



ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ В КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ

У.С. СЕРИКОВА, П.А. РОМАНОВ*

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117997, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Рассматриваются условия формирования и распределения скоплений ловушек и залежей в Каспийском регионе.

Цель. Оценка условий формирования и распределения ловушек и залежей в Каспийском регионе.

Материалы и методы. Статистическое обобщение и систематизация данных и материалов, частично заимствованных из справочной литературы, фондовых источников, промысловых данных и опубликованных работ [2, 5, 7].

Результаты. В результате преимущественно в платформенных шельфовых условиях и на локальных участках относительной стабилизации или слабых колебательных движений образование литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек может быть связано с разнообразными аккумулятивными и эрозионно-аккумулятивными формами прибрежных и удаленных от берега обособленных мелководий. Наконец, отдельные группы ловушек образуются в периоды относительной геодинамической стабилизации в акваториях, где обеспечиваются условия карбонатонакопления и образования биогенных сооружений.

Ключевые слова: Каспийский регион, нефтегазоносная провинция, месторождение, стратиграфический интервал, структура, УВ

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Серикова У.С., Романов П.А. Оценка условий формирования и распределения ловушек и залежей в Каспийском регионе. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка.* 2022;64(4):64—80. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-64-80>

Статья поступила в редакцию 15.10.2022

Принята к публикации 11.11.2022

Опубликована 14.11.2022

* Автор, ответственный за переписку

ASSESSMENT OF CONDITIONS FOR THE FORMATION AND DISTRIBUTION OF TRAPS AND DEPOSITS IN THE CASPIAN REGION

ULYANA S. SERIKOVA, PAVEL A. ROMANOV*

*Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia*

ABSTRACT

Introduction. The conditions of formation and distribution of accumulations of traps and deposits in the Caspian region are considered.

Goal. Assessment of conditions for the formation and distribution of traps and deposits in the Caspian region.

Materials and methods. Statistical generalization and systematization of data and materials partially borrowed from reference literature, stock sources, field data and published works [2, 5, 7].

Results. As a result, mainly in platform shelf conditions and in local areas of relative stabilization or weak oscillatory movements, the formation of lithological-stratigraphic and combined traps can be associated with a variety of accumulative and erosive-accumulative forms of coastal and isolated shallow waters remote from the coast. Finally, separate groups of traps are formed during periods of relative geodynamic stabilization, in water areas where conditions for carbonation accumulation and the formation of biogenic structures are provided.

Keywords: Caspian region, oil and gas province, deposit, stratigraphic interval, structure, UV

Conflict of interest: The authors declare that there is no conflict of interest.

Funding: The study had no sponsorship.

For citation: Serikova U.S., Romanov P.A. Assessment of conditions for the formation and distribution of traps and deposits in the Caspian region. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(4):64—80. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-4-64-80>

Manuscript received 15 October 2022

Accepted 11 November 2022

Published 14 November 2022

* Corresponding author

Источниками информации для оценки условий формирования и распределения указанных категорий ловушек и залежей углеводородов (УВ) в Каспийском регионе стали нефтегазогеологические характеристики морских и континентальных месторождений, содержащиеся в известных справочных изданиях разных лет Северного Кавказа, Каспия и Прикаспия. Разнообразие типов ловушек и залежей углеводородов в месторождениях в нефтегазоносных провинциях и соответствующих областей Каспийского региона отражено в таблице 1. В соответствии с определениями и характеристиками некоторых типов ловушек и залежей, приведенными выше, а также данными о месторождениях разного флюидного

состава и возраста вмещающих толщ в регионе, изложенных в справочных и прочих литературных источниках, вся совокупность анализируемых характеристик, отражающих принадлежность месторождения к тому или иному классу, распределена по отношению к двум факторам — структурному и седиментационному (литолого-стратиграфическому).

Методика исследований

Первый фактор определяет полную конфигурацию месторождения в геологическом пространстве (т.е. обобщенную морфологию занимаемой им части этого пространства), второй, совместно с первым или самостоятельно, —

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

внутреннюю структуру месторождения, образуемую одной или несколькими залежами. К структурному фактору в процессе анализа (см. табл. 1) отнесены приводимые в отмеченных выше справочных и научных публикациях (см. табл. 1) типы структурных элементов в генерализованном, сокращенном до 5 основных форм варианте (антиклиналь, брахиантиклиналь, купол, диапировая структура, моноклиналь). Седиментационный (литолого-стратиграфический) фактор в указанной таблице представлен четырьмя основными типами элементарных (единичных) залежей: литологически ограниченными (ЛО), литологически экранированными (ЛЭ), стратиграфически экранированными (СЭ), связанными с биогенными выступами (БВ). При этом литологически экранированные залежи вместе с литологически ограниченными при анализе включены в сводную условную группу литологически обусловленных.

Результаты исследований

С учетом принятых и приведенных выше условий по каждому из месторождений УВ Каспийского региона произведена выборка соответствующих анализируемых характеристик, которые собраны в таблице типов и стратиграфического распределения залежей и ловушек.

При анализе полученных характеристик возникла необходимость принять дополнительное условие, которое вытекает из наблюдаемых вариантов сочетания седиментационного и структурного факторов в строении месторождения. Из таблицы следует наличие трех вариантов, в соответствии с которыми устанавливается тип ловушки, определяющей все месторождение в целом: 1 — оно формируется только за счет седиментационного фактора (структурный фактор не выражен в характеристике); 2 — то же за счет структурного фактора (седиментационный фактор не выражен

Таблица 1. Типы ловушек и залежей УВ, распространенных на территории Каспийского региона
Table 1. Types of traps and hydrocarbon deposits common in the Caspian region

Класс	Группа и подгруппа месторождений, приуроченных:
Структурный	<ul style="list-style-type: none"> • к антиклиналям и куполам простого и ненарушенного строения; • к антиклиналям и куполам с несоответствием структурных поверхностей отдельных стратиграфических подразделений; • к структурам, характеризующимся смещением сводовых частей отдельных литолого-стратиграфических подразделений; • к структурам с существенно различным строением отдельных структурных этажей; • к антиклиналям и куполам, осложненным разрывной дислокацией; • к антиклиналям и куполам, осложненным соляной тектоникой; • к антиклиналям и куполам, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом; • к структурам с открытым грязевым вулканом или открытым диапировым ядром; • к структурам с погребенным грязевым вулканом или криптодиапиром; • к антиклиналям и куполам, осложненным вулканогенными образованиями; • к моноклиналям; • к синклиналям
Рифогенный	<ul style="list-style-type: none"> • к одиночным рифовым массивам; • к группе (ассоциации) рифовых массивов
Литологический	<ul style="list-style-type: none"> • к участкам выклинивания пластов-коллекторов или замещения проницаемых пород непроницаемыми (литологически экранированные); • к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев; • к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми, в том числе запечатанными асфальтом; • к песчаным образованиям вдоль прибрежных частей палеоморей; • к песчаным образованиям ископаемых русел палеорек; • к прибрежным валоподобным песчаным образованиям ископаемых баров; • к гнездообразно и линзообразно залегающим пластам-коллекторам
Стратиграфический	<ul style="list-style-type: none"> • к участкам стратиграфических несогласий на антиклиналях и куполах; • к участкам стратиграфических несогласий на моноклиналях; • к стратиграфическим несогласиям на участках эродированной поверхности погребенных выступов палеорельефа
Литолого-стратиграфический	<ul style="list-style-type: none"> • к участкам выклинивания пластов-коллекторов, срезанных эрозией и перекрытых стратиграфически несогласно непроницаемыми отложениями более молодого возраста

в характеристиках); 3 — то же за счет сочетания седиментационного и структурного факторов. В первом случае не только залежь, но и вся ловушка рассматриваются как неструктурная, то есть литологическая, стратиграфическая или литолого-стратиграфическая. Во втором — как структурная, в третьем — как комбинированная структурно-литолого-стратиграфическая.

Общая характеристика распределения месторождений УВ в нефтегазоносных провинциях и областях Каспийского региона по стратиграфическим интервалам и флюидному составу представлена на рисунке 1 и в таблицах 2 и 3. Скопления углеводородов в Каспийском регионе распределены в трех нефтегазоносных провинциях (см. рис. 1) [1]. Две из них — Северо-Кавказско-Мангышлакская

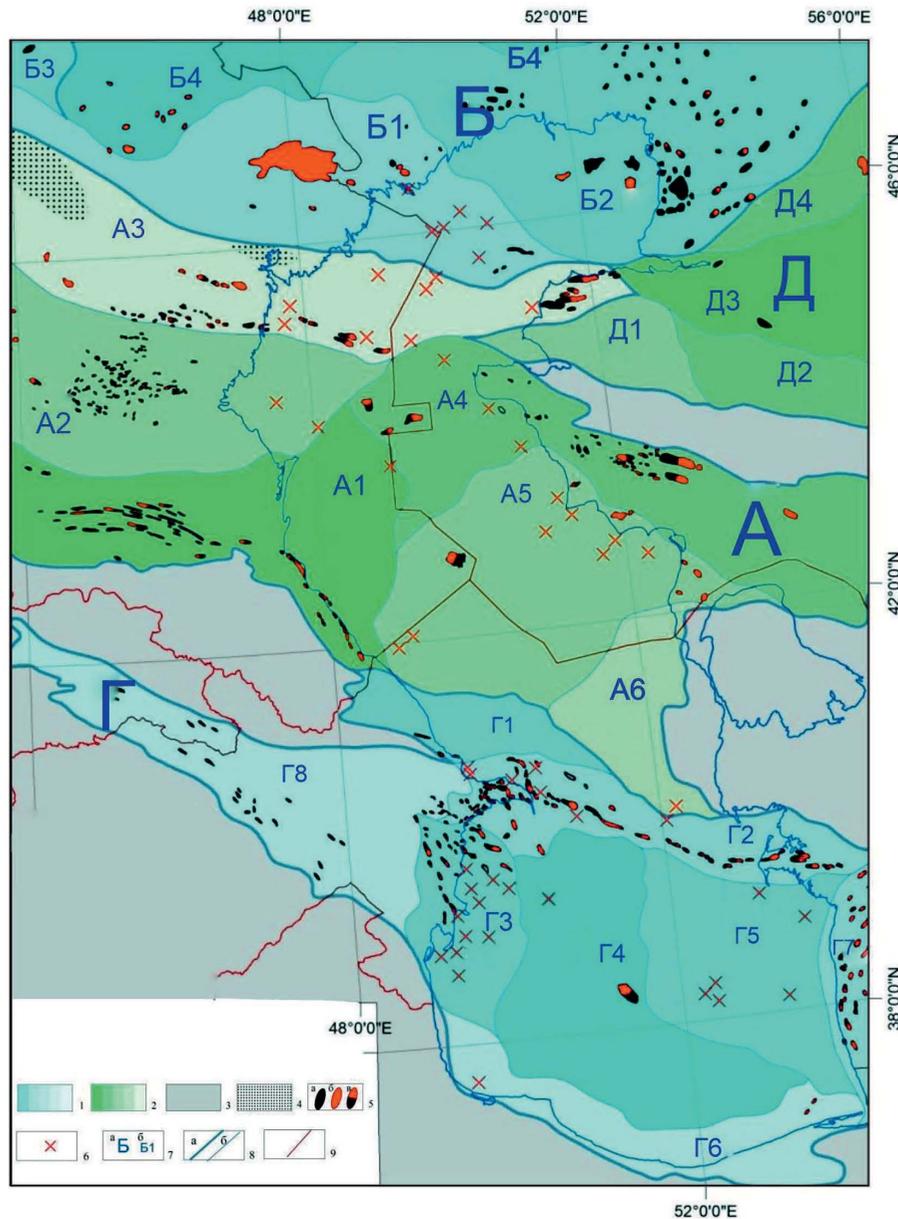


Рис. 1. Нефтегазоносные провинции и области Каспийского региона и прилегающих территорий. Условные обозначения: 1 — нефтегазоносные провинции перикратонных погружений и крупных альпийских впадин; 2 — нефтегазоносные провинции и области подвижных платформ; 3 — неперспективные области за пределами провинций; 4 — перспективные зоны в границах провинций; 5 — месторождения: а — нефти, б — газа и конденсата, в — смешанного состава; 6 — площади, не давшие положительного или коммерчески значимого результата; 7 — индексы: а — нефтегазоносных провинций, б — нефтегазоносных областей; 8 — границы: а — нефтегазоносных провинций, б — нефтегазоносных областей; 9 — границы государств и национальных

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

зон морского недропользования. Нефтегазоносные провинции и области (индексы на карте) А — Северо-Кавказско-Мангышлакская (НГО, ПНГО: А1 — Терско-Каспийская, А2 — Восточно-Предкавказская, А3 — Кряж Карпинского, А4 — Южно-Мангышлакская, А5 — Центрально-Каспийская, А6 — Западно-Карабогазская); Б — Прикаспийская (НГО, ПНГО: Б1 — Астраханно-Калмыцкая, Б2 — Южно-Эмбенская, Б3 — Волгоградско-Карачаганакская, Б4 — Центрально-Прикаспийская); В — Южно-Каспийская (НГО, ПНГО: В1 — Северо-Апшеронская, В2 — Апшерон-Прибалханская, В3 — Восточно-Азербайджанская / Западного Борта, В4 — Южно-Каспийской котловины / глубоководная, В5 — Туркменской ступени, В6 — Мазандаранская / Южного Борта, В7 — Западно-Туркменская / Восточного Борта, В8 — Кобыстано-Куринская); Г — Арало-Устюртская (НГО, ПНГО: Г1 — Южно-Бузачинская, Г2 — Яркимбай-Арстановская, Г3 — Бейнеуская, Г4 — Мынсуалмасская)

Fig. 1. Oil and gas provinces and regions of the Caspian region and adjacent territories.

Legend: 1 — oil and gas provinces of pericratonic dives and large alpine depressions; 2 — oil and gas provinces and areas of mobile platforms; 3 — unpromising areas outside the provinces; 4 — promising zones within the borders of provinces; 5 — deposits: а — oil, б — gas and condensate, в — mixed composition; 6 — areas that did not give a positive or commercially significant result; 7 — indexes: а — oil and gas provinces, б — oil and gas regions; 8 — borders: а — oil and gas provinces, б — oil and gas regions; 9 — borders of states and national zones of marine subsoil use. Oil and gas provinces and regions (indexes on the map) А — North Caucasian-Mangyshlak (NGO, PNGO: А1 — Tersk-Caspian, А2 — East-Pre-Caucasian, А3 — Karpinsky Ridge, А4 — South Mangyshlak, А5 — Central Caspian, А6 — West Karabogaz); Б — Caspian (NGO, PNGO: Б1 — Astrakhan-Kalmyk, Б2 — Yuzhno-Embenskaya, Б3 — Volgograd-Karachaganak, Б4 — Central Caspian); В — South Caspian (NGO, PNGO: В1 — North Absheron, В2 — Absheron-Balkhanskaya, В3 — East Azerbaijan/West Side, В4 — South Caspian Basin/deepwater, В5 — Turkmen stage, В6 — Mazandaran/South Side; В7 — West Turkmen/East Side, В8 — Kobystano-Kurinskaya); Г — Aralo-Ustyurt (NGO, PNGO: Г1 — Yuzhno-Buzachinskaya, Г2 — Yarkimbai-Arstanskaya, Г3 — Beineu, Г4 — Mynsualmasskaya)

Таблица 2. Распределение скоплений (месторождений) УВ в продуктивных стратиграфических интервалах осадочного разреза нефтегазоносных провинций и областей* Каспийского региона
Table 2. Distribution of hydrocarbon accumulations (deposits) in productive stratigraphic intervals of the sedimentary section of oil and gas provinces and regions* The Caspian region

Тектоно-седиментационный цикл	Стратиграфический интервал продуктивности	НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ РЕГИОНА													ВСЕГО
		Центральный (СЕВЕРО-КАВКАЗСКО-МАНГЫШЛАКСКАЯ НГП)					Северный (ПРИКАСПИЙСКАЯ НГП)		Южный (ЮЖНО-КАСПИЙСКАЯ НГП)						
		А1	А2	А3	А4	А5	Б1	Б2	В2	В3	В4	В6	В7	В8	
новейший	N ₁ —N ₁	7	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	2	11
	N ₂ ²	-	-	-	-	-	1	-	64	15	1	2	13	2	98
	P ₃ —N ₁	5	7	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	5	19
	P—N (KZ?)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
альпийский	P ₁ —P ₂	2	3	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	3	10
	K ₂	19	5	1	-	-	-	5	-	-	-	-	-	2	32
	K ₁	11	20	26	4	4	4	11	-	-	-	-	-	-	80
	J ₃	5	16	4	2	1	1	3	-	-	-	-	-	-	31
киммерийский	J ₂	-	21	9	1	-	3	10	-	-	-	-	-	-	44
	J ₁	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
	T ₂ -T ₃	-	11	-	-	1	-	7	-	-	-	-	-	-	19
герцинский	(P?) T ₁ —T ₂	-	18	-	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-	21
	D ₂₋₃ —C	-	-	-	-	-	1	3	-	-	-	-	-	-	4
Всего месторождений		49	107	41	7	7	10	42	65	17	1	2	13	14	375
ИТОГО в провинциях (в рамках региона)		211					52		112						

Примечание. Индексы и наименования НГО см. на рисунке 1.

Note. The indexes and names of oil and gas areas are shown in Figure 1.

и Южно-Каспийская — практически полностью расположены в пределах региона, а одна — Прикаспийская — входит в него своей южной частью, географически соответствующей Северо-Каспийскому мелководью и прилегающим низменным территориям Прикаспийской впадины.

Месторождения/скопления нефти, газа и конденсата крайне неравномерно распределены по выделяемым здесь нефтегазоносным провинциям (рис. 1, табл. 2).

В частности, показано, что наибольшее число месторождений разного состава связано с новейшим (44%) и альпийским (около 40%) тектоно-седиментационными циклами и что в месторождениях развиты как газовая и конденсатная фазы флюидного состава, так и нефтяная.

В порядке детализации этой характеристики и на основе проведенного анализа необходимо добавить, что более половины всех месторождений региона (более 53%) связано с отложениями кайнозоя, в составе которого 28% скоплений приходится на средний плиоцен — Южно-Каспийской НГП и около 53% — на отложения олигоцена и миоцена (включая майкопскую толщу и надмайкопский миоцен) Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП [16]. Оставшаяся часть месторождений распределена в палеоцен-эоценовых горизонтах разрезов, относящихся к Северо-Кавказско-Мангышлакской и Прикаспийской провинциям.

Немногим менее половины месторождений региона (около 46%) связано с отложениями мезозоя. В их составе наибольшее число месторождений (41%) выявлено в нижнемеловых отложениях [2]. Остальные скопления примерно в равных долях (13—16% от общего числа месторождений) распределены между продуктивными горизонтами верхнего мела, верхней и средней юры и триаса.

Наименьшее количество месторождений (менее 1% от их общего числа региона) в границах рассматриваемого региона приходится на средневерхнепалеозойские карбонаты морских и приморских районов Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Обсуждение результатов

Распределение месторождений по составу обр-зующих их флюидных компонент (фазовому составу) в разных стратиграфических интервалах продуктивного разреза представлено на рисунке 2. Оно оценивается по сумме компонент (нефть, газ, конденсат), представленных на разных

уровнях разреза в составе 375 скоплений УВ (см. табл. 2), учтенных в рамках Каспийского региона по материалам публикаций [8, 9].

Отражаемый на рисунке характер соотношения флюидных компонент в продуктивных интервалах разреза Каспийского региона показывает его отчетливое разделение на области преобладающей или преимущественной нефтеносности всего разреза к востоку от Центрально-Предкавказской ГНО и преобладающей газо- и конденсатоносности к западу от нее [5]. Это разделение следует, вероятно, понимать как свидетельство роли рассмотренного выше Транскавказского поперечного поднятия в распределении скоплений, которое проявилось во всем продуктивном диапазоне разреза [22].

Данные о компонентном (фазовом) составе углеводородных месторождений и проявлений в континентальных и морских областях Каспийского региона, дополненные опубликованными материалами геолого-геохимического изучения их разрезов и результатами анализа размещения месторождений относительно разновозрастных структурно-геодинамических и бассейновых систем, позволяют представить прогнозную схему районов возможного преобладания разных типов флюида в составе потенциальных скоплений и проявлений УВ на территориях и в акваториях региона (рис. 3).

Согласно этой схеме и в соответствии с результатами проведенного анализа разрезы субрегиона Каспийского моря, включающего и приморские территории западного, северного, северо-восточного и юго-восточного Прикаспия, могут содержать скопления, в которых в разных сочетаниях и количествах присутствуют нефть, газ и конденсат, а на отдельных участках преобладающие нефтяные компоненты будут иметь абсолютный характер.

В направлении на запад и северо-запад происходит сокращение площадей, где возможно присутствие в скоплениях нефтяной фазы, их замещение районами ожидаемого развития преимущественно газовых и газоконденсатных скоплений. На представленной схеме (рис. 3) эти районы образуют пояс, окаймляющий южную окраину Восточно-Европейской платформы.

Преобладающим газовым составом будут отличаться скопления Черноморской провинции, на что указывают и открытия последнего времени, сделанные в глубоководных секторах румынского и турецкого районов акватории. В то же время здесь намечаются и вероятные нефтяные тренды,

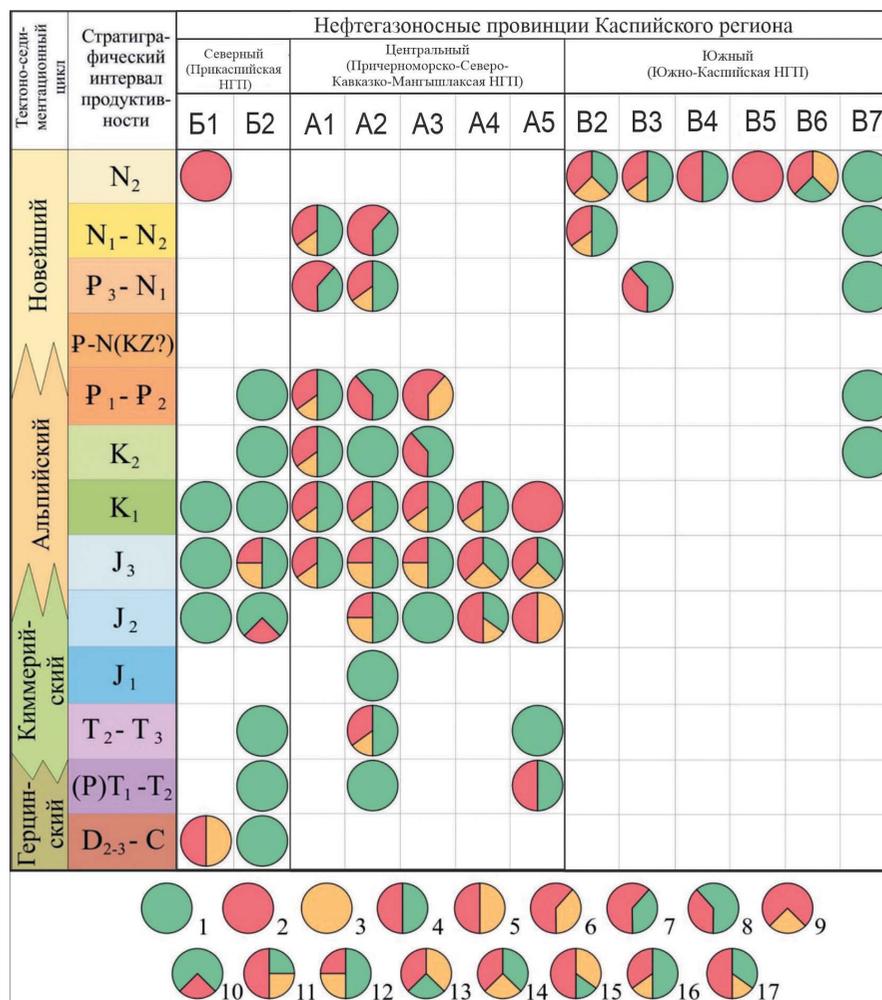


Рис. 2. Соотношения флюидных компонент в продуктивных стратиграфических интервалах нефтегазоносных областей Каспийского региона.

Наименования областей, соответствующих индексам — см. рисунок 1. Условные обозначения к рисунку 2: 1—3 — однокомпонентные скопления УВ: 1 — нефть (далее Н); 2 — газ (далее Г); 3 — конденсат (далее К). 4—10 — двухкомпонентные скопления УВ. 4 — примерное равенство числа залежей, $H \approx G$; 5 — то же, $G \approx K$; 6 — преобладание числа залежей одной из компонент, $G > K$; 7 — то же, $G > H$; 8 — то же, $H > G$; 9 — существенное (кратное) преобладание числа залежей одной из компонент, $G \gg K$; 10 — то же, $H \gg G$; 11—17 — трехкомпонентные скопления УВ. 11 — преобладание числа залежей одной из компонент над двумя другими, примерно равными по числу залежей компонентами, $G > (H \approx K)$; 12 — то же, $H > (G \approx K)$; 13 — преобладание двух примерно равных по числу залежей компонент над третьей, меньшей по числу залежей, $(G \approx K) > H$; 14 — то же, $(G \approx H) > K$; 15 — преобладание одной из компонент над двумя другими, разными по числу залежей, $G > K > H$; 16 — то же, $H > G > K$; 17 — то же, $G > H > K$

Fig. 2. Ratios of fluid components in productive stratigraphic intervals of oil and gas bearing areas of the Caspian region. The names of the regions corresponding to the indices — see Figure 1. Symbols for Figure 2: 1—3 — single-component accumulations of hydrocarbons: 1 — oil (hereinafter H); 2 — gas (hereinafter G); 3 — condensate (hereinafter K). 4—10 — two-component accumulations of hydrocarbons. 4 — approximate equality of the number of deposits, $H \approx G$; 5 — the same, $G \approx K$; 6 — the predominance of the number of deposits of one of the components, $G > K$; 7 — the same, $G > H$; 8 — the same, $H > G$; 9 — a significant (multiple) predominance of the number of deposits one of the components, $G \gg K$; 10 — the same, $H \gg G$; 11—17 — three-component clusters of hydrocarbons. 11 — the predominance of the number of deposits of one of the components over the other two, approximately equal in number of deposits of components, $G > (H \approx K)$; 12 — the same, $H > (G \approx K)$; 13 — the predominance of two components approximately equal in number of deposits over the third, smaller in number of deposits, $(G \approx K) > H$; 14 — the same, $(G \approx H) > K$; 15 — the predominance of one of the components over the other two, different in number of deposits, $G > K > H$; 16 — the same, $H > G > K$; 17 — the same, $G > H > K$

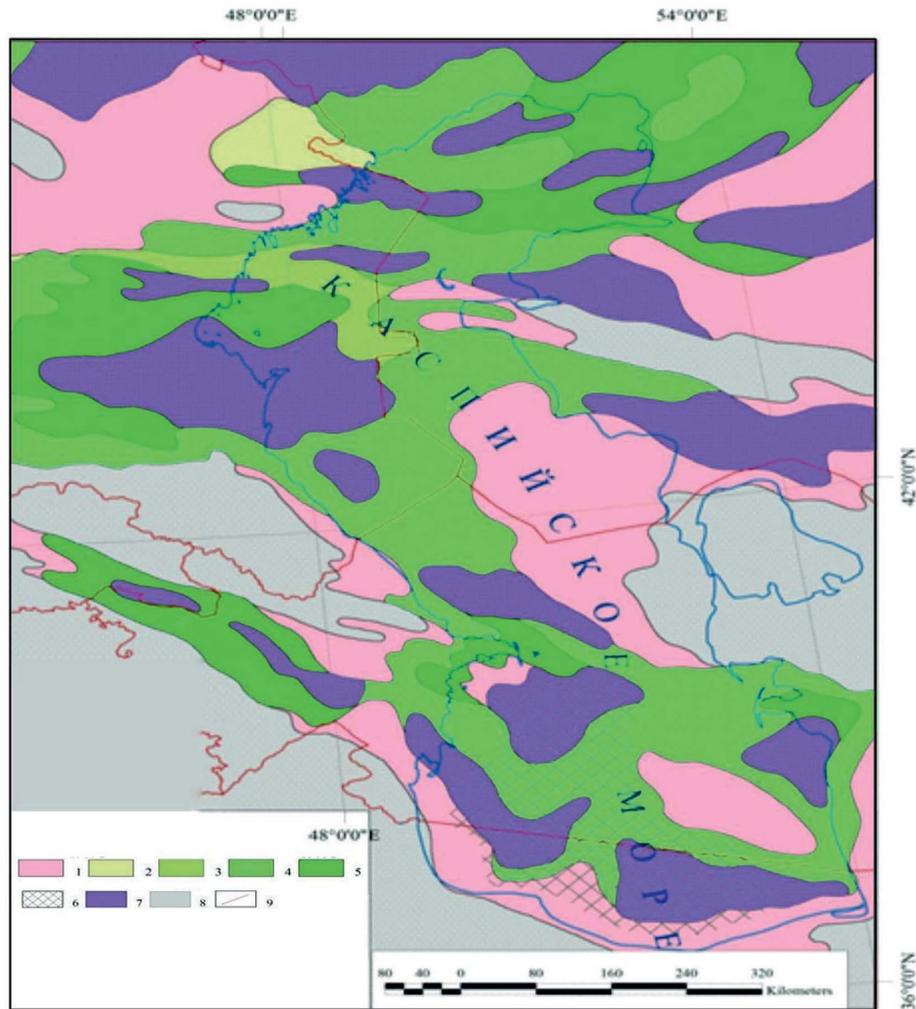


Рис. 3. Схема районирования Каспийского региона по преобладающему фазовому составу УВ в месторождениях и донно-грунтовых пробах акватории.

Условные обозначения: 1—6 — преобладающий фазовый состав УВ: 1 — газ, 2 — газ и конденсат, 3 — нефть, газ, конденсат, 4 — нефть и газ, 5 — нефть, 6 — газогидрат, 7 — главные области питания (очаговые области, нефтегазогенерационные бассейны), 8 — неперспективные земли, 9 — границы государств и национальных зон морского недропользования

Fig. 3. The scheme of zoning of the Caspian region by the predominant phase composition of hydrocarbons in deposits and bottom-soil samples of the water area.

Symbols: 1—6 — predominant phase composition of hydrocarbons: 1 — gas, 2 — gas and condensate, 3 — oil, gas, condensate, 4 — oil and gas, 5 — oil, 6 — gas hydrate, 7 — main areas of nutrition (focal areas, oil and gas generation basins), 8 — unpromising lands, 9 — borders of states and national zones of marine subsoil use

приуроченные к северо-западному и восточному присклоновым районам глубоководной впадины.

С глубоководными впадинами Каспийского моря связаны также районы развития в верхней части осадочного чехла газогидратов [4]. Наиболее крупные из них предполагаются в Южно-Каспийской впадине.

Анализ распределения типов залежей и ловушек в нефтегазоносных провинциях Каспийского региона показывает следующее.

В Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции, согласно результатам исследований выявлено 463 месторождения нефти, газа и конденсата в продуктивных интервалах разреза от триаса до плиоцена. Наибольшим количеством скоплений углеводородного сырья характеризуются отложения миоцена, майкопской толщи и нижнего мела, содержащие 60% всех месторождений провинции (миоцен — 18%, майкоп — 18%, нижний мел — 24%). Наименьшую долю от общего числа месторождений

(около 1,5%) составляют скопления в плиоцене и нижней юре [15]. Остальные месторождения относительно равномерно (в доленом отношении от 7,0 до 8,2%) распределены в стратиграфических интервалах палеоцена-эоцена, верхнего мела, верхней и средней юры и триаса.

Ввиду особенностей территориального распределения толщ в границах провинции, в частности отсутствия или значительного сокращения мощности отдельных региональных продуктивных комплексов кайнозоя в области кряжа Карпинского и восточной части Среднего Каспия, отсутствуют или весьма редки в этих областях и связанные с ними месторождения или проявления УВ [20].

Продуктивность нижнемеловых отложений установлена во всех областях провинции [7]. При этом наибольшее число связанных с ними месторождений сосредоточено в платформенной части провинции и в Терско-Каспийской нефтегазоносной области. Продуктивность средне-верхнеюрских отложений наиболее выражена в восточной части провинции. В ее западных, северо-западных и северных районах на всех уровнях разреза преобладают газовые и газоконденсатные скопления.

Терско-Каспийская НГО включает 49 месторождений с абсолютным преобладанием нефтяных залежей. Залежи 11 месторождений из этого числа относятся к литологическому типу и одного (Дузлак) — стратиграфическому (стратиграфически экранированному). Практически все залежи локализуются в антиклинальных или, значительно реже, в брахиантиклинальных структурах за исключением Тернаирского месторождения [21]. В последнем одна литологически экранированная залежь в чокракских песчаниках приурочена к моноклинали.

Восточно-Предкавказская НГО насчитывает 105 месторождений, в флюидном составе которых на всех стратиграфических уровнях продуктивности существенно преобладает нефть. Из общего числа месторождений 20 сформировано залежами литологического типа и 2 — стратиграфически экранированными залежами. Абсолютное большинство залежей локализуется в антиклинальных, брахиантиклинальных и, значительно реже, — в куполовидных структурах, в связи с чем полные конфигурации ловушек, с которыми связаны месторождения, квалифицируются как комбинированные. Исключение составляет Емельяновское нефтяное месторождение в среднеюрских песчаниках и алевролитах, образованное стратиграфически экранированной залежью и связанное с моноклиналью.

Кряж Карпинского НГО включает 41 месторождение. Скопления представлены нефтью, газом и конденсатом и распределены как непосредственно в системе структур континентальной части кряжа, так и в системе продолжающих его по простиранию валлообразных структур северной части Каспийского моря и коррелируемых с ними в структурно-тектоническом и нефтегазогеологическом отношении структур Бузачинского свода. Основные продуктивные интервалы этой НГО образованы отложениями нижнего мела и средней юры. Сравнительно редки залежи в отложениях палеоцена-эоцена и верхней юры. В общем числе месторождений шесть формируются залежами литологического типа, пять из которых локализируются в антиклинальных структурах. Шестая — литологически экранированная нефтяная залежь в аптских песчаниках месторождения Двойного приурочена к моноклинали.

В прочих нефтегазоносных областях провинции конфигурация месторождений, согласно имеющимся данным, определяется исключительно структурными ловушками.

В целом по Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции суммарная доля литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек в общем числе известных здесь месторождений составляет около 28%. При этом их большая часть представляет собой комбинацию структурной формы и расположенных в ее контуре залежей литологического, стратиграфического или литолого-стратиграфического типа. Ловушки собственно литолого-стратиграфического характера, сформированные без явного участия или при ограниченном (моноклиналь) участии структурного фактора, составляют до 6% от общего числа ловушек, определяющих конфигурацию месторождения [14]. Наибольшее количество таких ловушек в границах этой провинции связано с восточным предгорным районом Индоло-Кубанской НГО.

Прикаспийская нефтегазоносная провинция (см. табл. 3 и 4) в границах рассматриваемого региона включает 52 месторождения, из состава которых данные о типах залежей и ловушек известны по 51 площади [12]. Во флюидном составе рассмотренных месторождений существенно преобладает нефть, хотя имеются также месторождения газа и конденсата, среди которых уникальное по объему запасов Астраханское месторождение. Продуктивные горизонты присутствуют во всех стратиграфических подразделениях мезозоя (от триаса до верхнего мела), в подсолевых карбонатах девона — среднего карбона; редкие

скопления УВ связаны также с отложениями палеогена и неогена.

Астрахано-Калмыцкая НГО в границах рассматриваемого региона включает в свой состав 10 месторождений, среди которых, согласно изученным источникам, не выявлены ловушки и залежи литолого-стратиграфического или комбинированного типа.

Южно-Эмбенская НГО в границах региона включает 41 месторождение. Их флюидный состав представлен преимущественно нефтью. В двух месторождениях, относящихся к Провинской группе, присутствуют также газ и конденсат. Стратиграфический интервал продуктивности, как и в предыдущей НГО, охватывает весь мезозой от триаса до верхнего мела, а также отложения среднего-верхнего подсолевого палеозоя. В общем числе два — Доссор и Кошкар Южный — содержат залежи литологического типа, а одно — Искине — стратиграфически экранированную залежь. При этом залежи всех трех месторождений локализуются в ловушках, связанных с диапировыми (галокинетическими) структурами. Четыре месторождения (Тенгиз, Кашаган, Кашаган Юго-Западный, Актоты) этой области приурочены к ловушкам типа «биогенный выступ».

Таким образом, общая доля ловушек литолого-стратиграфического и комбинированного типов в данной области составляет около 17% от общего числа месторождений, а в пределах южной части Прикаспийской провинции, относящейся к Каспийскому региону в целом — до 14%.

В Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции (см. табл. 3 и 4) рассмотрено распределение залежей и ловушек входящих в ее состав 112 месторождений, распределенных в шести нефтегазоносных областях. Абсолютное большинство месторождений здесь связано с плиоценовыми отложениями, в составе которых выделены две основные синхронные (средний плиоцен) нефтегазоносные толщи: *Продуктивная* в западной части провинции и *Красноцветная* в ее восточной части. Местами в число продуктивных включаются и более молодые (верхний плиоцен) отложения. Более древние нефтегазопродуктивные интервалы, включающие горизонты от верхнего мела до миоцена, установлены в Кобыстано-Куринской НГО.

В числе 65 месторождений Апшероно-Прибалханской НГО выявлено 5 месторождений, залежи которых относятся к литологическому типу, и 2 месторождения со стратиграфически экранированными залежами. Все эти месторождения

локализируются в контурах брахиантиклинальных или куполовидных структур.

Из 17 рассмотренных месторождений Восточно-Азербайджанской НГО только одно, Дуванский-суша, связанное с антиклинальной ловушкой, содержит залежи литологического типа [19].

Аналогичная ситуация характерна для Западно-Туркменской НГО, где в составе газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений лишь одно — газоконденсатное Эрдекли, связанное с брахиантиклинальной ловушкой, содержит пять литологически экранированных залежей в верхнемиоценовых отложениях (акчагыл) [23].

В Кобыстано-Куринской НГО, включающей 14 нефтяных месторождений, 5 скоплений, связанных с антиклинальными ловушками, образованы залежами литологического типа (литологически ограниченные или литологически экранированные).

Таким образом, в целом в составе Южно-Каспийской провинции, согласно данным справочных источников и прочих публикаций, от 12 до 13% от общего числа открытых здесь месторождений связаны с комбинированными ловушками, образованными при участии литолого-стратиграфического и структурного факторов [13].

Литологические и палеогеографические условия, определяющие распространение на месторождениях Каспийского региона литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек, оцененные на основании результатов, представлены на рисунке 1.

Как следует из приведенной схемы (см. рис. 4), в границах Южного Каспия их формирование в значительной степени связывается с песчаными и песчано-алевролитовыми комплексами неогеновых и неоген-четвертичных палеодельт и конусов выноса, а также зон развития турбидитов в их внешних зонах [10]. Пример развития таких комплексов в Южном Каспии представлен на рисунке 5.

С устьевыми участками палеоген-неогеновых палеодолин и подгорными молассовыми шлейфами, в формировании которых участвует обломочный материал, выносимый этими долинами, связаны литолого-стратиграфические и комбинированные ловушки в межгорных и предгорных (краевых) прогибах альпийских складчато-орогенных систем и сопряженных платформенных зон [25].

В затопляемых приорогенных впадинах платформенной области Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции и орогенных прогибах альпийских горно-складчатых сооружений образование

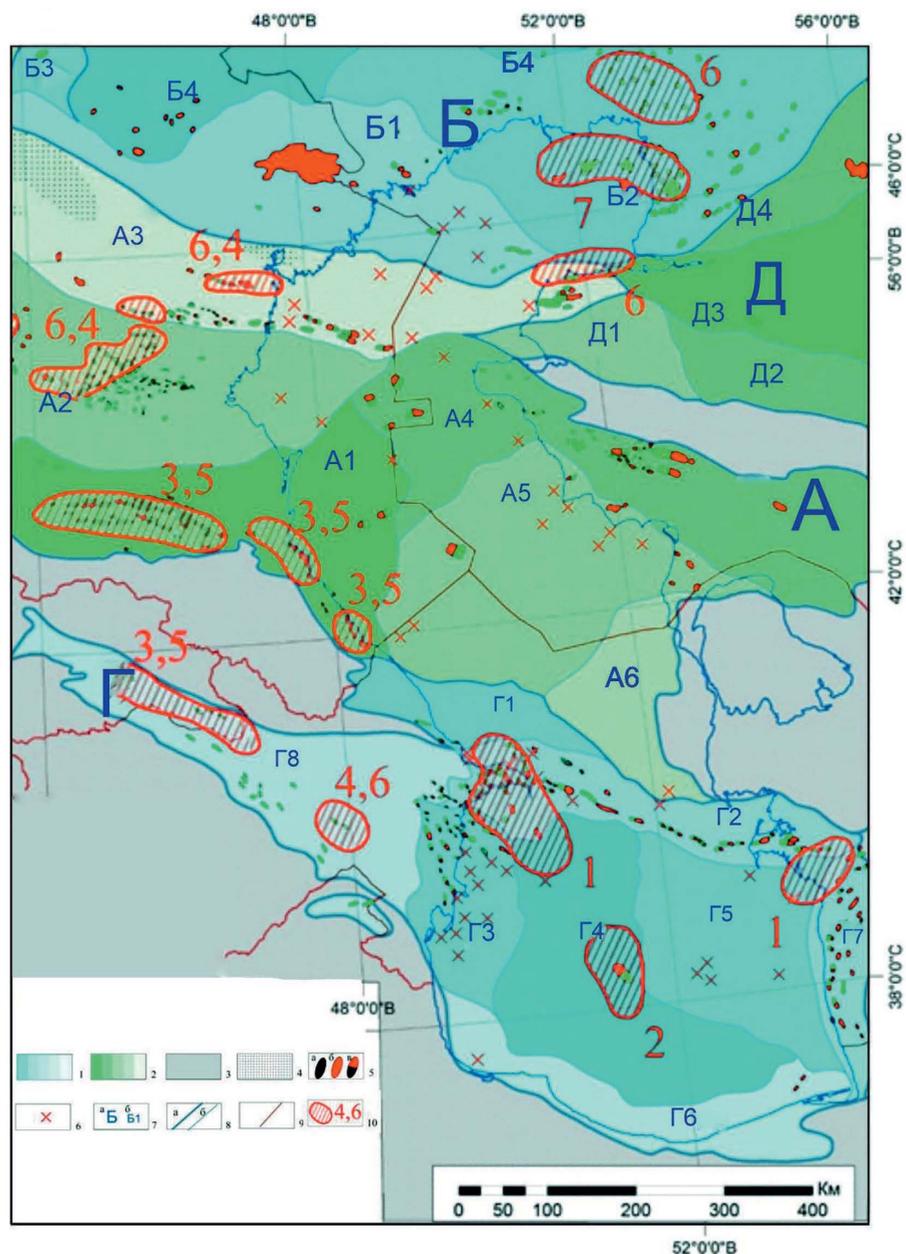


Рис. 4. Литолого-формационные и палеогеографические условия зон развития литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек и залежей на месторождениях УВ Каспийского региона.
 Условные обозначения: 1 — нефтегазоносные провинции перикратонных погружений и крупных альпийских впадин; 2 — нефтегазоносные провинции и области подвижных платформ; 3 — неперспективные области за пределами провинций; 4 — перспективные зоны в границах провинций; 5 — месторождения: а — нефти, б — газа и конденсата, в — смешанного состава; 6 — площади, не давшие положительного или коммерчески значимого результата; 7 — индексы: а — нефтегазоносных провинций, б — нефтегазоносных областей; 8 — границы: а — нефтегазоносных провинций, б — нефтегазоносных областей; 9 — границы государств и национальных зон морского недропользования, 10 — контуры зон распространения ловушек и залежей и индексы характерных условий. Индексы литолого-формационных и палеогеографических условий (цифры на схеме): коллекторы терригенных формаций: 1 — песчаные и песчано-алевритовые комплексы неогеновых и неоген-четвертичных палеодельт и конусов выноса, 2 — турбидитные песчаные и песчано-алевритовые комплексы внешних (дистальных) зон неогеновых и неоген-четвертичных палеодельт и конусов выноса, 3 — зоны палеоген-неогеновых устьевых участков палеодолин, подгорных песчано-глинистых молассовых шлейфов («седиментационных клиньев»), 4 — зоны проградирующей разгрузки юрских, меловых и палеогеновых

потоков осадочного материала ниже внутренних уступов, террас, валообразных поднятий континентального шельфа, 5 — зоны мезозойских молассовых шлейфов в проградационно заполняемых и затопляемых орогенных и приорогенных впадинах и прогибах, 6 — разновозрастные платформенные аккумулятивные и эрозионно-аккумулятивные формы прибрежных мелководий и обособленных отмелей (бары, косы, береговые валы, плитные шлейфы, погребенные долины). Коллекторы карбонатных формаций: 7 — рифовые сооружения (коралловые, мшанковые рифы, ракушняковые банки)

Fig. 4. Lithological-formation and paleogeographic conditions of the zones of development of lithological-stratigraphic and combined traps and deposits in the hydrocarbon deposits of the Caspian region.

Legend: 1 — oil and gas provinces of pericratonic dives and large alpine depressions; 2 — oil and gas provinces and areas of mobile platforms; 3 — unpromising areas outside the provinces; 4 — promising zones within the borders of provinces; 5 — deposits: а — oil, б — gas and condensate, в — mixed composition; 6 — areas that did not give a positive or commercially significant result; 7 — indexes: а — oil and gas provinces, б — oil and gas regions; 8 — borders: а — oil and gas provinces, б — oil and gas regions; 9 — borders of states and national zones of marine subsurface use, 10 — contours of zones of distribution of traps and deposits and indexes of characteristic conditions. Indices of lithological-formation and paleogeographic conditions (figures in the diagram): reservoirs of terrigenous formations: 1 — sand and sand-siltstone complexes of Neogene and Neogene-quaternary paleodelts and removal cones, 2 — turbidite sand and sand-siltstone complexes of external (distal) zones of Neogene and Neogene-quaternary paleodelts and removal cones, 3 — zones of Paleogene-Neogene estuaries of paleodolines, sub-mountain sandy-clay molasses plumes ("sedimentation wedges"), 4 — zones of progressive unloading of Jurassic, Cretaceous and Paleogene sedimentary material flows below internal ledges, terraces, shaft-like uplifts of the continental shelf, 5 — zones of Mesozoic molasses plumes in progradationally filled and flooded orogenic and near-orogenic depressions and deflections, 6 — platform accumulative and erosive-accumulative forms of coastal shallow waters and isolated shoals (bars, braids, coastal ramparts, slab plumes, buried valleys). Reservoirs of carbonate formations: 7 — reef structures (coral, mossy reefs, shell banks)

литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек определяется зонами проградационно-разгрузочных юрских, меловых и палеогеновых потоков осадочного материала за бровками внутренних уступов и валообразных поднятий континентального шельфа, зонами мезозойских и кайнозойских молассовых шлейфов и проградационно-заполняемых орогенных и прочих впадин складчато-орогенных систем.

Заключение

Преимущественно в платформенных шельфовых условиях и на локальных участках относительной стабилизации или слабых колебательных движений образование литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек может быть связано с разнообразными аккумулятивными и эрозионно-аккумулятивными формами прибрежных и удаленных от берега обособленных мелководий [11]. Наконец, отдельные группы ловушек образуются в периоды относительной геодинамической стабилизации, в акваториях, где обеспечиваются условия карбонатонакопления и образования биогенных сооружений.

Сводные количественные характеристики типов ловушек в нефтегазоносных провинциях Каспийского региона, а также распределение залежей в литолого-стратиграфических и комбинированных ловушках по стратиграфическим интервалам представлены в таблицах 3 и 4.

Из таблиц следует, что доля литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек в составе месторождений региона составляет немногим более 25% (см. табл. 3) [17]. При этом число залежей литологического, стратиграфического, литолого-стратиграфического типов и связанных с биогенными выступами превышает общее число литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек (см. табл. 4), определяющих полный контур месторождения, что обусловлено наличием как однозалежных, так и многозалежных скоплений, локализованных в одной объединяющей их ловушке.

Доля собственно «неструктурных» ловушек, образование которых связано с действием седиментационных факторов (литологическое ограничение или экранирование, стратиграфическое экранирование, формирование биогерма — как формы и как резервуара), составляет около 5% от общего числа месторождений региона. Они представлены в основном теми классическими объектами, которые были изучены и описаны в этом регионе И.М. Губкиным, М.Ф. Мирчинком и другими исследователями, и, как показывает приведенный анализ, структурный фактор все же принимает косвенное участие в их формировании, определяя направление миграционных потоков УВ и объединяя отдельные скопления УВ в зоны нефтегазонакопления.

Существенное участие структурного фактора в формировании большинства комбинированных

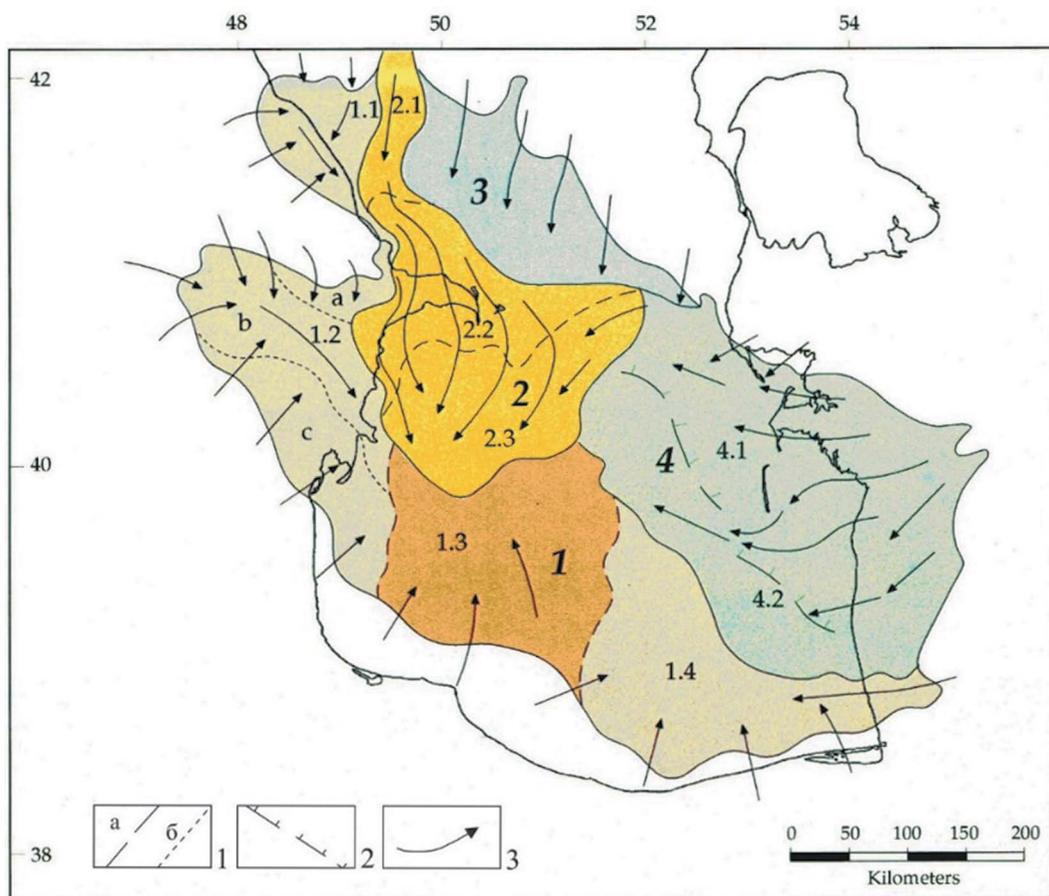


Рис. 5. Литолого-формационные районы плиоценовых отложений Южного Каспия и прилегающих территорий [9].
Условные обозначения 1 — границы литолого-стратиграфических районов, подрайонов и зон; 2 — структурные или палеогеографические барьеры, препятствующие сносу обломочного материала; 3 — направления переноса обломочного материала. Цифровые индексы, районы: 1 — преобладания молассовых отложений (зоны: 1.1 — Терско-Каспийско-Дивичинская; 1.2 — Нижнекудринско-Талышская с присутствием туфогенных и вулканокластических комплексов, подзоны — а — Прикавказская, б — Куринская горно-долинная, с — Приталышская; 1.3 — Эльбурская; 1.4 — Чикишлярская); 2 — Терско-Сулакского и Волго-Уральского палеодельтового комплекса (зоны: 2.1 — долинно-устьевая зона, 2.2 — проксимальная/вершинная, 2.3 — дистальная/периферийная); 3 — транзита обломочного материала плоскостного смыва и абразивного разрушения окраины приморского плато; 4 — Узбой-Гогранского палеодельтового комплекса (зоны: 4.1 — проксимальная/вершинная, 4.2 — дистальная/периферийная)

Fig. 5. Lithological-formation areas of Pliocene deposits of the Southern Caspian and adjacent territories [9].
Symbols: 1 — boundaries of lithological-stratigraphic areas, subdistricts and zones; 2 — structural or paleogeographic barriers preventing the demolition of detrital material; 3 — directions of transfer of detrital material. Digital indexes, areas: 1 — predominance of molasses deposits (zones: 1.1 — Tersko-Kaspiysko-Divichinskaya; 1.2 — Nizhnekudrinsko-Talyshskaya with the presence of tufogenic and volcano-cluster complexes, subzones — a — Prikavkazskaya, b — Kurinskaya gorno-dolinnaya, c — Pritalyshskaya; 1.3 — Elbursa; 1.4 — Chikishlyar); 2 — Tersko-Sulak and Volga-Ural paleodelt complex (zones: 2.1 — valley-estuarine zone, 2.2 — proximal/vertex, 2.3 — distal/peripheral); 3 — transit of detrital material of planar flushing and abrasive destruction of the outskirts of the Primorsky plateau; 4 — Uzbek-Gogran paleodelt complex (zones: 4.1 — proximal/vertex, 4.2 — distal/peripheral)

ловушек региона отчасти может объясняться высоким уровнем его тектоно-геодинамической активности в мезозое и кайнозое, которая была показана выше. Она обусловлена тесным соседством и взаимодействием молодой платформы и области

альпийской и новейшей складчатости, с контрастными орогенными движениями и образованием высоких горных систем и глубочайших впадин. Это взаимодействие определяет не только разнообразие условий осадконакопления и формационного

Таблица 3. Сводная характеристика распределения типов ловушек в нефтегазоносных провинциях и областях Каспийского региона

Table 3. Summary characteristics of the distribution of trap types in oil and gas provinces and regions of the Caspian region

Типы ловушек	Центральная (Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП)					Северная (Прикаспийская НГП)		Южная (Южно-Каспийская НГП)						Всего типов ловушек	в т.ч. ЛСК
	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B2	B3	B4	B6	B7	B8		
Антиклиналь	43	26	31	6	3	1	5	11	5				13	144	41
Брахиантиклиналь	5	73	6	1		2	3	51	12	1	2	13	1	170	27
Куполовидная		5			1									6	2
Диapiroвая						7	29							36	
Моноклиналь	1	1	4					3						9	6
Рифовая (Биогенный выступ)							4							4	4
ВСЕГО	49	105	41	7	4	10	41	65	17	1	2	13	14	369	
В том числе литолого-стратиграфические и комбинированные (ЛСК)	12	23	4				7	7	1			1	5	53	53

Таблица 4. Распределение залежей в литолого-стратиграфических и комбинированных ловушках по стратиграфическим интервалам и нефтегазоносным областям Каспийского региона

Table 4. Distribution of deposits in lithological-stratigraphic and combined traps by stratigraphic intervals and oil and gas bearing areas of the Caspian region

	Центральная (Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП)					Северная (Прикаспийская НГП)		Южная (Южно-Каспийская НГП)						Всего по стратиграфическим интервалам
	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B2	B3	B4	B6	B7	B8	
N_2^2								4	1				1	6
N_1-N_2	10	1						1					3	15
P_3-N_1		5											1	6
P_1-P_2	2												1	3
K_2		2					1							3
K_1	3	12	4				2							21
J_3	1	5												6
J_2		6	2				1							9
T_{2-3} (P?) T_1-T_2														
$D_{2-3}-C$							4							4
Всего по НГО	16	31	6				8	5	1			1	5	73
Всего по НГП в пределах Каспийского региона			53				8			12				73

состава, размывов и несогласий в прилегающих к орогенным системам областях подвижной платформы, но также движения и структурообразование в этих областях как на уровне блоков и глыб фундамента, так и на уровне осадочного чехла, как это было показано в предыдущих разделах данного проекта [18]. Надо полагать, что в геодинамически более спокойных, удаленных от зон активной геодинамики и тектогенеза платформенных регионах роль «неструктурных» ловушек, образование которых контролируется преимущественно или исключительно седиментационными (литологическими, стратиграфическими) факторами в формировании месторождений УВ, может быть более существенной.

Еще одной причиной относительно небольшой доли «неструктурных» ловушек, определяющих

полную конфигурацию скопления УВ в составе месторождений региона, является, очевидно, установившаяся стратегия и тактика поисков УВ, которая ориентируется на поиски «локальных поднятий» как главных объектов, определяющих результативность [24]. Этапы геофизических поисков, относительно просты для определения их геометрических параметров, последующей ресурсной оценки и планирования дальнейших геолого-разведочных работ.

Совершенствование геофизических методов, технологий сбора и обработки информации, уже сегодня позволяющих получать достаточно детальную картину объемной (3D) структуры геологического разреза, очевидно, будет способствовать увеличению числа «неструктурных» ловушек в нефтегазоперспективных объектах региона.

ЛИТЕРАТУРА

1. Али-Заде А.А. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. Под ред. М.Ф. Мирчинка. М.: Недра, 1966. 392 с.
2. Алиханов Э.Н. Нефтяные и газовые месторождения Каспийского моря. Баку: Азерб. гос. изд-во, 1964. 383 с.
3. Геология нефтяных и газовых месторождений Северного Кавказа. Под ред. М.С. Бурштара и С.П. Максимова. М.: Недра, 1966. 424 с.
4. Глумов И.Ф. Региональная геология и перспективы нефтегазоносности Черноморской глубоководной впадины и прилегающих шельфовых зон. Под ред. Б.В. Сенина. В 2 ч. Ч. 2. М.: Недра, 2014. 181 с.
5. Гулиев И.С., Абдуллаев Н.Р., Гусейнова Ш.М. Объем и распределение пород в осадочных бассейнах — уникальность Южно-Каспийского бассейна // Socar Proceedings. 2020. №3. С. 7—13.
6. Гулиев И.С. Алиев А.А., Бабаев Ф.Р. Геохимическая характеристика нефтей месторождений южно-каспийской впадины // Геология нефти и газа 2012, №4, С. 79—83.
7. Ермолин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра, 2012. 460 с.
8. Исмаилов Д.Д., Серов С.Г., Мустаев Р.Н., Петров А.В. Условия нефтегазообразования на территории восточного и центрального Предкавказья // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2019. № 6. С. 63—72.
9. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов. М.: Недра, 2011. 599 с.
10. Клещев К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник в 2 книгах. Кн. 1. М.: ВНИГНИ, 2010. 832 с.
11. Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А. Флюидогенные формации в осадочном выполнении Черноморской впадины // Разведка и охрана недр. 1997. № 7. С. 18—21.
12. Табасаранский З.А. Условия формирования локальных структур Центрального Предкавказья // Геология нефти и газа. 1960. № 6. С. 31—36.
13. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Карнаухов С.М., Мустаев Р.Н. Геотемпературное поле Южно-Каспийского бассейна // Отечественная геология. 2012. № 3. С. 18—24.
14. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Шилов Г.Я., Мустаев Р.Н. Геологоразведочные работы в туркменской акватории Южного Каспия — неудачи, перспективы и задачи // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 11. С. 17—24.
15. Гулиев И.С., Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Юдин М.Н. Дегазация земли: масштабы и последствия // Горный журнал. 2018. № 11. С. 38—42.
16. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В. Перспективы поисков скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых толщах хадумской свиты Предкавказья // Нефтяное хозяйство. 2015. № 10. С. 50—53.
17. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Мустаев Р.Н., Осипов А.В. Геофлюидодинамические критерии прогнозирования нефтегазоносности в регионах Альпийской складчатости // Доклады Академии наук. 2017. Т. 476. № 2. С. 209—212.
18. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С. Термобарические условия формирования скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых коллекторах хадумской свиты предкавказья // Нефтяное хозяйство. 2016. № 2. С. 8—11.
19. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамическая концепция аккумуляции углеводородов в природных резервуарах // Доклады Академии наук. 2016. Т. 471. № 2. С. 187—190.
20. Керимов В.Ю., Липидус 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.

21. Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin // Iranian Journal of Earth Sciences. 2018. Vol. 10. No. 1. P. 78—89.
22. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Zaitsev V.A. Evaluation of the parameters of secondary filtration of low-permeable shale formations of the Maikop series of the Central and Eastern Precaucasia based on the results of geomechanical modeling. Oil Economy // Oil Industry. 2016. No. 9. P. 18—21.
23. Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural bitumen: physico-chemical properties and production technologies // Solid Fuel Chemistry. 2018. No. 52(6). P. 344—355.
24. Petroleum Geology Atlas. Caspian Sea Region. Vol. I, II, III (Ed. by Ya. P. Malovitsky, B.V. Senin, F.T. Lysell). PGS Reservoir AS, PA Soyuzmorgeo. Norway. Oslo, 1997.

REFERENCES

1. Ali-Zade A.A. Geology of oil and gas fields of Azerbaijan Edited by M.F. Mirchinka. Moscow: Nedra, 1966. 392 p. (In Russian).
2. Alikhanov E.N. Oil and gas fields of the Caspian Sea. Baku: Azerbaijan state publishing house, 1964. 383 p. (In Russian).
3. Geology of oil and gas fields of the North Caucasus. Edited by M.S. Burshtar and S.P. Maksimov. Moscow: Nedra, 1966. 424 p. (In Russian).
4. Glumov I.F. Regional geology and prospects of oil and gas potential of the Black Sea deepwater basin and adjacent shelf zones. Edited by B.V. Senin. In two parts. Part 2. Moscow: Nedra, 2014. 181 p. (In Russian).
5. Guliyev I.S., Abdullaev N.R., Huseynova Sh.M. Volume and distribution of rocks in sedimentary basins — uniqueness of the South Caspian basin // Socar Proceedings 2020., No. 3, P. 7—13 (In Russian).
6. Guliyev I.S. Aliev A.A., Babayev F.R. Geochemical characteristics of the oil fields of the South Caspian depression // Geology of Oil and Gas 2012, No. 4, P. 79—83 (In Russian).
7. Ermolkin V.I., Kerimov V.Yu. Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Nedra, 2012. 460 p. (In Russian).
8. Ismailov D.D., Serov S.G., Mustaev R.N., Petrov A.V. Conditions of oil and gas formation in the territory of the eastern and central Ciscaucasia // Proceeding of higher educational establishments. Geology and Exploration. 2019. No. 6. P. 63—72 (In Russian).
9. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z. Geofluidodynamics of oil and gas potential of mobile belts. Moscow: Nedra, 2011. 599 p. (In Russian).
10. Kleshchev K.A., Shein V.S. oil and gas fields of Russia. A reference book in two books. First book. Moscow: VNIGNI, 2010. 832 p. (In Russian).
11. Meisner L.B., Tugolosev D.A. Fluidogenic formations in the sedimentary formation of the Black Sea basin // Exploration and protection of mineral resources. 1997. No. 7. P. 18—21 (In Russian).
12. Tabasaransky Z.A. Conditions for the formation of local structures of the Central Caucasus // Geology of Oil and Gas. 1960. No. 6. P. 31—36 (In Russian).
13. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z., Karnaukhov S.M., Mustaev R.N. Geotemperature field of the South Caspian basin // Domestic geology. 2012. No. 3. P. 18—24 (In Russian).
14. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z., Shilov G.Ya., Mustaev R.N. Geological exploration in the Turkmen water area of the Southern Caspian — failures, prospects and challenges // Oil, gas and business. 2011. No. 11. P. 17—24 (In Russian).
15. Guliyev S., Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Yudin M.N. Degassing of the earth: scales and consequences // Mining Journal. 2018. No. 11. P. 38—40. (In Russian).
16. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Yandarbiev, N.Sh., Kozlova E.V. Prospects of shale hydrocarbons in the low-permeable Khadum formation of the Pre-Caucasian oil industry // Oil Industry. 2015. No. 10. P. 50—53 (In Russian).
17. Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Osipov A.V., Rachinsky M.Z. Groundwater dynamics forecasting criteria of oil and gas occurrences in alpine mobile belt basins Doklady Earth Sciences. 2017. Vol. 476. № 1. P. 1066—1068.
18. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S. Thermobaric conditions for the formation of hydrocarbon accumulations in low-permeable oil reservoirs of the Khadum formation of the Pre-Caucasus. Oil Economy // Oil Industry. 2016. No. 2. P. 8—11 (In Russian).
19. Kerimov V.Y., Rachinsky M.Z. Geofluid dynamic concept of hydrocarbon accumulation in natural reservoirs // Doklady Earth Sciences. 2016. Vol. 471. № 1. P. 1123—1125.
20. V. Y. Kerimov, A. L. Lapidus, R. N. Mustaev Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia // Solid Fuel Chemistry. 2017. Vol. 51. No 2. P. 122—130.
21. Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin // Iranian Journal of Earth Sciences. 2018. Vol. 10. No. 1. P. 78—89.
22. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Zaitsev V.A. Evaluation of the parameters of secondary filtration of low-permeable shale formations of the Maikop series of the Central and Eastern Precaucasia based on the results of geomechanical modeling. Oil Economy // Oil Industry. 2016. No. 9. P. 18—21 (In Russian).
23. Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural bitumen: physico-chemical properties and production technologies // Solid Fuel Chemistry. 2018. Vol. 52. No 6. P. 344—355.
24. Petroleum Geology Atlas. Caspian Sea Region. Vol. I, II, III (Ed. by Ya. P. Malovitsky, B.V. Senin, F.T. Lysell). PGS Reservoir AS, PA Soyuzmorgeo. Norway. Oslo, 1997.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Серикова У.С. — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Романов П.А. — проанализировал информацию по нефтегазоносным провинциям Каспийского региона, составил таблицы по распределению залежей и ловушек по стратиграфическим интервалам и нефтегазоносным областям Каспийского региона и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ulyana S. Serikova — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Pavel A. Romanov — analyzed the information on the oil and gas provinces of the Caspian region, compiled tables on the distribution of deposits and traps by stratigraphic intervals and oil and gas-bearing areas of the Caspian region and agree to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Серикова Ульяна Сергеевна — кандидат технических наук, доцент, преподаватель кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

e-mail: lubava45@gmail.com

тел.: +7 (965) 429-39-79

SPIN code: 9363-4064

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5981-5202>

Ulyana S. Serikova — Cand. of Sci. (Tech.), Assoc. Prof., Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: lubava45@gmail.com

tel.: +7 (965) 429-39-79

SPIN code: 9363-4064

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5981-5202>

Романов Павел Анатольевич* — преподаватель кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

e-mail: romanovpa@mgru.ru

тел.: +7 (960) 300-32-66

SPIN-код: 5640-9573

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9870-7324>

Pavel A. Romanov* — Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: romanovpa@mgru.ru

tel.: +7 (960) 300-32-66

SPIN code: 5640-9573

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9870-7324>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author