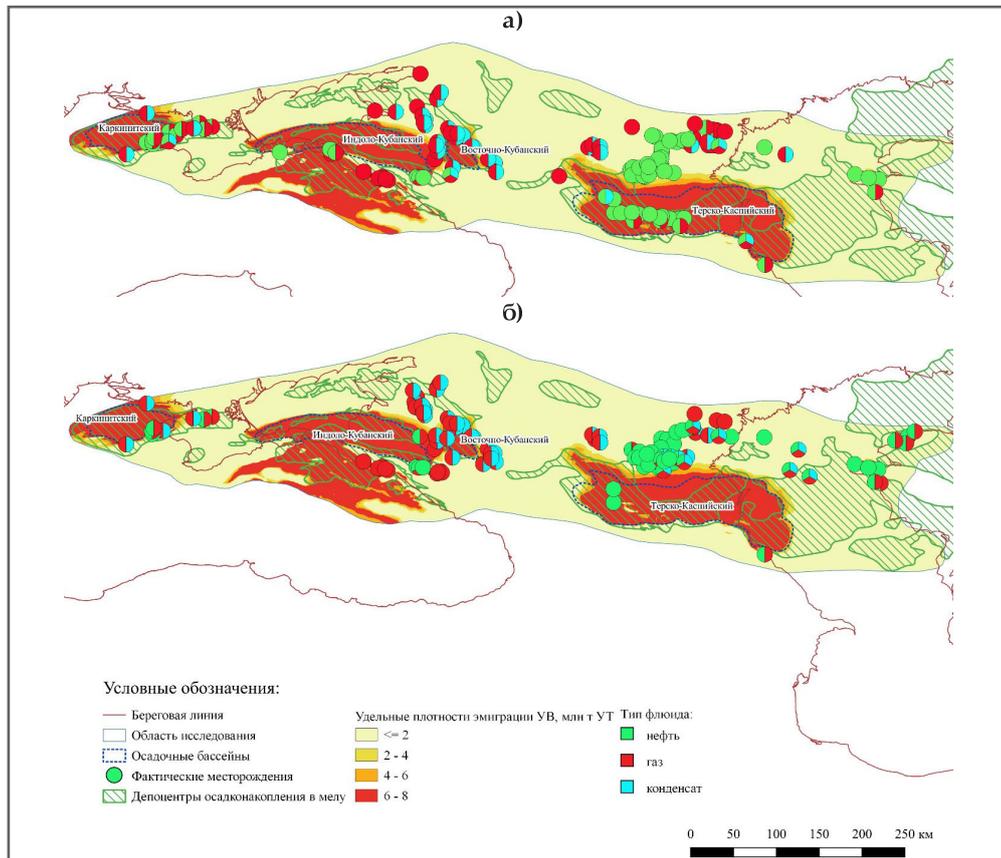


Рис.6. Признаки нефтегазоносности нижнемеловых отложений
 а) месторождения, в которых нижнемеловой резервуар является наиболее древним; б) месторождения, в которых нижнемеловой резервуар является наиболее молодым

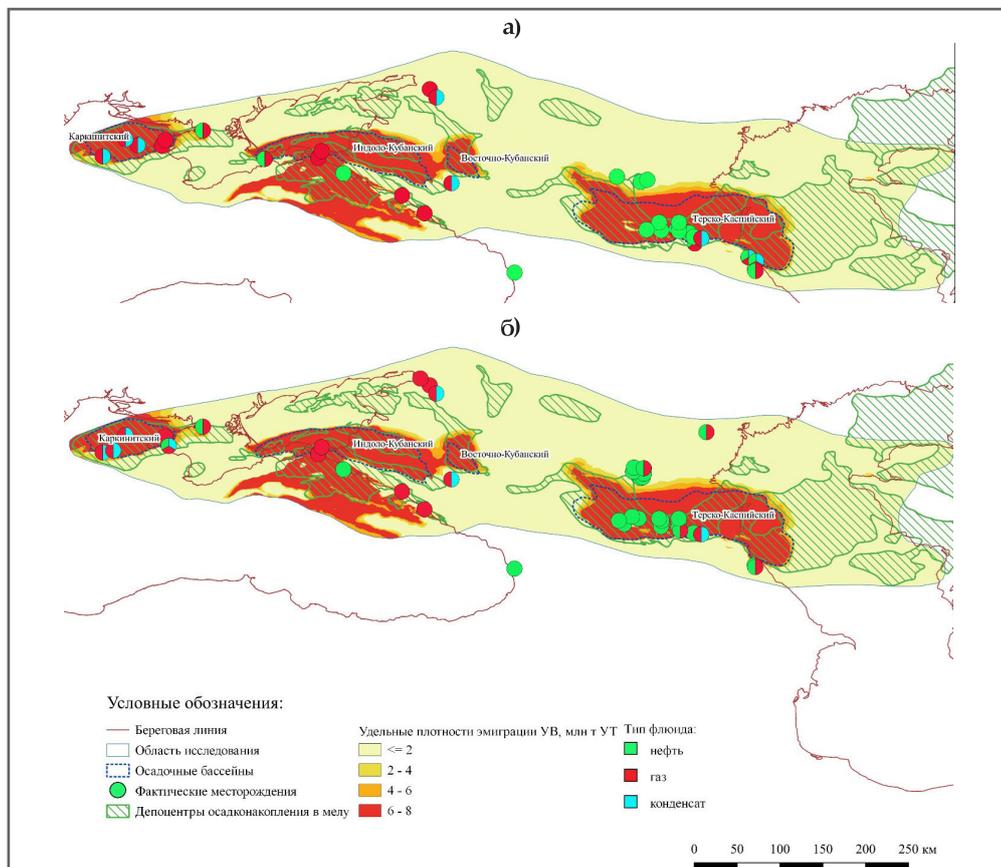


Рис.7. Признаки нефтегазоносности верхнемеловых отложений
 а) месторождения, в которых верхнемеловой резервуар является наиболее древним; б) месторождения, в которых верхнемеловой резервуар является наиболее молодым

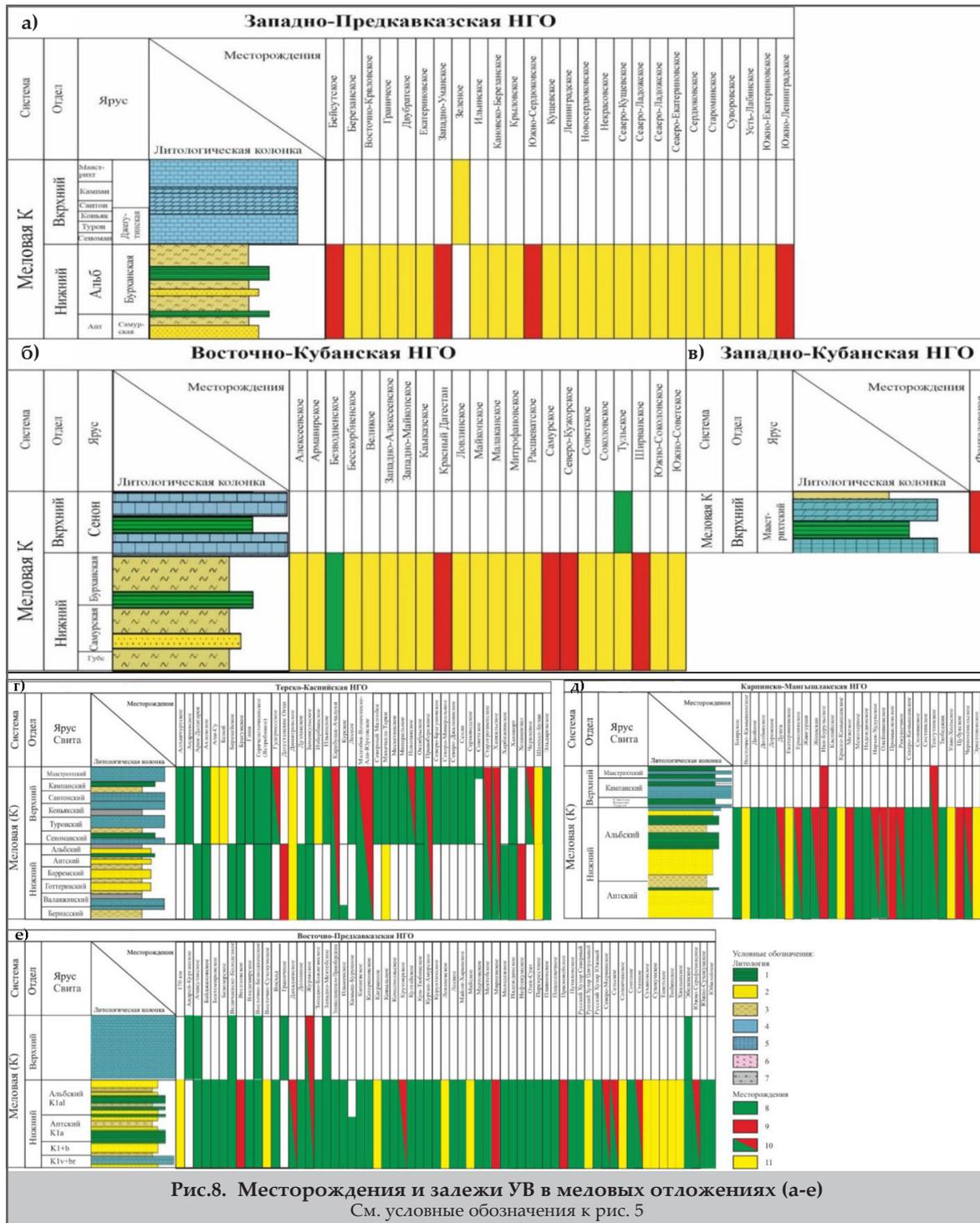


Рис.8. Месторождения и залежи УВ в меловых отложениях (а-е)
См. условные обозначения к рис. 5

и майкопа. Отсутствие трендов в размещении залежей по типу флюида в многопластовых и однопластовых месторождениях может указывать на единый источник углеводородов. Большинство открытых месторождений, в которых продуктивность установлена в отложениях начиная с нижнего мела, локализовано вдоль южного и юго-восточного бортов Каркинитского бассейна, что, по-видимому, контролируется структурным фактором и преимущественной миграцией УВ в этом направлении.

Несколько месторождений, где наиболее древним резервуаром является нижний мел, открыты в пределах южного борта Индоло-Кубанского прогиба. Это преимущественно нефтяные, а также газонефтяные месторождения. Месторождения многопластовые с установленной продуктивностью вплоть до миоцена. Часть месторожде-

ний, в которых продуктивные интервалы локализованы только верхнемеловых отложениях, и в одном случае сопровождаются залежью в палеогене, возможно представляют самостоятельную систему. Однако, это требует дополнительного изучения.

Отчетливый тренд по типу флюида фиксируется в Западном Предкавказье, связанный, по-видимому, с Восточно-Кубанским прогибом. По типу флюида месторождения в основном газоконденсатные, в редких случаях – газовые, что указывает на единый источник углеводородов. На большинстве месторождений – меловой комплекс является единственно продуктивным, но в многопластовых – продуктивны и более древние - триасовые отложения. Это указывает на наличие активной ГАУС в отложениях переходного комплекса, которая

влияет на перспективы плитного чехла этой территории. Расположение месторождений также контролируется развитием резервуарных толщ, связанных с особенностями развития меловых палеобассейнов Восточно-Кубанского и Северо-Азовского [11-17].

В качестве особенностей нефтегазоносности Восточного Предкавказья можно отметить преимущественную многопластовость месторождений и широкий стратиграфический диапазон продуктивности. Залежи мелового комплекса за исключением нескольких месторождений складчатого борта, встречаются в составе многопластовых месторождений. При этом выделяются две группы для которых можно отметить определенные закономерности как по стратиграфическому интервалу распределения продуктивности, так и по типу флюида.

Первая группа месторождений располагается на северной периферии Терско-Каспийского бассейна. В большом количестве объектов этой группы нижнемеловые отложения начинают продуктивный интервал, являясь самыми древними резервуарными толщами. При этом в другой части группы нижнемеловые резервуары замыкают продуктивный интервал, который начинается в более древних отложениях, включая породы переходного комплекса. Вне зависимости от стратиграфического диапазона продуктивных отложений в этой группе месторождений отмечается определенная латеральная зональность по типу флюида с преобладанием нефтяных месторождений в центральной части и газоконденсатных и газовых по периферии (на востоке и западе).

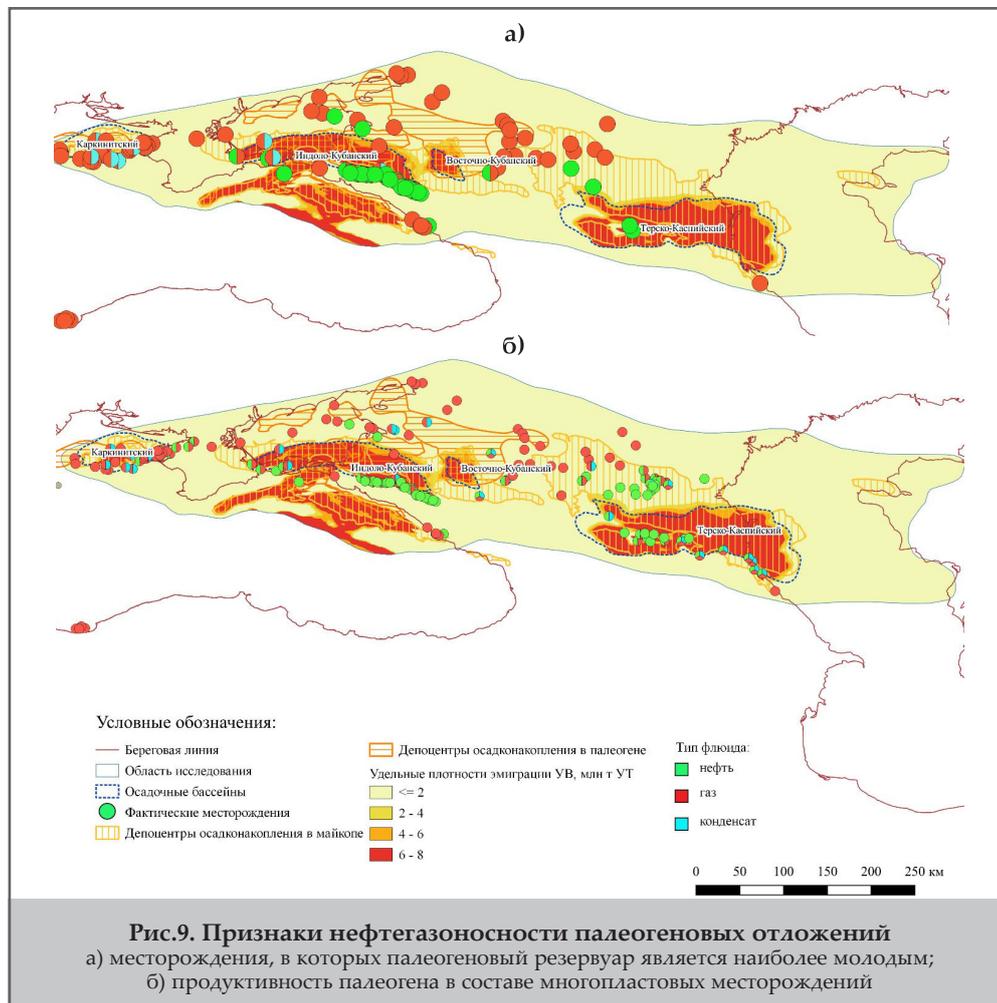
Вторая группа месторождений расположена вдоль

южного складчатого борта Терско-Каспийского бассейна. Месторождения также преимущественно многопластовые. По типу флюида преобладают нефтяные. Меловые (в основном нижнемеловые) резервуары, как правило, начинают продуктивный интервал. Хотя на нескольких месторождениях выявлены залежи и в юрских отложениях.

Примечательно, что продуктивность отложений верхнего мела установлена главным образом среди месторождений второй группы. Среди них группа объектов, где верхнемеловые резервуары самые древние. Эти месторождения отличаются, в том числе по типу флюида – преобладают нефтегазоконденсатные и газонефтяные залежи. Это может указывать на существование самостоятельной углеводородной системы с основным резервуаром в нижнем меле, либо на дополнительный источник и смешение УВ.

Палеогеновые отложения являются вторым по значимости продуктивным комплексом на территории Скифской плиты (рис. 9 и 10). По большей части это газовые и газоконденсатные месторождения.

В Каркинитском бассейне залежи в палеогене установлены в эоценовой, палеоэоценовой и майкопской частях разреза. Месторождения преимущественно газовые, газоконденсатные расположенные в центральной части и вдоль юго-западного борта бассейна, вероятно, представляют самостоятельную ГАУС с единым источником УВ. Большая часть палеогеновых залежей в составе многопластовых месторождений, в которых продуктивны также и меловые отложения принадлежат другой ГАУС и, скорее всего, сформировались в результате перетока из нижележащих меловых пород. В составе таких месторождений



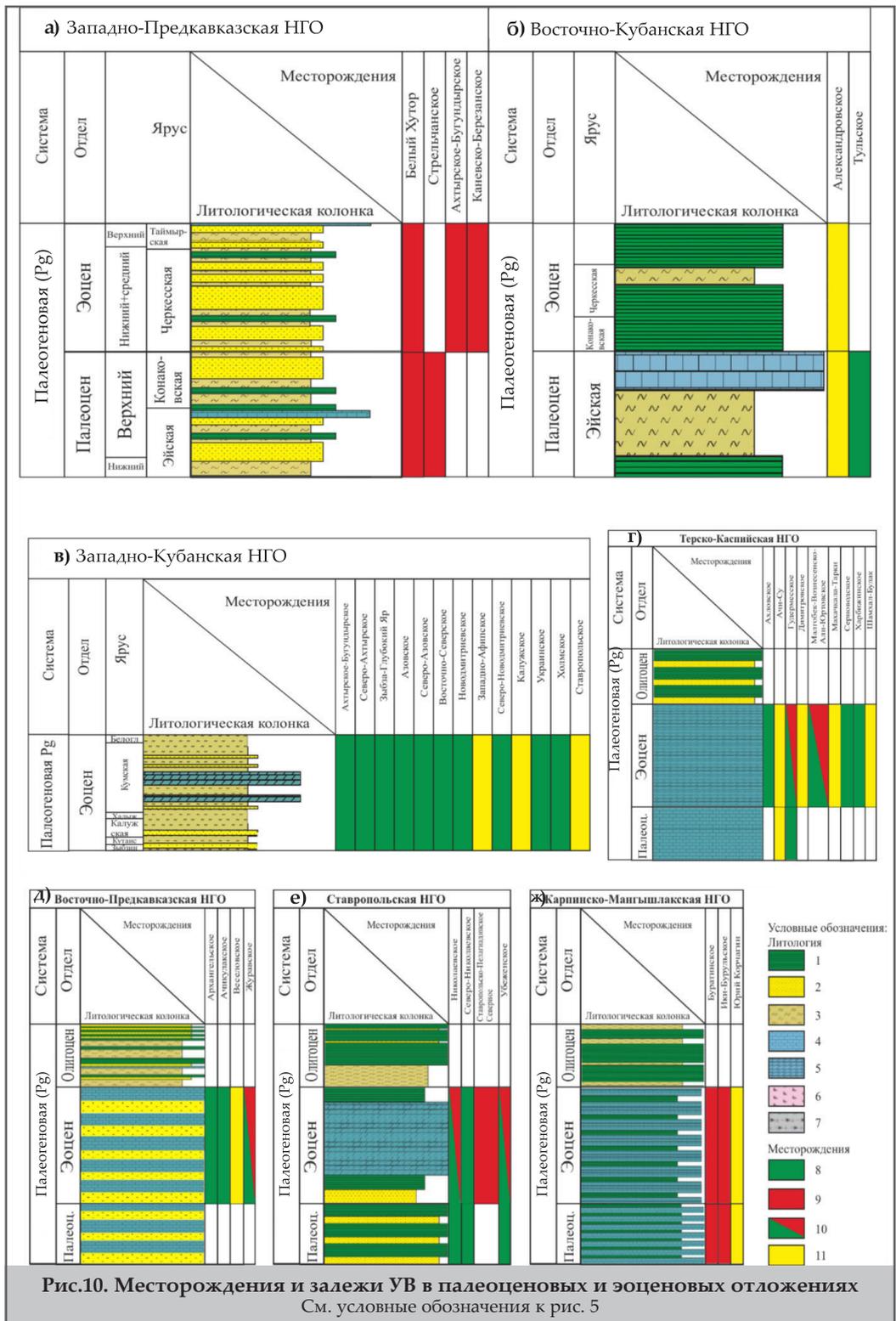


Рис.10. Месторождения и залежи УВ в палеогеновых и эоценовых отложениях
См. условные обозначения к рис. 5

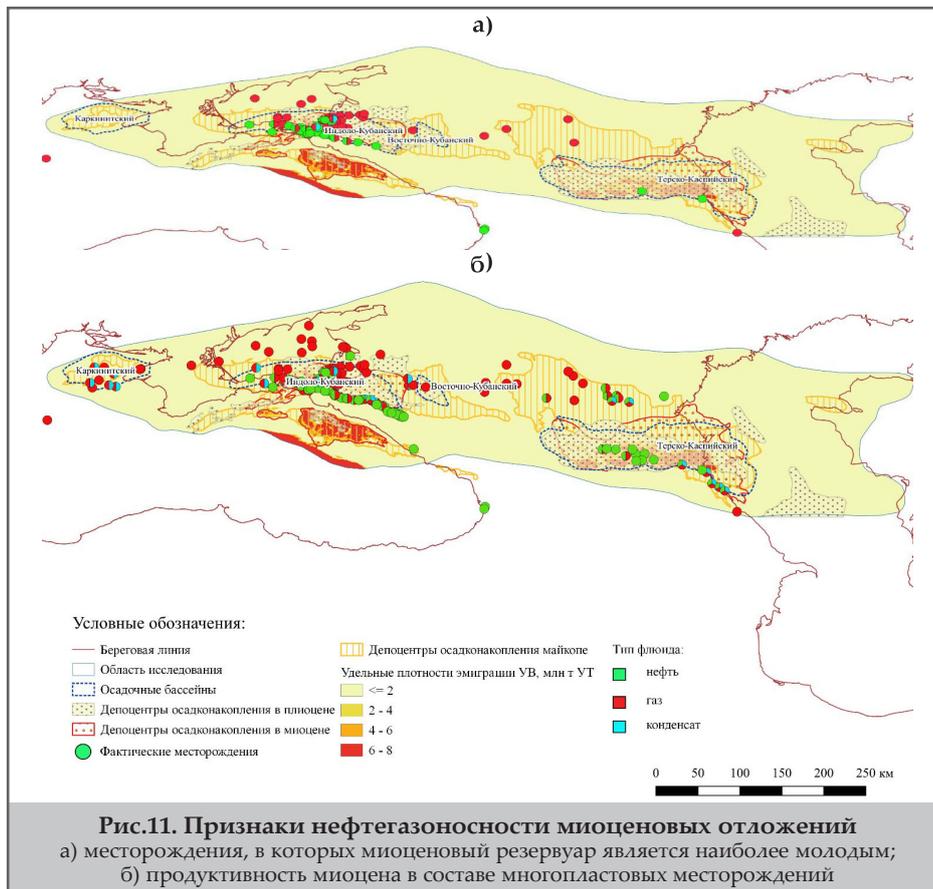
существенную долю составляют нефтяные залежи [18-21].

В акватории Черного моря продуктивность верхнего палеогена доказана в пределах Керченско-Таманского прогиба, что указывает на существование здесь активной генерационно-аккумуляционной углеводородной системы. На Черноморском побережье в районе Адлера-Сочи (Адлерской депрессии) выявлены газопроявления в нижней части палеогена и нефтепроявление – в майкопской. Различный тип насыщения разновозрастных резервуаров может свидетельствовать о возможном существовании двух ГАУС в этом бассейне.

В западном Предкавказье и прилегающей акватории

Азовского моря можно выделить две группы месторождений с залежами в отложениях палеогена. Первая группа включает месторождения, расположенные вдоль южного борта Индоло-Кубанского бассейна, представленные преимущественно нефтяными залежами. В подавляющем большинстве месторождений этой группы продуктивен только палеоген (палеоцен, эоцен и майкоп). Только на нескольких месторождениях, расположенных у юго-западной окраины Индоло-Кубанского бассейна в продуктивный интервал, входят и более древние верхнемеловые отложения.

Вторая группа месторождений локализуется в аква-



тории Азовского моря и прилегающей суше Западного Предкавказья и представлена преимущественно газовыми залежами. В Азовском море продуктивны преимущественно майкопские отложения, являющиеся, как правило, единственно продуктивными в разрезе. Они, вероятно, связаны с очагом Индоло-Кубанского прогиба.

На прилегающей суше газоносна преимущественно нижняя и средняя часть палеогена. Эти скопления УВ также, как и меловые в этом районе, видимо, принадлежат Восточно-Кубанскому бассейну.

Следует отметить, что и в акватории Азова, и на сопредельной суше встречаются месторождения, где палеоген не единственно продуктивный интервал, и нефтегазоносность установлена, также и в нижележащих отложениях мела и переходного комплекса. В составе флюида таких месторождений кроме газа встречается и газовый конденсат.

В центральной части Предкавказья (Ставропольский свод) палеогеновый комплекс является единственным продуктивным комплексом, за исключением нескольких месторождений с установленной нефтегазоносностью в вышележащих отложениях миоцена [22-29]. Месторождения исключительно газовые. По мере продвижения на восток и юго-восток – ближе к Восточно-Кубанскому бассейну стратиграфический диапазон продуктивного интервала увеличивается за счет нижележащих горизонтов мела и юры. Это сопровождается изменениями в составе залежей – они становятся газо-нефтяными и нефтегазоконденсатными.

Похожая картина наблюдается при продвижении к востоку от Ставропольского свода, где стратиграфический

диапазон продуктивности последовательно увеличивается за счет меловых, юрских и триасовых отложений [30-39]. В составе флюида появляется газовый конденсат и нефть. В составе многопластовых месторождений продуктивность палеогенового интервала разреза установлена на северной периферии Терско-Каспийского бассейна и вдоль его южного складчатого борта. Месторождения различного фазового состава (нефтяные, газонефтяные, нефтегазоконденсатные). Залежи вероятнее всего сформировались в результате перетоков из нижележащих отложений

Основная часть месторождений в миоценовом интервале неогеновом разреза приурочена к Индоло-Кубанскому бассейну (рис. 11а, 12), где они, по-видимому, представляют самостоятельную генерационно-аккумуляционную систему. Наблюдается определенная латеральная зональность в составе залежей с преобладанием нефтяных скоплений вдоль южного борта бассейна. Это возможно обусловлено дополнительным подтоком углеводородов из нижележащих отложений.

Большинство месторождений, расположенных в центральной части и на северной периферии бассейна, характеризуются преобладанием газа в составе залежей, что может указывать на единый источник УВ.

В Восточном Предкавказье установлено всего несколько месторождений с самостоятельными залежами в миоценовых отложениях. Только два из них нефтяных, расположены в центральной наиболее погруженной части Терско-Каспийского прогиба.

В этой части изучаемой территории миоцен продуктивен также в составе многопластовых месторождений (см. рис. 11б, 12), где он часто завершает продуктивный интервал.

Выводы

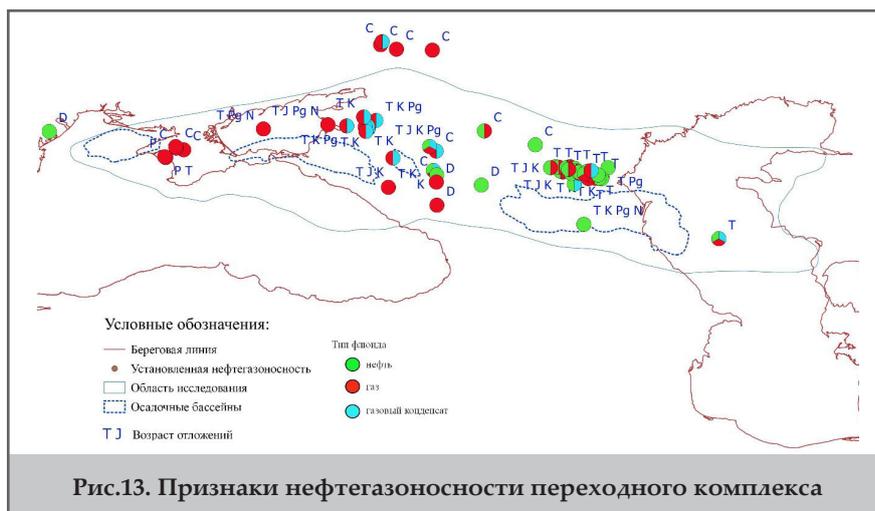
Современный углеводородный потенциал Черноморско-Каспийского региона определяется новейшей геодинамической активностью. Особенности тектонического режима оказали критическое влияние, как на формирование осадочного чехла бассейнов, так и на эволюцию входящих в их состав углеводородных систем в части реализации нефтегазоматеринскими толщами их начального углеводородного потенциала, а также процессов генерации, миграции и аккумуляции.

Для всех изученных бассейнов формирование скоплений сопровождается разрушением части из них в периоды тектонической активизации, обуславливающий наличие вертикальных перетоков УВ между ГАУС разных стратиграфических уровней. Полученные по результатам моделирования выводы согласуются с фактическими данными - широким развитием многопластовых месторождений в пределах изучаемой территории.

Результаты проведенного анализа признаков нефтегазоносности указывают на существование сложной системы активных разновозрастных ГАУС, приуроченных к четырем основным осадочным бассейнам, которые контролируют фактическую нефтегазоносность осадочного чехла. Вместе с тем, наличие признаков нефтегазоносности переходного комплекса (рис. 13) указывает на существование активной ГАУС в этой части разреза, которая, по-видимому, является дополнительным источником углеводородов для отложений плитного чехла.

Пульсирующий геодинамический режим обеспечил быстрый отток УВ из очагов генерации – на графиках генерации и эмиграции видно, что эмиграция углеводородов из очагов стартует практически сразу после начала генерации. Реверсивный характер тектонических движений способствовал изменению структурного плана очагов и сопредельных территорий и миграции углеводородов на большие расстояния.

В новейшее время началась генерация и эмиграция углеводородов из нефтегазоматеринских толщ эоценовой, майкопской и миоценовой (Терско-Каспийского и Индо-Кубанского депоцентров). В более древних НГМТ (среднеюрской и меловой) – эти процессы резко активизировались.



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. Сенин, Б. В., Керимов, В. Ю., Богоявленский, В. И. и др. (2020). Нефтегазоносные провинции морей России и сопредельных акваторий. Москва: Недра.
2. Хаин, В. Е., Богданов, Н. А. (2003). Международная тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления. М 1:2500000. Москва: ПКО Картография.
3. Леонов, Ю. Г., Волож, Ю. А., Антипов, М. П. и др. (2010). Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования. Москва: ГЕОС.
4. Афанасенков, А. П., Никишин, А. М., Обухов, А. Н. (2007). Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. Москва: Научный мир.
5. 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.
6. Клавдиева, Н. В. (2007). Тектоническое погружение Предкавказских краевых прогибов в кайнозой. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва.
7. Сенин, Б. В., Леончик, М. И., Ошерова, Н. А. (2018). Основные итоги геологоразведочных работ и перспекти-

вы 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. Адамс, Т. (2000). Каспийские углеводороды, политизация региональных трубопроводов и дестабилизация Кавказа. *Кавказские региональные исследования*, 5(1,2).

10. Багир-заде, Ф. М., Нариманов, А. А. (1988). Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря. *Москва: Недра*.

11. Глузов, И. Ф., Маловицкий, Я. П., Новиков, А. А., Сенин, Б. В. (2004). Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. *Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр»*.

12. Гулиев, И. С., Федоров, Д. Л., Кулаков, С. И. (2009). Нефтегазоносность Каспийского региона. *Баку: Nafta-Press*.

13. Дмитриева, Т. П., Парпарова, Г. М. (1981). Глубинная зональность катагенеза рассеянного органического вещества палеоген-неогеновых отложений Азербайджана. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 4, 24-28.

14. 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.

15. 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.

16. 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.

17. 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.

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

19. Kerimov, V. Yu., Gorbunov, A. A., Lavrenova, E. A., Osipov, A. V. (2015). Models of hydrocarbon systems in the Russian Platform-Ural junction zone. *Lithology and Mineral Resources*, 50, 394-406.

20. 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.

21. 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.

22. 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.

23. 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.

24. 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.

25. 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.

26. Kuznetsov, N. B., Kerimov, V. Yu., Osipov, A. V., Monakova, A. S. (2018). Geodynamics of the Ural Foredeep and geomechanical modeling of the origin of hydrocarbon accumulations. *Geotectonics*, 52(3), 297-311.

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

28. 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.

29. 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.

30. 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.

31. 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*.

32. 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.

33. 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*.

34. 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*.

35. 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.

36. Kerimov, V. Yu., Leonov, M. G., Mustaev, R. N., Guryanov, S. A. (2020). Postmagmatic tectonics of basement granites of the far eastern seas of Russia. *Eurasian Mining*, 2, 3-6.

37. 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.
38. 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.
39. Ziegler, P. (1989). Evolution of Laurussia: a study in Late Paleozoic Plate Tectonics. *Dordrecht, Netherlands: Kluwer Acad. Publ.*

References

1. 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*.
2. Khain, V. E., Bogdanov, N. A. (2003). International tectonic map of the Caspian Sea and its surroundings. Scale 1:2500000. *Moscow: PKO Kartografiya*.
3. Leonov, Yu. G., Volozh, Yu. A., Antipov, M. P., et al. (2010). Consolidated crust of the Caspian Region: zoning experience. *Moscow: GEOS*.
4. Afanasev, A. P., Nikishin, A. M., Obukhov, A. N. (2007). Eastern Black sea basin: geological structure and hydrocarbon potential. *Moscow: Scientific World*.
5. 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*.
6. Klavdiyeva, N. V. (2007). Tektonicheskoye pogruzheniye Predkavkazskikh krayevykh progibov v kaynozoye. Dissertatsiya na soiskaniye uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. *Moskva*.
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. Adams, T. (2000). Kaspiyskiye uglevodorody, politizatsiya regional'nykh truboprovodov i destabilizatsiya Kavkaza. *Kavkazskiy regional'nyye issledovaniya*, 5(1,2).
10. Bagir-zade, F. M., Narimanov, A. A. (1988). Geologo-geokhimicheskiye osobennosti mestorozhdeniy Kaspiyskogo morya. *Moskva: Nedra*.
11. Glumov, I. F., Malovitskiy, YA. P., Novikov, A. A., Senin, B. V. (2004). Regional'naya geologiya i neftegazonosnost' Kaspiyskogo morya. *Moskva: OOO «Nedra-Biznescentr»*.
12. Guliyev, I. S., Fedorov, D. L., Kulakov, S. I. (2009). Neftegazonosnost' Kaspiyskogo regiona. *Baku: Nafta-Press*.
13. Dmitriyeva, T. P., Parparova, G. M. (1981). Glubinnaya zonal'nost' katageneza rasseyannogo organicheskogo veshchestva paleogen-neogenovykh otlozheniy Azerbaydzhana. *Azerbaydzhanskoye Neftyanoye Khozyaystvo*, 4, 24-28.
14. 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.
15. 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.
16. 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
17. 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.
18. Mangino, S., Priestley, K. (1998). The crustal structure of the Southern Caspian Region. *Geophysical Journal International. Royal Astronomical Society, UK*, 133(3), 630–648.
19. Kerimov, V. Yu., Gorbunov, A. A., Lavrenova, E. A., Osipov, A. V. (2015). Models of hydrocarbon systems in the Russian Platform-Ural junction zone. *Lithology and Mineral Resources*, 50, 394-406.
20. 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.
21. 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.
22. 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.
23. 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.
24. 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.
25. 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.
26. Kuznetsov, N. B., Kerimov, V. Yu., Osipov, A. V., Monakova, A. S. (2018). Geodynamics of the Ural Foredeep and geomechanical modeling of the origin of hydrocarbon accumulations. *Geotectonics*, 52(3), 297-311.
27. Rachinsky, M. Z., Kerimov, V. Y. (2015). Fluid dynamics of oil and gas reservoirs / Ed. by Gorfunkel, M. V. NY, USA: *Scrivener Publ. - Wiley*.
28. 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.

29. 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.

30. 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.

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

32. 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.

33. 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*.

34. 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*.

35. 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.

36. Kerimov, V. Yu., Leonov, M. G., Mustaev, R. N., Guryanov, S. A. (2020). Postmagmatic tectonics of basement granites of the far eastern seas of Russia. *Eurasian Mining*, 2, 3–6.

37. 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.

38. 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.

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

Закономерности размещения скоплений углеводородов в мезо-кайнозойском комплексе Черноморско-Каспийского региона

В. Ю. Керимов^{1,2}, Р. Н. Мустаев¹, Е. А. Лавренова¹, П. А. Романов¹

¹Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия;

²Институт нефти и газа, НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан

Реферат

В статье рассмотрены закономерности размещения скоплений углеводородов в мезо-кайнозойском комплексе Черноморско-Каспийского региона связанные с эволюцией генерационно-аккумуляционных систем, развитых в плитном чехле региона. Плитный чехол, а также элементы мезозойских генерационно-аккумуляционных систем начали формироваться в структуре альпийских структурно-геодинамических систем. Анализ площадного распространения структурно-геодинамических систем показывает, что максимальное развитие осадочных бассейнов соотносится с трансгрессивным меловым периодом, которых характеризуется расширением площадей ранее существовавших бассейнов и появлением новых депоцентров. При этом выделяются две группы бассейнов. Первая включает бассейны Каркинитский, Большешевкавказский, Западно-Кубанский, Центральнo- и Терско-Каспийский. Вторая группа включает депоцентры Индольский, Восточно-Кубанский, Бердянский, Северо-Азовский, Западно-Ставропольский, Гудиловский, Устюртский. Наиболее значительные события, определившие особенности эволюции генерационно-аккумуляционных систем соотносятся с новейшим временем.

Ключевые слова: Черноморско-Каспийский регион; развитие осадочных бассейнов; структурно-геодинамическая система; тектонические условия; признаки нефтегазоносности.

Qara dəniz-Xəzər regionunun mezo-kaynozoy kompleksində karbohidrogen yataqlarının yerləşdirilməsinin qanunauyğunluqları

V. Y. Kərimov^{1,2}, R. N. Mustayev¹, E. A. Lavrenova¹, P. A. Romanov¹

¹Serqo Orconikidze adına Rusiya Dövlət Geologiya-kəşfiyyat Universiteti, Moskva, Rusiya;

²AMEA-nın Neft və Qaz İnstitutu, Bakı, Azərbaycan;

Xülasə

Məqalədə, Qara dəniz-Xəzər regionunun plitə çexolunda inkişaf etmiş generasiya-akkumulyasiya sistemlərinin təkamülü ilə bağlı mezo-kaynozoy kompleksində karbohidrogenlərin yığımlarının yerləşdirilməsinin qanunauyğunluqlarına baxılmışdır. Plitə çexolu, eləcə də mezozoy generasiya-akkumulyasiya sistemlərinin elementləri Alp struktur-geodinamik sistemlərinin strukturunda formalaşmağa başlamışdır. Struktur-geodinamik sistemlərin sahə üzrə paylanması təhlili göstərir ki, çöküntü hövzələrinin maksimal inkişafı, əvvəllər mövcud olan hövzələrin sahələrinin genişlənməsi və yeni deposentrların meydana gəlməsi ilə səciyyələnən, transqressiv təbəşir dövrü ilə əlaqəlidir. Bu zaman iki qrup hövzə ayrılır. Birinci qrupa Karkinit, Böyük Qafqaz, Qərbi Kuban, Mərkəzi və Terek-Xəzər hövzələri daxildir. İkinci qrupa İndolskiy, Şərqi Kuban, Berdyanskiy, Şimalı Azov, Qərbi Stavropol, Qudilovski, Ustyurtskiy deposentrləri aiddir. Generasiya-akkumulyasiya sistemlərinin təkamülünün xüsusiyyətlərini müəyyən edən ən əhəmiyyətli hadisələr müasir dövrlə əlaqələndirilir.

Açar sözlər: Qara dəniz-Xəzər regionu; çöküntü hövzələrin inkişafı; struktur-geodinamik sistem; tektonik şərait; neftlilik-qazlılıq əlamətləri.