

ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЧЕРНОМОРСКО-КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ

Керимов В.Ю.^{1,2}, Сенин Б.В.³, Серикова У.С.², Мустаев Р.Н.², Романов П.А.²

¹Министерство науки и образования Азербайджанской Республики,

Институт нефти и газа, Азербайджан

AZ1000, Баку, ул. Ф. Амирова, д. 9: vagif.kerimov@mail.ru

²Российский государственный геологоразведочный университет

им. Серго Орджоникидзе, Россия

117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23: serikovaus@mgri.ru;

mustaevrn@mgri.ru; romanovpa@mgri.ru

³АО «Союзморгео» – АО «Росгеология», научно-аналитический центр, Россия

353461, Геленджик, ул. Крымская, 20: sengri@mail.ru

ASSESSMENT OF THE CONDITIONS OF FORMATION AND DISTRIBUTION OF STRUCTURAL, LITHOLOGICAL, STRATIGRAPHIC AND COMBINED TRAPS IN THE BLACK SEA – CASPIAN REGION

Kerimov V.Yu.^{1,2}, Senin B.V.³, Serikova U.S.², Mustaev R.N.², Romanov P.A.²

¹Ministry of Science and Education of the Republic of Azerbaijan, Institute of Oil and Gas, Azerbaijan
9, F.Amirov str., Baku, AZ1000: vagif.kerimov@mail.ru

²Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Russian Federation

23, Miklukho-Maklay str., Moscow 117997: serikovaus@mgri.ru; mustaevrn@mgri.ru; romanovpa@mgri.ru

³AO "Soyuzmorgeo" – JSC "Rosgeologiya", scientific and analytical center, Russia
20, Krymskaya str., Gelendzhik, Russia, 353461: sengri@mail.ru

Keywords: Black Sea-Caspian region, trap, deposit, oil, gas, hydrocarbons, tectonic-sedimentation cycles

Summary. To assess the conditions for the formation and distribution of various types of traps and hydrocarbon deposits in the Black Sea – Caspian region: oil and gas geological characteristics of more than 670 offshore and continental deposits in Russia and abroad were used. The selection and generalization of the analyzed characteristics were carried out on the basis of ideas about the types of traps and hydrocarbon deposits in general and in relation to the Black Sea – Caspian region. In accordance with the definitions and characteristics of some types of traps and deposits, as well as data on deposits of different fluid composition and age of the host strata in the region, the whole set of analyzed characteristics reflecting the belonging of the deposit to a particular class is distributed in relation to two factors – structural and sedimentation (lithological-stratigraphic). It is shown that the largest number of deposits of different composition is associated with the newest (44%) and Alpine (about 40%) tectonic-sedimentation cycles and that the gas and condensate phases of the fluid composition significantly prevail in the fields of the western (Black Sea and Pont) half of the region, and oil – in its eastern (Caspian – about Caspian) one.

© 2023 Earth Science Division, Azerbaijan National Academy of Sciences. All rights reserved.

Введение

Источниками информации для оценки условий формирования и распределения различных типов ловушек и залежей УВ в Черноморско-Каспийском регионе стали нефтегазогеологические характеристики более чем 670 морских и континентальных месторождений России и зарубежья. (Гулиев и др., 2018; Глузов и др., 2004; Ермолкин, Керимов, 2012; Кадиров, Сафаров, 2013; Керимов и др.,

2016; Керимов и др., 2017; Керимов, Мусаев, 2021; Керимов, 2021; Керимов др., 2015а; Керимов и др., 2015б; Сенин и др., 2020; Сенин и др., 2022; Сенин и др., 2006; Гулиев и др., 2021). Разнообразие типов ловушек и залежей углеводородов на месторождениях четырёх нефтегазоносных провинций и соответствующих им 27 областей Черноморско-Каспийского региона отражено в табл.1. В соответствии с определениями и характеристиками типов

ловушек и залежей, а также данными о месторождениях разного флюидного состава и возраста вмещающих толщ в регионе вся совокупность анализируемых характеристик, отражающих принадлежность месторождения к тому или иному классу, распределена по отношению к двум факторам – структурному и седиментационному (литолого-стратиграфическому) (Ермолкин, Керимов, 2012; Керимов и др., 2016).

Первый фактор определяет полную конфигурацию месторождения в геологическом пространстве (т.е. обобщённую морфологию занимаемой им части этого пространства), второй совместно с первым или самостоятельно – внутреннюю структуру месторождения, образуемую одной или несколькими залежами. К структурному фактору в процессе анализа отнесены (см. табл. 1) типы структурных элементов в генерализованном, сокращённом до 5 основных форм варианте (антиклиналь, брахиантиклиналь, купол, диапировая структура, моноклиналь). Седимен-

тационный (литолого-стратиграфический) фактор представлен четырьмя основными типами элементарных (единичных) залежей – литологически ограниченными (ЛО), литологически экранированными (ЛЭ), стратиграфически экранированными (СЭ), связанными с биогенными выступлениями (БВ). При этом литологически экранированные залежи вместе с литологически ограниченными при анализе включены в сводную условную группу литологически обусловленных.

При анализе полученных характеристик возникла необходимость принять дополнительное условие, которое вытекает из наблюдаемых вариантов сочетания седиментационного и структурного факторов в строении месторождения (Гулиев и др., 2018; Глумов и др., 2004; Ермолкин, Керимов, 2012; Кадиров, Сафаров, 2013; Керимов и др., 2016; Керимов и др., 2017; Керимов, Мустаев, 2021; Керимов, 2021; Керимов др., 2015а; Керимов и др., 2015б; Сенин и др., 2020; Сенин и др., 2022; Сенин и др., 2006; Гулиев и др., 2021).

Таблица 1

Типы ловушек и залежей УВ, распространённых на территории Черноморско-Каспийского региона

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

Из табл. 1 следует наличие трёх вариантов, в соответствии с которыми устанавливается тип ловушки, определяющий всё месторождение в целом: 1 – оно формируется только за счёт седиментационного фактора (структурный фактор не выражен в характеристике); 2 – оно образуется за счёт структурного фактора (седиментационный фактор не выражен в характеристиках); 3 – оно формируется за счёт 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 ловушка.

Общая характеристика распределения месторождений УВ в нефтегазоносных провинциях и областях Черноморско-Каспийского региона по стратиграфическим интервалам и флюидному составу представлена на рис. 1 и 2, табл. 2 и 3.

Скопления углеводородов в Черноморско-Каспийском регионе распределены в четырёх нефтегазоносных провинциях (см. рис. 2). Три из них – Черноморская, Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакская 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 (Gurbanov et al., 2019; Kerimov et al., 2016a; Kerimov et al., 2016b; Kerimov et al.,

2018; Керимов и др., 2014; Лapidус и др., 2018; Rachinsky, Kerimov, 2015; Senin et al., 2021).

В количественном отношении к Черноморско-Каспийскому региону может быть отнесено около 680 месторождений/скоплений нефти, газа и конденсата, крайне неравномерно распределённых по выделяемым здесь нефтегазоносным провинциям (рис. 2, 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 западной, Черноморской и Причерноморской половины региона заметно преобладают газовая и конденсатная фазы флюидного состава, а в его восточной, Каспийско-Прикаспийской, – нефтяная.

В порядке детализации этой характеристики и на основе проведённого 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) Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП. Оставшаяся часть месторождений распределена в палеоцен-эоценовых горизонтах разрезов, относящихся к Черноморской, Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакской и Прикаспийской провинциям.

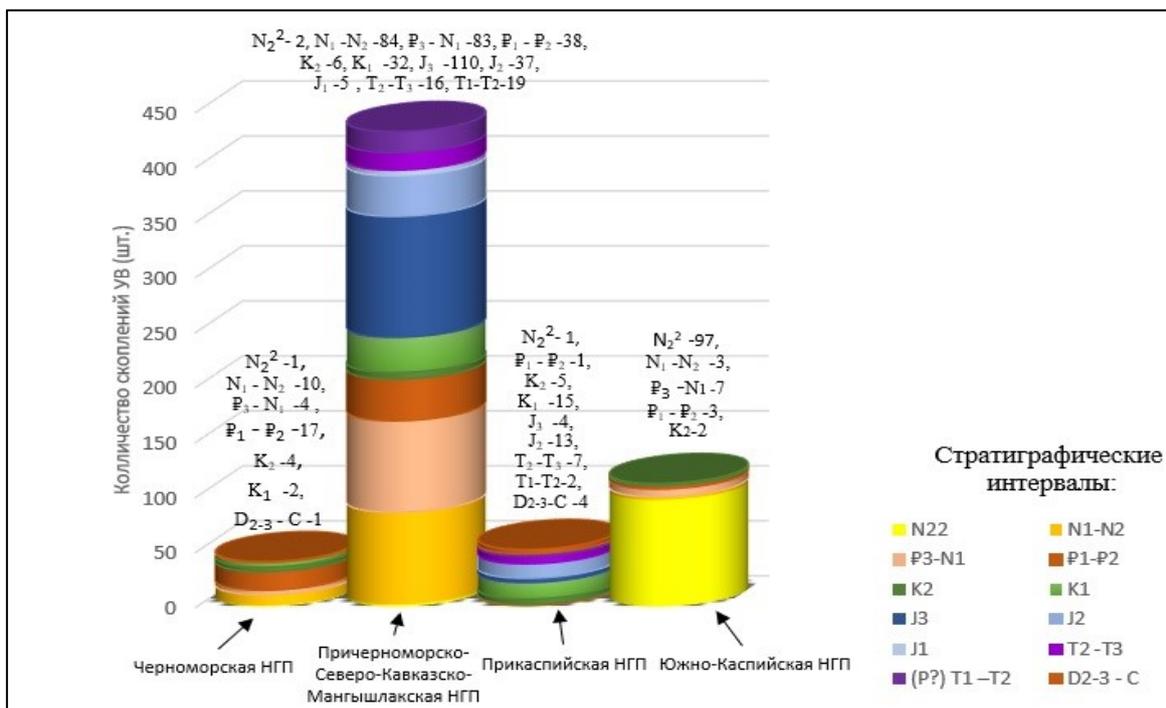


Рис. 1. Распределение скоплений (месторождений) УВ в продуктивных стратиграфических интервалах осадочного разреза нефтегазоносных провинций и областей* Черноморско-Каспийского региона

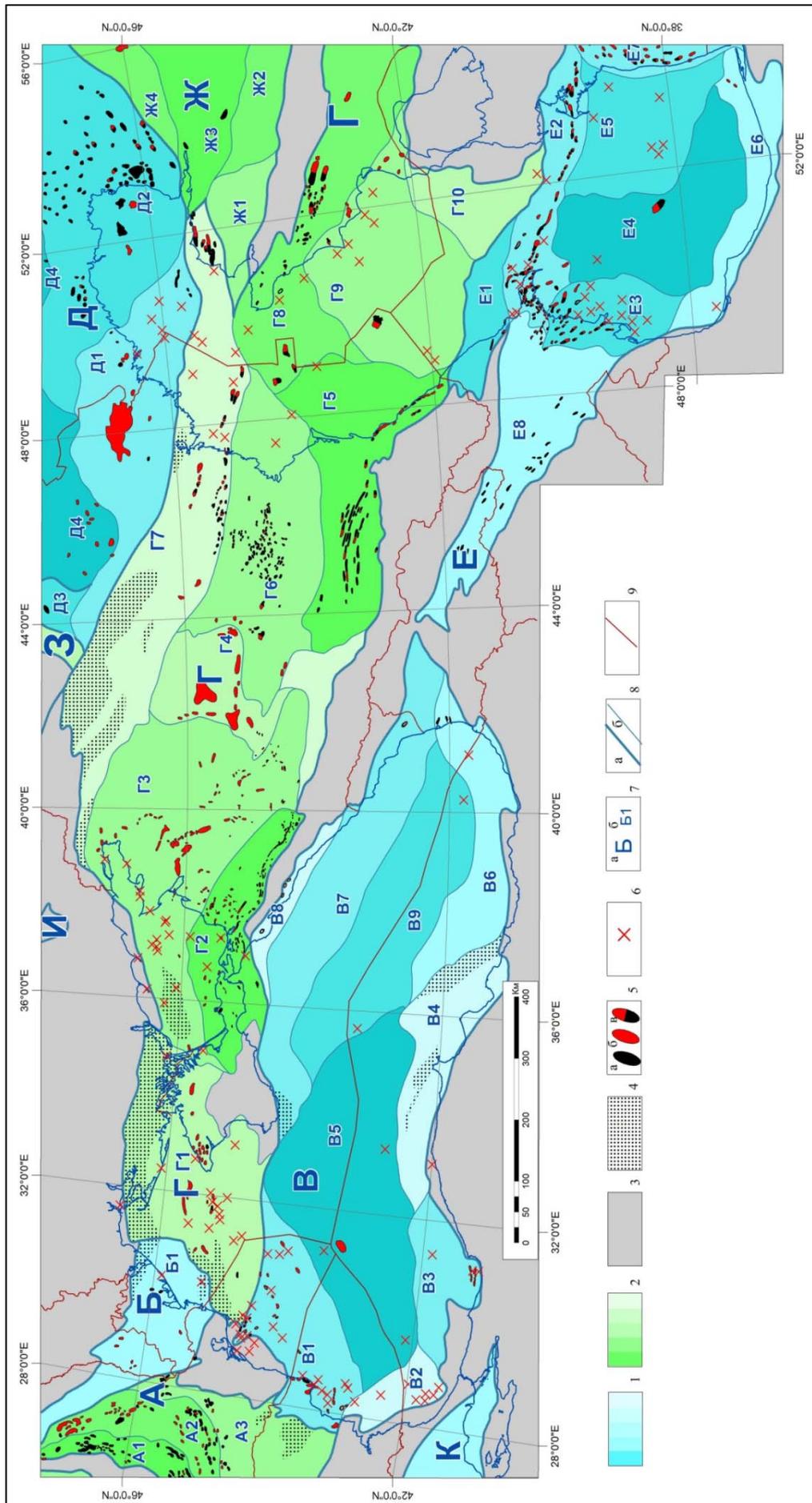


Рис. 2. Нефтегазоносные провинции и области Черноморско-Каспийского региона и прилегающих территорий (Сенни и др., 2022) с дополнениями

Условные обозначения к рис. 2: 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. *Нефтегазоносные провинции и области (индексы на карте):* А – Предкарпатско-Балканская (НГО, ПНГО: А1 – Восточно-Карпатская, А2 – Предкарпатская, А3 – Придунайско-Валахская); Б – Балтийско-Предобруджинская: Б1 – Молдавско-Предобруджинская НГО; В – Черноморская (НГО, ПНГО: В1 – Восточно-Мизийская/Истрия, В2 – Игнеада/Бургасско-Прибалханская, В3 – Западно-Понтийская, В4 – Синопская, В5 – Западно-Черноморская глубоководная, В6 – Восточно-Понтийская, В7 – Крымско-Кавказская континентальная окраина, В8 – Новороссийско-Лазаревская, В9 – Восточно-Черноморская глубоководная); Г – Причерноморско–Северо-Кавказско–Мангышлакская (НГО, ПНГО: Г1 – Причерноморско-Крымская, Г2 – Индоло-Кубанская, Г3 – Западно-Предкавказская, Г4 – Центрально-Предкавказская, Г5 – Терско-Каспийская, Г6 – Восточно-Предкавказская, Г7 – Кряжа Карпинского, Г8 – Южно-Мангышлакская, Г9 – Центрально-Каспийская, Г10 – Западно-Карабогазская); Д – Прикаспийская (НГО, ПНГО: Д1 – Астрахано-Калмыцкая, Д2 – Южно-Эмбенская, Д3 – Волгоградско-Карачаганакская, Д4 – Центрально-Прикаспийская); Е – Южно-Каспийская (НГО, ПНГО: Е1 – Северо-Абшеронская, Е2 – Абшерон-Прибалханская, Е3 – Восточно-Азербайджанская/Западного Борта, Е4 – Южно-Каспийская котловина/глубоководная, Е5 – Туркменская ступень, Е6 – Мазендеранская; Е7 – Западно-Туркменская, Е8 – Гобустано-Куруинская); Ж – Арало-Устюртская (НГО, ПНГО: Ж1 – Южно-Бузачинская, Ж2 – Яркимбай-Арстановская, Ж3 – Бейнеуская, Ж4 – Мынсуалмасская); З – Волго-Уральская; И – Днепровско-Припятская; К – Фракийская.

Немногом менее половины месторождений региона (около 46%) связано с отложениями мезозоя. В их составе наибольшее число месторождений (41%) выявлено в нижнемеловых отложениях. Остальные скопления примерно в равных долях (13-16% от общего числа месторождений) распределены между продуктивными горизонтами верхнего мела, верхней и средней юры и триаса. Распределение месторождений по составу образующих их флюидных компонентов (фазовому составу) в разных стратиграфических интервалах продуктивного разреза представлено на рис. 3 (Kerimov et al., 2018; Rachinsky, Kerimov, 2015). Оно оценивается по сумме компонентов (нефть, газ, конденсат), представленных на разных уровнях разреза в составе 677 скоплений УВ (см. табл. 2), учтённых в рамках Черноморско-Каспийского региона по материалам публикаций.

Отражаемый на рисунке характер соотношения флюидных компонентов в продуктивных интервалах разреза Черноморско-Каспийского региона демонстрирует его отчётливое разделение на области преобладающей или преимущественной нефтеносности всего разреза к востоку от Центрально-Предкавказской газонефтяной области (ГНО) и области преобладающей газо- и конденсатоносности к западу от неё.

Это разделение следует, вероятно, понимать, как свидетельство роли рассмотренного выше Транскавказского поперечного поднятия в распределении скоплений, которое проявилось во всём продуктивном диапазоне разреза.

Данные о компонентном (фазовом) составе углеводородных месторождений и проявлений в континентальных и морских областях Черноморско-Каспийского региона, дополненные материалами геолого-геохимического изучения их разрезом и результатами анализа размещения место-

рождений 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. 4). Согласно этой схеме и в соответствии с результатами проведённого анализа разрезы субрегиона Каспийского моря могут содержать скопления, в которых в разных сочетаниях и количествах присутствуют нефть, газ и конденсат, а на отдельных участках преобладание нефтяной компоненты будет 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. 4) 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, приуроченные к северо-западному и восточному присклоновым районам глубоководной впадины.

С глубоководными впадинами Черного и Каспийского морей связаны также районы развития газогидратов в верхней части осадочного чехла. Наиболее крупные из них предполагаются в западной части Черноморской глубоководной впадины и в Южно-Каспийской впадине (Гулиев и др., 2018; Керимов и др., 2016; Сенин и др., 2020; Сенин и др., 2022).

Таблица 2

Распределение скоплений (месторождений) УВ в продуктивных стратиграфических интервалах осадочного разреза нефтегазоносных провинций и областей* Черноморско-Каспийского региона

Тектоно-седиментационный цикл	Стратиграфический интервал продуктивности	НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ И ОБЛАСТИ РЕГИОНА												ВСЕГО											
		ЧЕРНОМОРСКИЙ НГР				ПРИЧЕРНОМОРСКО-СЕВЕРО-КАВКАЗСКО-МАНГЫШЛАКСКАЯ НГП									ПРИКАСПИЙСКАЯ НГП				ЮЖНО-КАСПИЙСКАЯ НГП						
		В1	В3	В5	В6	В8	Г1	Г2	Г3	Г4	Г5	Г6	Г7		Г8	Г9	Д1	Д2	Е2	Е3	Е4	Е6	Е7	Е8	
Новейший	N ₂	7	-	1	2	-	-	67	7	2	7	1	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	2	97
	N ₁ - N ₂	1	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	1	-	64	15	1	2	13	2	2	101
	P ₃ - N ₁	4	-	-	-	-	9	43	6	13	5	7	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	5	94	
	P - N (KZ?)	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9
Альпийский	P ₁ - P ₂	6	10	-	-	1	11	10	7	4	2	3	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	3	59
	K ₂	3	-	-	1	-	-	3	4	-	19	5	1	-	-	-	-	5	-	-	-	-	2	43	
	K ₁	1	-	-	-	3	3	2	35	5	11	20	26	4	4	4	11	-	-	-	-	-	-	-	129
	J ₃	-	-	-	-	-	-	2	6	-	5	16	4	2	1	1	3	-	-	-	-	-	-	-	40
Климатический	J ₂	-	-	-	-	-	-	7	-	-	21	9	1	-	3	10	-	-	-	-	-	-	-	-	50
	J ₁	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
	T ₂ -T ₃	-	-	-	-	-	-	-	4	-	11	-	-	1	-	7	-	-	-	-	-	-	-	-	23
Герцинский	(P?) T ₁ -T ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18	-	-	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	21
	D _{2,3} - C	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Всего месторождений		32	10	1	3	4	23	127	78	34	49	107	41	7	7	10	42	65	17	1	2	13	14	14	677
ИТОГО в провинциях (в рамках региона)		50				463								52				112				677			

*Индексы и наименования НГО см. на рисунке 2

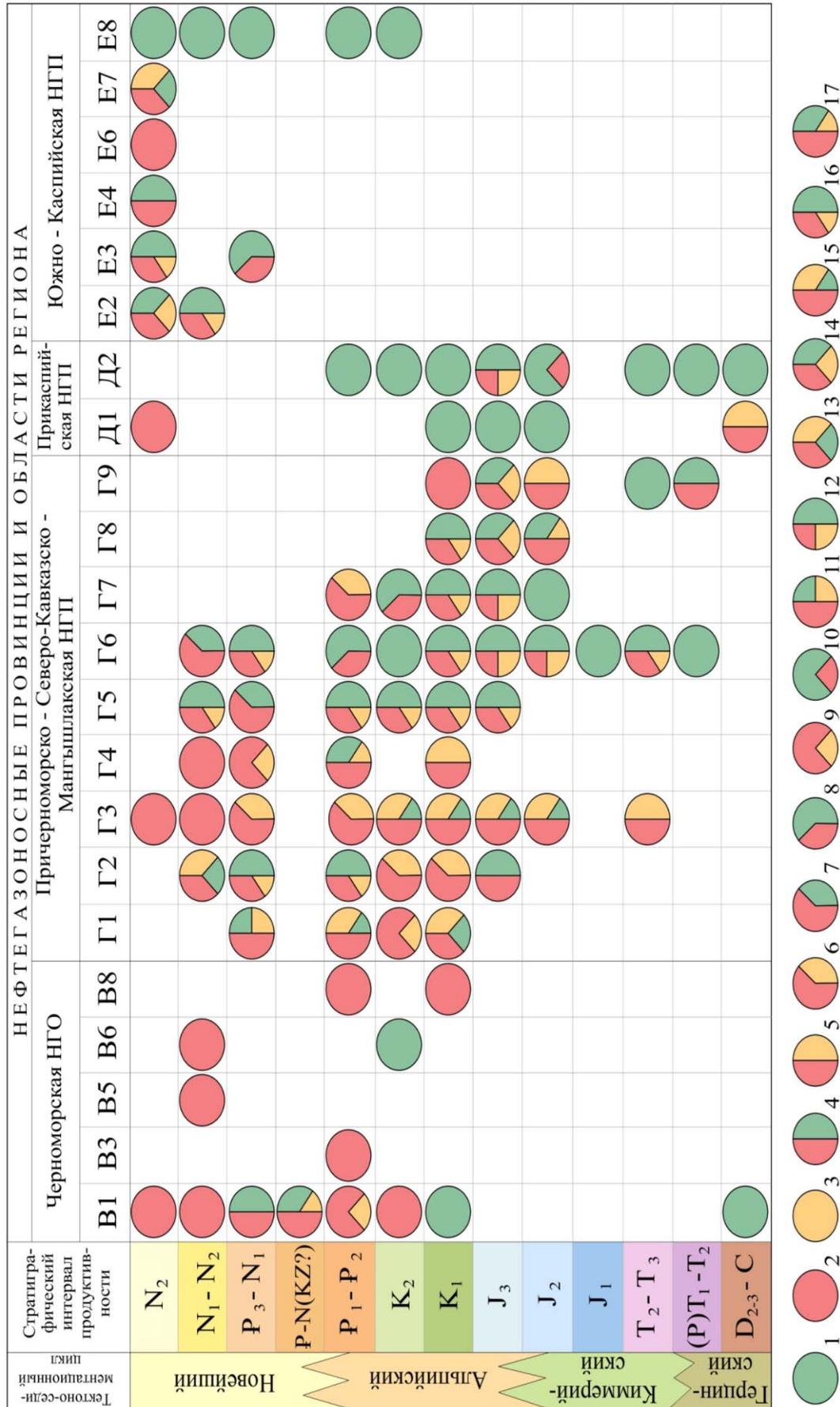


Рис. 3. Соотношения флюидных компонентов в продуктивных стратиграфических интервалах нефтегазоносных областей Черноморско-Каспийского региона
Индексы и наименования НГО см. на рис.2

Условные обозначения к рисунку 3: 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, $N \approx G$; 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 одного из компонентов, $G \gg K$; 10 – то же, $H \gg G$; 11-17 – *трёхкомпонентные скопления УВ*. 11 – преобладание числа залежей одного из компонентов над двумя другими, примерно с равными по числу залежей компонентами, $G > (H \approx K)$; 12 – то же, $H > (G \approx K)$; 13 – преобладание двух примерно равных по числу залежей компонентов над третьим, меньшим по числу залежей, $(G \approx K) > H$; 14 – то же, $(G \approx H) > K$; 15 – преобладание одного из компонентов над двумя другими, разными по числу залежей, $G > K > H$; 16 – то же, $H > G > K$; 17 – то же, $G > H > K$.

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

Черноморская нефтегазоносная провинция. По актуализированным по состоянию на 2022 г. данным эта провинция в пределах рассматриваемого региона включает 51 месторождение. Их флюидный состав представлен в основном газом и в существенно меньшей степени – нефтью и конденсатом. Нефтяные залежи выявлены на северо-западе и юго-востоке провинции (см. рис. 2 и 4). Более 82% месторождений сосредоточено в отложениях кайнозоя. При этом их большая часть (около 73%) относится к стратиграфическим интервалам палеоцена-эоцена и майкопа (олигоцен – нижний миоцен). С более молодыми интервалами разреза (верхний миоцен-плиоцен) связано несколько новых открытий (газ), сделанных в последнее время в румынском и турецком районах глубоководной области Черного моря. Около 16% скоплений связано с меловыми отложениями. Одно нефтепроявление установлено в отложениях палеозоя у болгарского побережья Черного моря. Из общего числа месторождений провинции 22 характеризуются залежами, которые по имеющимся данным могут быть отнесены к литологическому, стратиграфическому или литолого-стратиграфическому типам. В то же время залежи этих типов локализуются в границах антиклинальных структур, что диктует необходимость обозначения ловушек, включающих эти месторождения, как комбинированных.

В *Причерноморско-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. Остальные месторождения относительно равномерно (в доле от 7.0 до 8.2%) распределены в стратиграфических интервалах палеоцена-эоцена, верхнего мела, верхней и средней юры и триаса.

Вследствие 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, связанные с ними месторождения или проявления УВ отсутствуют или весьма редки на этих территориях.

Продуктивность нижнемеловых отложений установлена во всех областях провинции. При этом наибольшее число относящихся к ним месторождений сосредоточено в платформенной части провинции и в Терско-Каспийской нефтегазоносной области. Продуктивность средне-верхнеюрских отложений наиболее выражена в восточной части провинции. В её западных, северо-западных и северных районах на всех уровнях разреза преобладают газовые и газоконденсатные скопления.

Индоло-Кубанская нефтегазоносная область (НГО) включает 125 месторождений углеводородов. Из их числа 13 скоплений западной части провинции, расположенных на Керченском и Таманском полуостровах, в южной половине Азовского моря и его юго-восточном побережье образованы залежами литологического и стратиграфического типа, которые локализуются в антиклинальных и реже в брахиантиклинальных ловушках.

В полосе развития приорогенных моноклиналей и антиклинальных зон южного борта Индоло-Кубанского прогиба 46 месторождений образованы залежами литологического типа (литологически ограниченными и/или экранированными), 8 залежами стратиграфически экранированными и одно, Южно-Хадьженское (Клещёв, Шеин, 2010), залежью, связанной с биогенным выступом. При этом залежи в 30 месторождениях локализуются в антиклинальных, брахиантиклинальных и реже в куполовидных структурах, а залежи 25 месторождений, расположенных преимущественно в примайкопском районе, связаны с моноклинойю.

Таким образом, более 24% месторождений этой нефтегазоносной области так или иначе связаны с комбинированными ловушками, в формировании которых в разной мере принимают участие литолого-стратиграфические и структурные факторы.

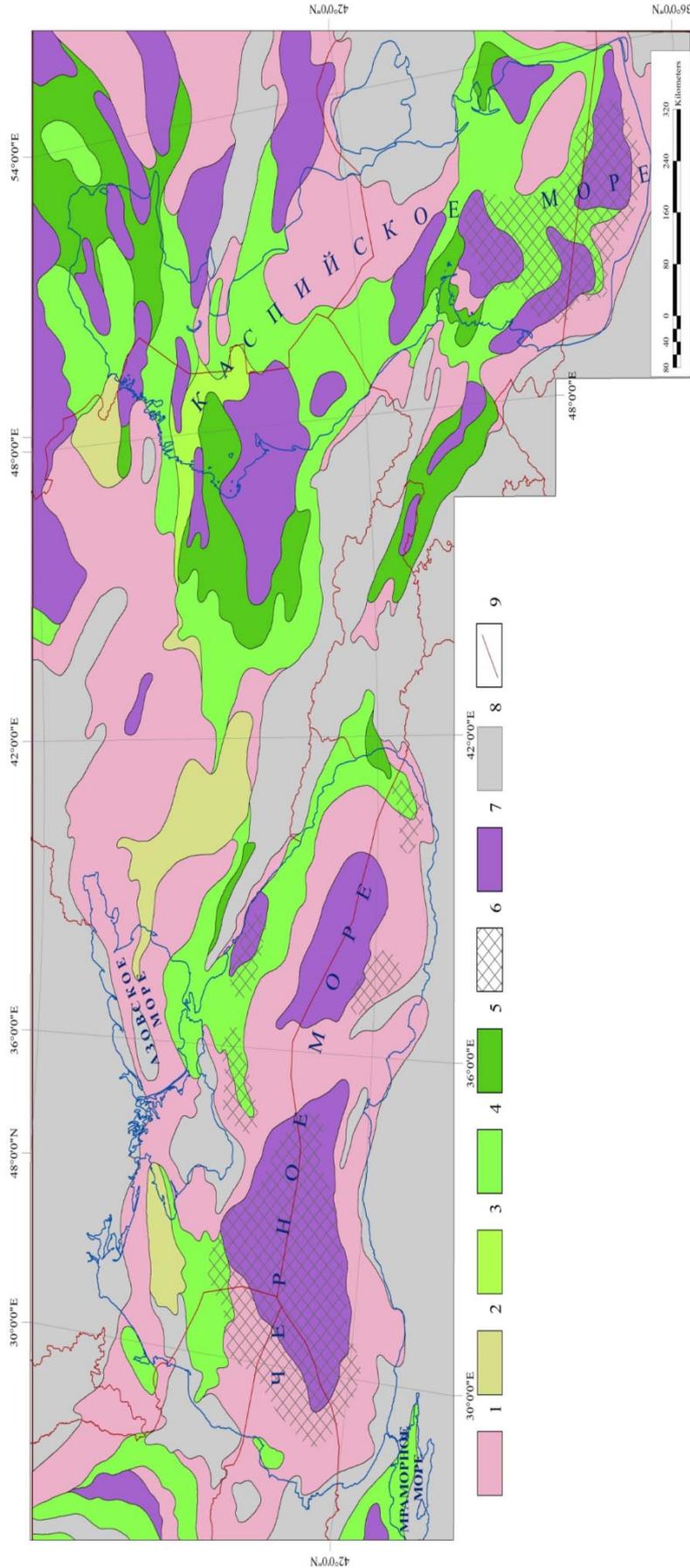


Рис. 4. Схема районирования Черноморско-Каспийского региона по преобладающему фазовому составу УВ в месторождениях и донно-грунтовых пробах акватории
Условные обозначения: 1-6 – преобладающий фазовый состав УВ: 1 – газ, 2 – газ и конденсат, 3 – нефть, 4 – нефть и газ, 5 – нефть, 6 – газогидрат, 7 – главные области питания (очаговые области, нефтегазогенерационные бассейны), 8 – неперспективные земли, 9 – границы государств и национальных зон морского недропользования

Ещё 20% ловушек месторождений, приуроченных к моноклиналям, могут быть отнесены к литолого-стратиграфическому типу. Однако структурный фактор (принадлежность к моноклинали) всё же играет известную роль и в их формировании в период постседиментационной истории разреза, определяя: особенности размыва коллекторской толщи при формировании моноклинали; общее и специфическое для каждой ловушки направление миграции генерированных в осадочном бассейне УВ флюидов; объединение отдельных скоплений в зону нефтенакпления, контролируемую моноклиналью.

Западно-Предкавказская НГО включает 76 месторождений, в числе которых 20 образованы залежами литологического типа и 8 – стратиграфического, представленных преимущественно газом и конденсатом. Подавляющее большинство залежей локализуется в контурах антиклинальных и брахиантиклинальных структур и только на двух месторождениях (Зерноградском и Гуляй-Борисовском) они связаны с моноклиналью. В суммарном выражении доля месторождений, ловушки которых могут быть определены как комбинированные, сформированные при участии как литолого-стратиграфического, так и структурного фактора, составляет около 37% от общего числа месторождений этой НГО.

Центрально-Предкавказская НГО представлена 24 месторождениями преимущественно газового и газоконденсатного состава. В их числе 7 месторождений, т.е. немногим более 29%, сформированы залежами литологического типа, которые локализуются в антиклинальных, брахиантиклинальных и куполовидных структурах.

Терско-Каспийская НГО включает 49 месторождений с абсолютным преобладанием нефтяных залежей. Залежи 11 месторождений из этого числа относятся к литологическому типу и одного (Дузлак) – к стратиграфическому (стратиграфически экранированному). Практически все залежи локализуются в антиклинальных или значительно реже в брахиантиклинальных структурах, за исключением Тернаирского месторождения. 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 значитель-

но 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.

НГО Кряжа Карпинского включает 41 месторождение. Скопления представлены нефтью, газом, конденсатом и распределены как непосредственно в системе структур континентальной части кряжа, так и в системе продолжающих его по простиранию валообразных структур северной части Каспийского моря и коррелируемых с ними в структурно-тектоническом и нефтегазогеологическом отношении структур Бузачинского свода (Глумов, и др., 2004). 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 локализуются 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 Причерноморско–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 её 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. Наибольшее количество таких ловушек в границах этой провинции связано с восточным предгорным районом Индоло-Кубанской НГО.

Прикаспийская нефтегазоносная провинция в границах рассматриваемого региона включает 52 месторождения, данные о типах залежей и ловушек известны для 51 площади. Во флюидном составе рассмотренных месторождений существенно преобладает нефть, хотя имеются

также месторождения газа и конденсата, среди которых уникальное по объёму 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.

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 Черноморско-Каспийскому региону, – в целом до 14%.

В Южно-Каспийской нефтегазоносной провинции рассмотрено распределение залежей и ловушек 112 месторождений, входящих в её состав и распределённых 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 её 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 Гобустано-Куринской НГО.

В числе 65 месторождений Абшероно-Прибалханской НГО выявлено 5 месторождений, залежи которых относятся к литологическому типу, и 2 месторождения со стратиграфически экранированными залежами. Все эти месторождения локализуются в контурах брахиантиклинальных или куполовидных структур.

Из 17 рассмотренных месторождений Восточно-Азербайджанской НГО только одно – Дуваный-суша, связанное с антиклинальной ловушкой, содержит залежи литологического типа.

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).

В Гобустано-Куринской НГО 5 из 14 включенных в нее нефтяных скоплений связаны 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 только

12-13% от общего числа открытых здесь месторождений связаны с комбинированными ловушками, образованными при участии литолого-стратиграфического и структурного факторов.

Литологические и палеогеографические условия, определяющие распространение на месторождениях Черноморско-Каспийского региона на литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек, оцененные на основании полученных результатов, представлены на рис. 5. Как следует из приведённой схемы, в границах Черноморской провинции и 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.

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 сопряжённых платформенных зон.

В затопляемых приорогенных впадинах платформенной области Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакской провинции и орогенных прогибах альпийских горно-складчатых сооружений образование литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек определяется зонами проградирующих разгрузок 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.

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 удалённых от берега обособленных мелководий.

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

Из нижеприведенных данных следует, что на долю литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек в составе месторождений региона немного более 25% (рис. 6 и табл. 3).

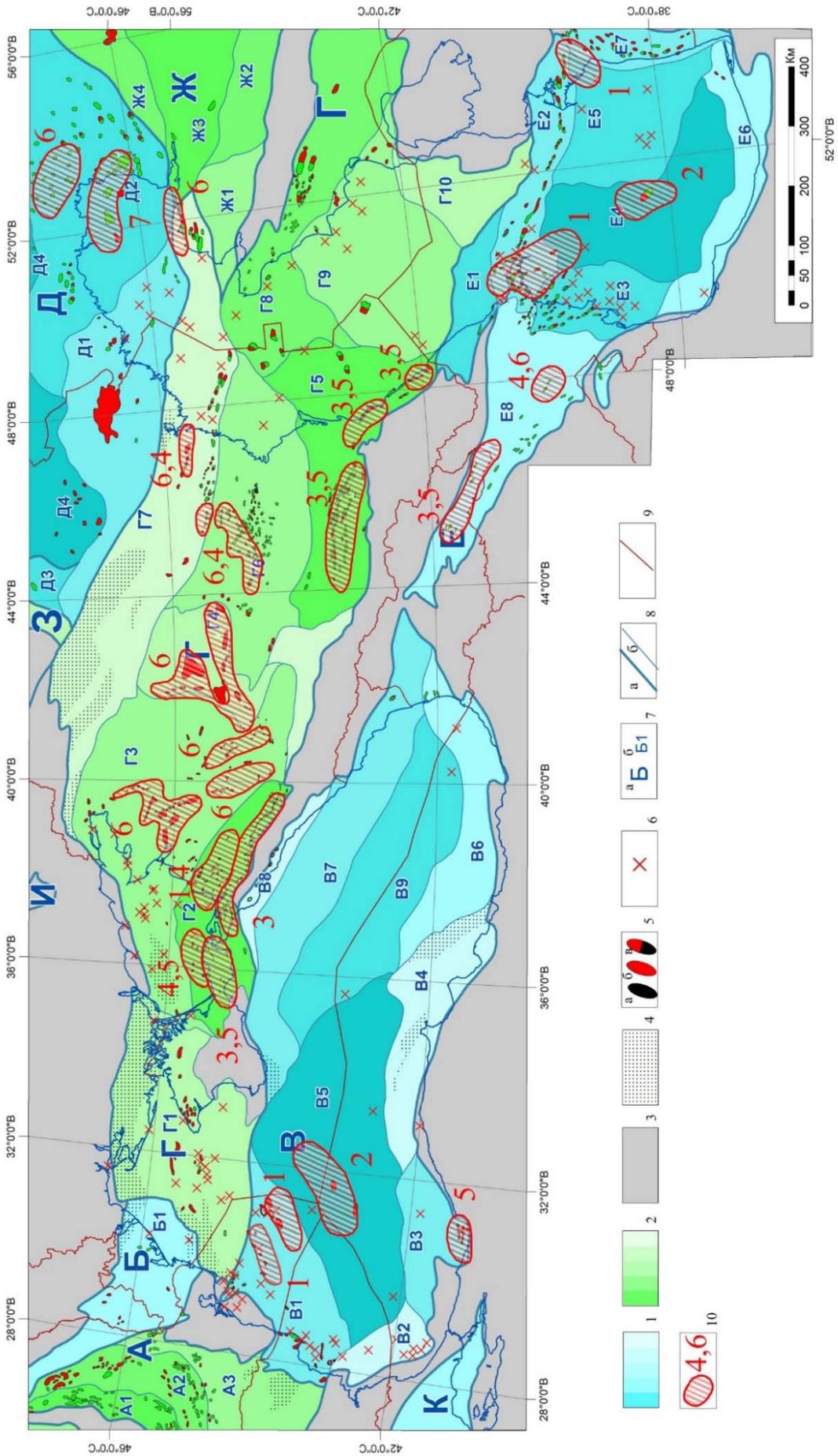


Рис. 5. – Литолого-формационные и палеогеографические условия зон развития литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек и залежей на месторождениях УВ Черноморско-Каспийского региона. Основа: Рис. 1. Нефтегазовые провинции и области Черноморско-Каспийского региона и прилегающих территорий

Условные обозначения к рисунку 5: 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. *Нефтегазоносные провинции и области (индексы на карте):* А – Предкарпатско-Балканская (НГО, ПНГО: А1 – Восточно-Карпатская, А2 – Предкарпатская, А3 – Придунайско-Валахская); Б – Балтийско-Предобруджинская: Б1 – Молдавско-Предобруджинская НГО; В – Черноморская (НГО, ПНГО: В1 – Восточно-Мизийская/Истрия, В2 – Игнеада/Бургасско-Прибалханская, В3 – Западно-Понтийская, В4 – Синопская, В5 – Западно-Черноморская глубоководная, В6 – Восточно-Понтийская, В7 – Крымско-Кавказская континентальная окраина, В8 – Новороссийско-Лазаревская, В9 – Восточно-Черноморская глубоководная); Г – Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакская (НГО, ПНГО: Г1 – Причерноморско-Крымская, Г2 – Индоло-Кубанская, Г3 – Западно-Предкавказская, Г4 – Центрально-Предкавказская, Г5 – Терско-Каспийская, Г6 – Восточно-Предкавказская, Г7 – Кряжа Карпинского, Г8 – Южно-Мангышлакская, Г9 – Центрально-Каспийская, Г10 – Западно-Карабогазская); Д – Прикаспийская (НГО, ПНГО: Д1 – Астрахано-Калмыцкая, Д2 – Южно-Эмбенская, Д3 – Волгоградско-Карачаганакская, Д4 – Центрально-Прикаспийская); Е – Южно-Каспийская (НГО, ПНГО: Е1 – Северо-Абшеронская, Е2 – Абшерон-Прибалханская, Е3 – Восточно-Азербайджанская/Западного Борта, Е4 – Южно-Каспийская котловина/глубоководная, Е5 – Туркменская ступень, Е6 – Мазендеранская; Е7 – Западно-Туркменская/Восточного Борта, Е8 – Гобустан-Куринская); Ж – Арало-Устюртская (НГО, ПНГО: Ж1 – Южно-Бузачинская, Ж2 – Яркимбай-Арстановская, Ж3 – Бейнеуская, Ж4 – Мынсуалмасская); 3 – Волго-Уральская; И – Днепровско-Припятская; К – Фракийская. *Индексы литолого-формационных и палеогеографических условий (цифры на схеме):* коллекторы терригенных формаций: 1 – песчаные и песчано-алевритовые комплексы неогеновых и неоген-четвертичных палеodelьт и конусов выноса, 2 – турбидитные песчаные и песчано-алевритовые комплексы внешних (дистальных) зон неогеновых и неоген-четвертичных палеodelьт 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, погребённые долины). Коллекторы карбонатных формаций: 7 – рифовые сооружения (коралловые, мшанковые рифы, ракушняковые банки).

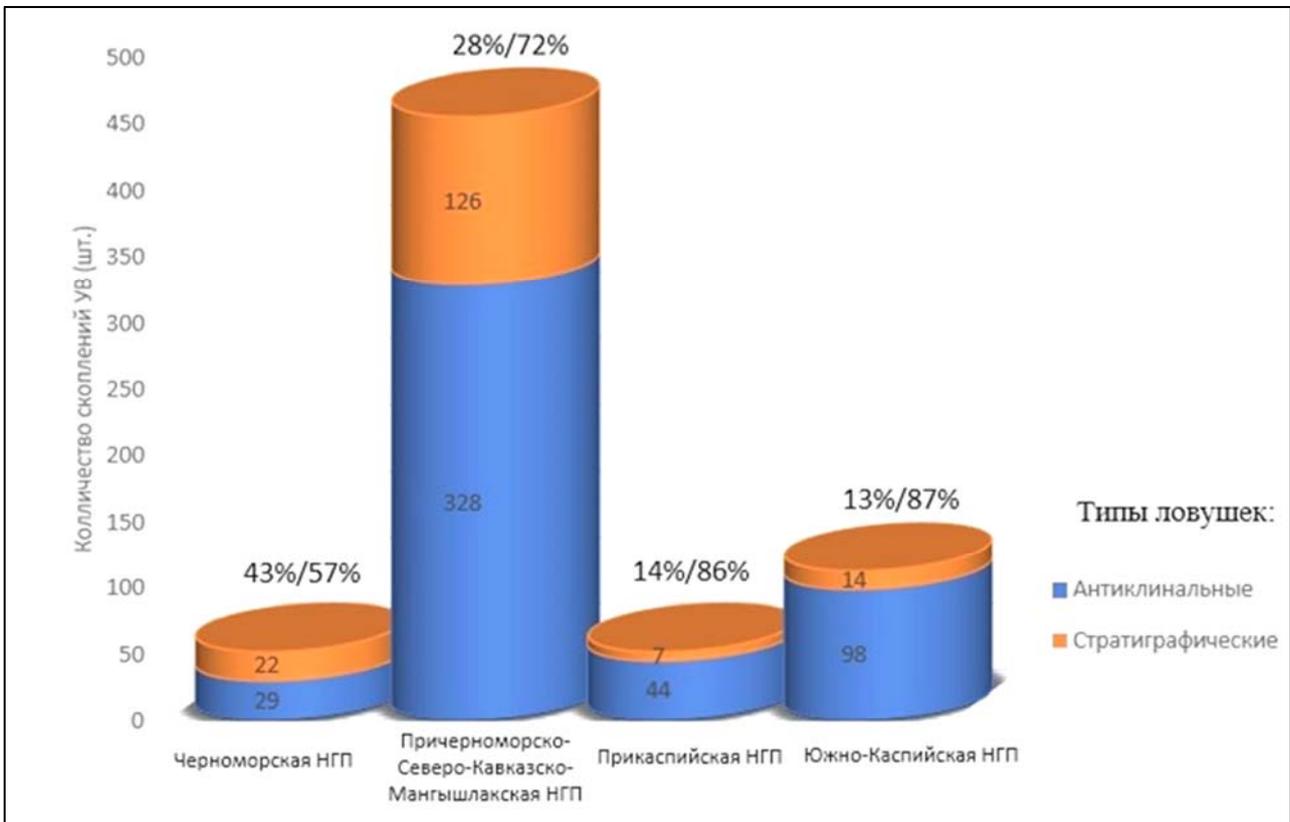


Рис. 6. Сводная характеристика распределения типов ловушек в нефтегазоносных провинциях и областях Черноморско-Каспийского региона

При этом число залежей литологического, стратиграфического, литолого-стратиграфического типов и связанных с биогенными выступами превосходит общее число литолого-стратиграфических и комбинированных ловушек (рис. 7 и 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. Как показывает приведённый анализ, структурный фактор всё же принимает косвенное участие в их формировании, определяя направление миграционных потоков УВ и объединяя отдельные скопления УВ в зоны нефтегазоаккумуляции.

Существенное участие структурного фактора в формировании большинства комбинированных ловушек региона отчасти может объясняться высоким уровнем его тектоно-геодинамической активности в мезозое и кайнозое, о которой было сказано выше. Она обу-

словлена 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 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. 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.

Ещё 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" в качестве главных объектов, определяющих результативность.

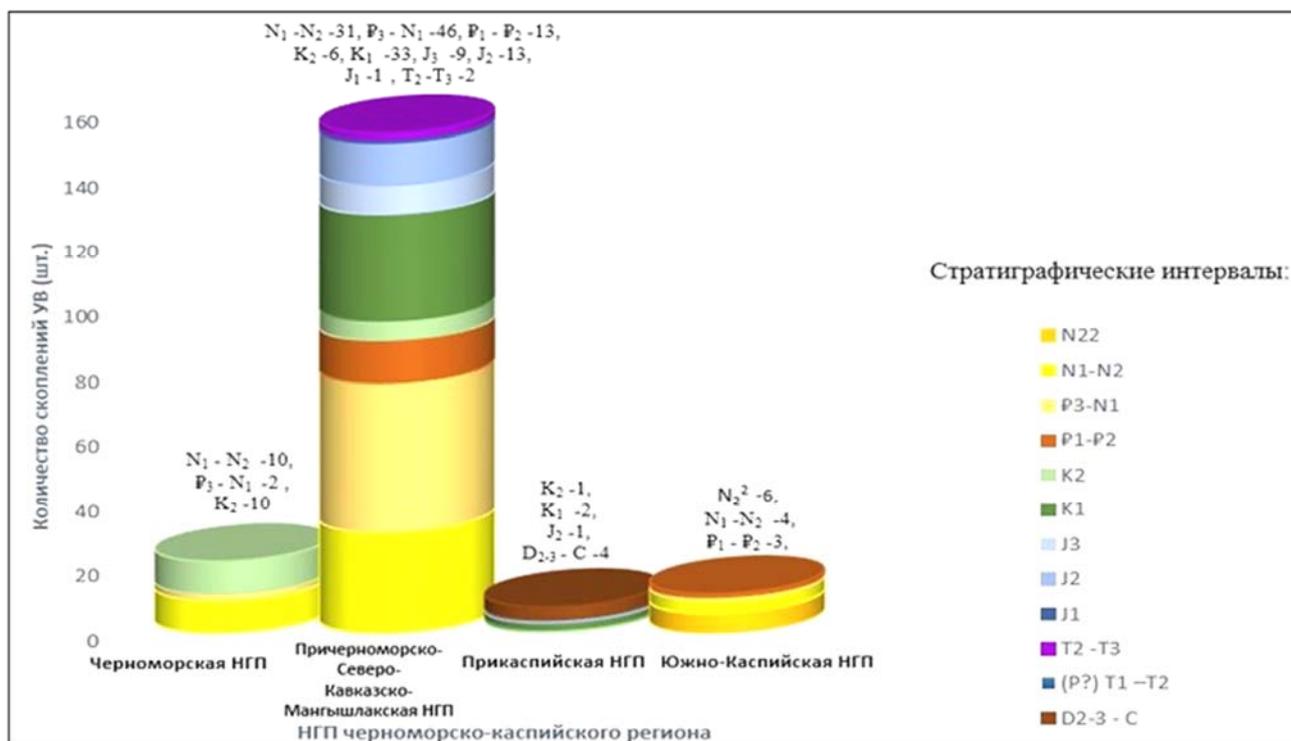


Рис. 7. Распределение залежей в литолого-стратиграфических и комбинированных ловушках по стратиграфическим интервалам и нефтегазоносным областям Черноморско-Каспийского региона

Таблица 3

Сводная характеристика распределения типов ловушек в нефтегазоносных провинциях и областях Черноморско-Каспийского региона

Типы ловушек	Черноморская НП					Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакская НП								Прикаспийская НП		Южно-Каспийская НП					Всего типов ловушек	в т.ч. ДСК		
	В1	В3	В5	В6	В8	Г1	Г2	Г3	Г4	Г5	Г6	Г7	Г8	Г9	Д1	Д2	Е2	Е3	Е4	Е6			Е7	Е8
Антиклиналь	32	10	1	3	4	14	68	25	9	43	26	31	6	3	1	5	11	5				13	310	90
Брахантиклиналь			1			9	28	40	10	5	73	6	1		2	3	51	12	1	2	13	1	258	42
Куполовидная							5	9	5		5			1									25	6
Дицирковая															7	29							36	
Моноклиная							24	2		1	1	4					3						35	27
Рифовая (Блаженный выступ)																4							4	4
ВСЕГО	32	10	2	3	4	23	125	76	24	49	105	41	7	4	10	41	65	17	1	2	13	14	668	
В том числе литолого-стратиграфические и комбинированные (ДСК)	10	10	2				56	24	7	12	23	4				7	7	1		1	5		169	169

Таблица 4

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

	Черноморская НГП				Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП								Прикаспийская НГП		Южно-Каспийская НГП					Всего по стратиграфическим интервалам		
	B1	B3	B5	B8	Г1	Г2	Г3	Г4	Г5	Г6	Г7	Г8	Г9	Д1	Д2	Е2	Е3	Е4	Е6		Е7	Е8
N ₂ ²																4	1			1		6
N ₁ -N ₂	8		2			18	1	1	10	1						1					3	45
P ₃ -N ₁	2					33	3	5		5											1	49
P ₁ -P ₂						8	3		2												1	14
K ₂		10				1	3			2					1							17
K ₁							12	2	3	12	4				2							35
J ₅							1	2	1	5												9
J ₂							5			6	2				1							14
J ₁							1															1
T ₃₋₃							2															2
(P?) T ₁ -T ₂																						
D ₃ -C															4							4
Всего по НГО	10	10	2			61	32	8	16	31	6				8	5	1			1	5	196
Всего по НГП в пределах Черноморско-Каспийского региона	22				154								8		12					196		

Совершенствование геофизических методов, технологий сбора и обработки информации уже сегодня позволяющих получать достаточно детальную картину объёмной (3D) структуры

геологического разреза, очевидно, будет способствовать увеличению числа "неструктурных" ловушек в нефтегазоперспективных объектах региона.

ЛИТЕРАТУРА

- Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. Недра-Бизнесцентр. Москва, 2004, 342 с.
- Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Бондарев А.В. Оценка генерационного потенциала сланцевых низкопроницаемых толщ (Майкопская серия Кавказа). Научные труды НИПИ нефтегаз ГНКАР, No. 1, 2018, с. 4-20.
- Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Етирмишли Г.Д., Юсубов Н.П., Мустаев Р.Н., Гусейнова А.Б. Современные геодинамические процессы и их значение в восполнении запасов углеводородов в Черноморско-Каспийском регионе. Геотектоника, Vol. 55, No. 3, 2021, с. 96-112.
- Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа. Учебник для вузов. ООО "Издательский дом Недра". Москва, 2012, 460 с.
- Кадилов Ф.А., Сафаров Р.Т. Деформация земной коры Азербайджана и сопредельных территорий по данным GPS-измерений. Известия НАН Азербайджана, Науки о Земле, No. 1, 2013, с. 47-55.
- Керимов В.Ю. Моделирование углеводородных систем и месторождений нефти и газа. Издательство Российский государственный геологоразведочный университет им. С.Орджоникидзе. Москва, 2021, 302 с.
- Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н., Хоштария В.Н. Оценка геологических рисков при поисках и разведке месторождений углеводородов. Нефтяное хозяйство, No. 8, 2017, с. 36-41.
- Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н. Литолого-геохимическая характеристика низкопроницаемых сланцевых толщ (на примере хадумской свиты Предкавказья). Горный журнал, No. 7, 2021, с. 28-33.
- 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, No. 10, 2015а, с. 50-53.
- Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Серикова У.С., Лавренова Е.А., Круглякова М.В. Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы на территории п-ова Крым и прилегающих акваторий Азовского и Черного морей. Нефтяное хозяйство, No. 3, 2015б, с. 56-60.
- Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Монакова А.С. Моделирование углеводородных систем в регионах со сложным геологическим строением. 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. GEOMODEL 2014, pp. 47-51, DOI:10.3997/2214-4609.20142245.
- Керимов В.Ю., Сенин Б.В., Богоявленский В.И., Шилов Г.Я. Геология, поиски и разведка месторождений углеводородов на акваториях Мирового океана. Недра. Москва, 2016а, 411 с.
- 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, 2016б, с. 8-11.
- Клещев К.А., Шейн В.С. Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник: в 2 кн. ВНИГНИ. Москва, 2010, 1554 с.

REFERENCES

- Ermolkin V.I., Kerimov V.Yu. Geology and geochemistry of oil and gas. Textbook for High Schools. LLC "Publishing house Nedra". 2012, 460 p. (in Russian).
- Glumov I.F., Malovitskiy Ya.P., Novikov A.A., Senin B.V. Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea. Nedra-Businesscenter, 2004, 342 p. (in Russian).
- Guliev I.S., Kerimov V.Y., Etirmishli G.D., Yusubov N.P., Mustaev R.N., Huseynova A.B. Modern geodynamic processes and their impact on replenishment of hydrocarbon resources in the Black Sea – Caspian Region. Geotectonics, Vol. 55, No. 3, 2021, pp. 393-407.
- Guliyev I.S., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Bondarev A.V. Assessment of the generation potential of low-permeable shale strata (Maikop series of the Caucasus). Nauchnye trudy NIPi neftegaz (SOCAR Proceedings), No. 1, 2018, pp. 4-20 (in Russian).
- Gurbanov V.Sh., Hasanov A.B., Abbasova G.G. The stochastic character of distribution of granulometric content and fractality of porous structure in oil reservoirs. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 2, 2019, pp. 54-60.
- Kadirov F.A., Safarov R.T. Deformation of the Earth's crust of Azerbaijan and adjacent territories according to GPS measurements. ANAS Proceedings. The Sciences of Earth, No. 1, 2013, pp. 47-55 (in Russian).
- Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin. Iranian Journal of Earth sciences. Vol. 10, No. 1, 2018, pp. 78-89.
- Kerimov V.Yu. Modeling of hydrocarbon systems and oil and gas fields. S. Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University Publishing. Moscow, 2021, 302 p. (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Mustaev R.N., Khoshtaria V.N. Assessment of geological risks in the search and exploration of hydrocarbon deposits. Oil Industry, No. 8, 2017, pp. 36-41. (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. Lithological and geochemical characteristics of low-permeable shale strata (on the example of the Khadum suite of the Caucasus). Mining Journal, No. 7, 2021, pp. 28-33 (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Bondarev A.V. Evaluation of the organic carbon content in the low-permeability shale formations (as the case of the Khadum suite in the Ciscaucasia region). Oriental Journal of chemistry, Vol. 32, No. 6, 2016а, pp. 3235-3241, DOI: 10.13005/ojc/320648.
- Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Yandarbiev N.Sh., Kozlova E.V. Prospects of searching for hydrocarbon accumulations in shale low-permeable strata of the Khadum formation of the Pre-Caucasus. Oil Industry, No. 10, 2015а, pp. 50-53 (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Serikova U.S., Lavrenova E.A., Kruglyakova M.V. Generation and accumulation hydrocarbon systems on the territory of the Crimea peninsula and adjacent waters of the Azov and Black Seas. Oil Industry, No. 3, 2015б, pp. 56-60 (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Senin B.V., Bogoyavlensky V.I., Shilov G.Ya. Geology, prospecting and exploration of hydrocarbons in the oceans. Nedra. Moscow, 2016а, 411 p. (in Russian).
- Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Mustayev R.N., Dmitrievskiy S.S. Thermobaric conditions of hydrocarbons accumulations formation in the low-permeability oil reservoirs of Khadum

- Лapidус А.Л., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Мовсумзаде Э.М., Салихова И.М., Жагфаров Ф.Г. Природные битумы – физико-химические свойства и технологии добычи. Химия твердого топлива, No. 6, 2018, с. 4-15, <http://dx.doi.org/10.1134/s0023117718060087>.
- Сенин Б.В., Керимов В.Ю., Богоявленский В.И., Леончик М.И., Мустаев Р.Н. Нефтегазоносные провинции морей России и сопредельных акваторий. Книга 2. История и общая характеристика морской периферии России. Нефтегазоносные провинции морей Западной Арктики. Издательский дом Недра. Москва, 2020, 341 с.
- Сенин Б.В., Керимов В.Ю., Богоявленский В.И., Леончик М.И., Мустаев Р.Н. Нефтегазоносные провинции морей России и сопредельных акваторий. Книга 3. Нефтегазоносные провинции морей Восточной Арктики и Дальнего Востока. Российский государственный геологоразведочный университет им. С.Орджоникидзе. Москва, 2022, 339 с.
- Сенин Б.В., Савченко В.И., Устьянцев В.Л., Шайнуров Р.В. Структура и нефтегазогеология модель морей Черноморско-Каспийского региона по комплексу геолого-геофизических данных. В сб.: Проблемы геологии и освоения недр юга России. Изд-во ЮНЦ РАН. Ростов-на-Дону, 2006, с. 174-176.
- Gurbanov V.Sh., Hasanov A.B., Abbasova G.G. The stochastic character of distribution of granulometric content and fractality of porous structure in oil reservoirs. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 2, 2019, pp. 54-60.
- Kerimov V., Rachinsky M., Mustaeв R., Serikova U. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin. Iranian Journal of Earth sciences, Vol. 10, No. 1, 2018, pp. 78-89.
- Kerimov V.Yu., Mustaeв R.N., Bondarev A.V. Evaluation of the organic carbon content in the low-permeability shale formations (as the case of the Khadum suite in the Ciscaucasia region). Oriental Journal of chemistry, Vol. 32, No. 6, 2016, pp. 3235-3241, DOI: 10.13005/ojc/320648.
- Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs. Wiley-Scrivener Publishing. New Jersey, 2015, 640 p., DOI: 10.1002/9781118999004.
- Senin B.V., Kerimov V.Y., Mustaeв R.N., Aliyeva S.A. Lithological and paleogeographic conditions for the formation and location of sedimentary basins of the Caspian region. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 1, 2021, pp. 16-28.
- suite of the Ciscaucasia. Neftyanoe Khozyaystvo, No. 2, 20166, pp. 8-11 (in Russian).
- Kerimov V.Y., Osipov A.V., Mustaeв R.N., Monakova A.S. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014, pp. 47-51, DOI:10.3997/2214-4609.20142245 (in Russian).
- Kleshchev K.A., Shein V.S. Oil and gas fields of Russia. Reference book: in 2 books. VNIGNI. Moscow, 2010, 1554 с. (in Russian).
- Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustaeв R.N., Movsumzade E.M., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural bitumens: physicochemical properties and production technologies. Solid Fuel Chemistry, Vol. 52, No. 6, 2018, pp. 344-355, <http://dx.doi.org/10.1134/s0023117718060087> (in Russian).
- Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. Fluid dynamics of oil and gas reservoirs. Wiley-Scrivener. New Jersey, 2015, 640 p., DOI: 10.1002/9781118999004.
- Senin B.V., Kerimov V.Yu., Bogoyavlensky V.I., Leonchik M.I., Mustaeв R.N. Oil and gas provinces of the seas of Russia and adjacent water areas. In 4 books. Book 2. History and general description of Russia's maritime periphery. Oil and gas provinces of the seas of the Western Arctic. Nedra. Moscow, 2020, 341 p. (in Russian).
- Senin B.V., Kerimov V.Yu., Bogoyavlensky V.I., Leonchik M.I., Mustaeв R.N. Oil and gas provinces of the seas of Russia and adjacent water areas. In 4 books. Book 3. Oil and gas provinces of the seas of the Eastern Arctic and the Far East. S. Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University Publishing. Moscow, 2022, 339 p. (in Russian).
- Senin B.V., Kerimov V.Y., Mustaeв R.N., Aliyeva S.A. Lithological and paleogeographic conditions for the formation and location of sedimentary basins of the Caspian region. ANAS Transactions, Earth Sciences, No. 1, 2021, pp. 16-28.
- Senin B.V., Savchenko V.I., Ustyantsev V.L., Shainurov R.V. Structure and oil and gas geological model of the Black Sea-Caspian region Seas based on a complex of geological and geophysical data. In the collection: Problems of geology and development of the subsoil of the South of Russia. Publishing House of the Southern Scientific Center of the Russian Academy of Sciences. Rostov-on-Don, 2006, pp. 174-176 (in Russian).

ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЛОВУШЕК И ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЧЕРНОМОРСКО-КАСПИЙСКОМ РЕГИОНЕ

Керимов В.Ю.^{1,2}, Сенин Б.В.³, Серикова У.С.², Мустаев Р.Н.², Романов П.А.²

¹Институт нефти и газа Национальной академии наук Азербайджана, Азербайджан
AZ1000, Баку, ул. Ф. Амирова, д. 9: vagif.kerimov@mail.ru

²Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, Россия
117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23: serikovaus@mgri.ru;
mustaevrn@mgri.ru; romanovpa@mgri.ru

³АО «Союзморгео» – АО «Росгеология», научно-аналитический центр, Россия
353461, Геленджик, ул. Крымская, 20: sengri@mail.ru

Резюме. Для оценки условий формирования и распределения различных типов ловушек и залежей УВ в Черноморско-Каспийском регионе были использованы геологические характеристики более 670 морских и континентальных месторождений в России и за рубежом. Отбор и обобщение анализируемых характеристик осуществлялись исходя из представлений о типах ловушек и залежей УВ в целом и применительно к Черноморско-Каспийскому региону. В соответствии с определениями и характеристиками некоторых типов ловушек и залежей, а также данными о месторождениях разного флюидного состава и возраста вмещающих толщ в регионе вся совокупность анализируемых характеристик, отражающих принадлежность месторождения к тому или иному классу, распределена по отношению к двум факторам – структурному и седиментационному (литолого-стратиграфическому). Показано, что наибольшее число месторождений разного состава связано с новейшим (44 %) и альпийским (около 40 %) тектоно-седиментационными циклами и что в месторождениях западной (Черноморской и Причерноморской) половине региона заметно преобладают газовая и конденсатная фазы флюидного состава, а в его восточной (Каспийско-Прикаспийской) – нефтяная. Доля "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. Как показывает приведенный анализ, структурный фактор всё же принимает косвенное участие в их формировании, определяя направление миграционных потоков УВ и объединяя отдельные скопления УВ в зоны нефтегазоаккумуляции.

Ключевые слова: Черноморско-Каспийский регион, ловушка, залежь, месторождения, нефть, газ, углеводороды, тектоно-седиментационные циклы

QARA DƏNİZ – XƏZƏR REGIONUNDA KARBOHİDROGEN TƏLƏLƏRİN VƏ YATAQLARIN FORMALAŞMA ŞƏRAİTLƏRİNİN VƏ PAYLANMASININ QIYMƏTLƏNDİRİLMƏSİ

Kərimov V. Y.^{1,2}, Senin B.V.³, Serikova U.S.², Mustayev R.N.², Romanov P.A.²

¹*Azərbaycan Respublikası Elm və Təhsil Nazirliyi, Elm və Təhsil Nazirliyinin Neft və Qaz İnstitutu, Azərbaycan AZ1000, Bakı, F.Əmirov küçəsi, 9: vaqif.kerimov@mail.ru*

²*Serqo Orconikidze adına Rusiya Dövlət Geoloji-Kəşfiyyat Universiteti, Rusiya 117997, Moskva, Mikluxe-Maklay küçəsi, 23: serikovaus@mgri.ru; mustaevrn@mgri.ru; romanovpa@mgri.ru*

³*AC Soyuzmorgeo-AC Rosgeologiya, Elmi-Analitik Mərkəz, Rusiya 353461, Gəlincik şəh., Krımskaya küçəsi, 20: sengri@mail.ru*

Xülasə. Qara dəniz-Xəzər regionunda formalaşma şəraitləri və müxtəlif tipli tələlərin paylanmasını qiymətləndirmək üçün Rusiya və xaricdən 670-dən artıq dəniz kontinental yataqlarının neft-qaz geoloji səciyyəkləndirilməsinə ehtiyac duyuldu. Tələlərin tipləri və KH yataqlarının bütövlükdə və Qara dəniz-Xəzər regionuna nəzərən təsəvvürlərinə söykənərək, təhlil edilən səciyyəklərin seçilməsi və ümumiləşdirilməsi həyata keçirilmişdir.

Tələ və yataqların bəzi tiplərinin təyinatları və səciyyəkləndirilməsinə, regiondakı müxtəlif flüid tərkibli və yerləşdirici süxurların yaşına istinadən yataqlar haqqında məlumatlara müvafiq olaraq, yatağın bu və ya digər sinfə aidliyətini əks etdirən təhlil olunan səciyyəklərin məcmusu əsasında - struktur və sedimentasiya (litoloji-stratigrafiya), iki amil ayrılmışdır.

Müxtəlif tipli yataqların ən böyük miqdarı ən yeni (44 %) və alp (40 %-ə qədər) tektonik-sedimentasiya dövrləri ilə əlaqədardır və qərbi Qara dəniz və regionun Qara dənizyanı hissəsində əksəriyyəti flüid tərkibli qaz və kondensat, onun şərqində – Xəzər-Xəzəryanı hissəsində isə neft yataqlarının olması göstərilmişdir.

Sedimentasiya amillərinin (litoloji məhdudiyyət və ya ekranlaşdırma, stratigrafiya ekranlaşdırma, biogermin formalaşması - forma və rezervuar kimi) təsiri ilə bağlı olan «quruluşsuz» tələlərin payı regiondakı yataqların ümumi sayının təxminən 5% -ni təşkil edir. Aparılmış təhlillərin göstərdiyi kimi, struktur amil onların formalaşmasında dolayı iştirak edir, karbohidrogenlərin miqrasiya axınlarının istiqamətini müəyyənləşdirir və ayrı-ayrı karbohidrogen yığınlarını neft-qaz yığımı zonalarına birləşdirir.

Açar sözləri: Qara dəniz-Xəzər regionu, tələ, yataq, neft, qaz, karbohidrogen, tektonik-sedimentasiya dövrləri