

УДК 553.98+544.126.5

DOI 10.31087/0016-7894-2019-1-27-41

Вероятностная оценка числа неоткрытых месторождений углеводородов по классам их крупности

© 2019 г. | А.Н. Морошкин¹, Р.Р. Имамов¹, А.О. Бражников², О.Г. Бражников¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ООО «ВолгоградНИПИморнефть», Волгоград, Россия; amoroshkin@lukoilvmn.ru; rimamov@lukoilvmn.ru; obragnikov@lukoilvmn.ru;

²ООО «ВолгоградНефтеотдача», Волгоград, Россия; abrajnikov@rambler.ru

Поступила 26.04.2018 г.

Принята к печати 12.11.2018 г.

Ключевые слова: *месторождения углеводородов; инвестиционная привлекательность; перспективные участки недр; углеводородный потенциал; вероятностная оценка; нефтегазогеологическое районирование.*

Статья посвящена вопросу совершенствования подходов к построению структуры нефтегазогеологического районирования, выделению нефтегазогеологических объектов, определению их свойств, признаков и границ. В статье подчеркивается важность постоянной работы по совершенствованию системы нефтегазогеологического районирования для решения задач управления и развития компаний: определения ценности участков недр, выбора направлений поисково-разведочных работ, разработки лицензионной и инвестиционной политики и т. д.

Для цитирования: Морошкин А.Н., Имамов Р.Р., Бражников А.О., Бражников О.Г. Вероятностная оценка числа неоткрытых месторождений углеводородов по классам их крупности // Геология нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 27–41. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-27-41.

Probabilistic assessment of the number of undiscovered hydrocarbon accumulations according to their size class

© 2019 | A.N. Moroshkin¹, R.R. Imamov¹, A.O. Brazhnikov², O.G. Brazhnikov¹

¹ООО "LUKOIL-Engineering" branch ООО "VolgogradNIPImorneft", Volgograd, Russia; amoroshkin@lukoilvmn.ru; rimamov@lukoilvmn.ru; obragnikov@lukoilvmn.ru;

²ООО "VolgogradNefteotdacha", Volgograd, Russia; abrajnikov@rambler.ru

Received 26.04.2018

Accepted for publication 12.11.2018

Key words: *hydrocarbon fields; investment appeal; prospects; hydrocarbon potential; probabilistic assessment; geopetroleum zoning.*

The paper discusses the improvement of approaches to designing geopetroleum zoning, identifying of geopetroleum objects, determining their properties, indicators, and boundaries. This paper makes a point of continuous improvement of geopetroleum zoning system meant for companies management and development, namely: valuation of subsoil areas; selection of focus areas for exploration and prospecting, licensing and investment policy development, etc.

For citation: Moroshkin A.N., Imamov R.R., Brazhnikov A.O., Brazhnikov O.G. Probabilistic assessment of the number of undiscovered hydrocarbon accumulations according to their size class. *Geologiya nefi i gaza = Oil and gas geology*. 2019;(1):27–41. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-1-27-41.

В настоящее время при принятии решений о реализации инвестиционных проектов по освоению перспективных участков недр нефтегазовыми компаниями учитываются многочисленные экономические, геологические, экономико-географические и иные факторы риска [1], а также так называемые факторы ценности проекта для инвестора.

Основу факторов ценности составляют представления оценивающего субъекта о перспективах нефтегазоносности участка недр (пространственное положение, объемы запасов и добычные свойства предполагаемых скоплений УВ на участке) и степень уверенности в том, что указанные представления соответствуют действительности (оценка вероятности успеха). Пространственное распределение факторов ценности учитывается в том числе и в системах корпоративного нефтегазогеологического райони-

рования, проводимого нефтегазовыми компаниями. С учетом последнего можно утверждать, что эффективность инвестиционной деятельности компаний в значительной степени определяется эффективностью корпоративных процессов постоянного обновления и совершенствования системы нефтегазогеологического районирования [2].

Количественные оценки вероятностей успеха/неудачи поисковых геолого-разведочных работ, а также точность определения принадлежности территорий участков элементам нефтегазогеологического районирования существенным образом влияют как на ценность участка недр, так и на обоснование перспективных направлений работ [3].

Приведем простой пример одного из аспектов решения подобных задач — определения геометри-

HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

ческой вероятности существования в границах определенных территорий неоткрытых месторождений, обладающих какими-либо заданными характеристиками [4].

При отсутствии достоверной информации вполне обоснованно и целесообразно, наряду с детерминированной оценкой ресурсной базы лицензионного участка, применять и количественную вероятностную оценку УВ-потенциала предлагаемой территории недропользования. Если принять допущение, что все месторождения каждого класса крупности распределены в пределах нефтегазогеологического объекта, например нефтегазоносной провинции (НГП), равновероятно, то теоретическая вероятность попадания любого месторождения НГП на рассматриваемый участок равна отношению площади этого участка к площади НГП.

Например: P_i — вероятность существования одного или более месторождений класса i на участке; P_i — вероятность существования на участке одного или более месторождений класса i и более крупных классов; p_i — геометрическая вероятность попадания на участок одного месторождения класса i , тогда:

$$p_i = S_{\text{участка}} / S_{\text{НГП}},$$

где $S_{\text{НГП}}$ — площадь НГП; $S_{\text{участка}}$ — площадь поискового участка НГП; n_i — число неоткрытых месторождений класса i в НГП; N_i — число неоткрытых месторождений класса i и более крупных классов в НГП, тогда

$$P_i = 1 - (1 - p_i)^{n_i},$$

$$P_i = 1 - (1 - p_i)^{N_i}.$$

Также можно решить обратную задачу: какой должна быть минимальная площадь участка, чтобы с заданной вероятностью P_i на нем существовало одно или более месторождений класса i ? А именно:

$$P_i = 1 - (1 - p_i)^{n_i} \rightarrow p_i = 1 - \sqrt[n_i]{1 - P_i},$$

$$p_i = S_{\text{участка}} / S_{\text{НГП}} \rightarrow S_{\text{участка}} = S_{\text{НГП}} (1 - \sqrt[n_i]{1 - P_i}).$$

Если N_i — число неоткрытых месторождений класса i и более крупных классов в НГП; P_i — заданная геометрическая вероятность существования на участке одного или более месторождения класса i и более крупных классов, тогда

$$S_{\text{участка}} = S_{\text{НГП}} (1 - \sqrt[N_i]{1 - P_i}).$$

Таким образом, площадь оцениваемого (лицензионного) участка заранее известна или рассчитывается исходя из экономических условий, предъявляемых к размерам (запасам) самого крупного неоткрытого месторождения, попадающего с заданной вероятностью на оцениваемый участок.

Еще одним важным аспектом решения задач выбора наиболее перспективных направлений геолого-разведочных работ, а следовательно, и геолого-экономической оценки, является коли-

чественное определение степени разведанности нефтегазогеологических объектов, под которым понимается прогнозирование числа возможных месторождений углеводородного сырья, распределение их по классам крупности. Последние могут находиться на лицензионных участках с заданной вероятностью, например: P_{10} ; P_{50} и P_{90} . Объективность расчетов обеспечивается тем, что в вычислениях учитываются данные об извлекаемых запасах УВ по месторождениям, поставленным на Государственный баланс запасов нефти, газа и конденсата по всем НГП на территории бывшего Советского Союза [5]. Начальные извлекаемые запасы этих месторождений уточнены по уже добытой и реализованной продукции. В справочнике С.П. Максимова (1997) выделено 13 НГП, состоящих из более чем 50 нефтегазоносных областей (НГО) (рис. 1). В Волго-Уральской, Западно-Сибирской, Северо-Кавказско-Мангышлакской и Тимано-Печорской НГП открыто и разрабатывается более 2000 месторождений (табл. 1). Установлено, что месторождения в каждой НГП распределяются по классам крупности в соответствии с критерием Пирсона. Это означает, что во всех НГП очень мало крупных месторождений, несколько больше средних и очень много мелких (табл. 2, 3). Нефтегазоносные районы и комплексы (направления геолого-разведочных работ) выделены не во всех НГО, а их границы уточняются по мере освоения лицензионных участков. Информация о результатах геолого-разведочных работ конфиденциальна, поэтому часто и осознанно искажается в коммерческих интересах.

Что же касается площади НГП, то ее размеры в значительной степени зависят от представлений геологов о тектонике и нефтегазоносности провинции, что отражается на схемах и картах нефтегазогеологического районирования (рис. 2). За основу схемы нефтегазогеологического районирования принимается адаптированная схема тектоники (рис. 3–6).

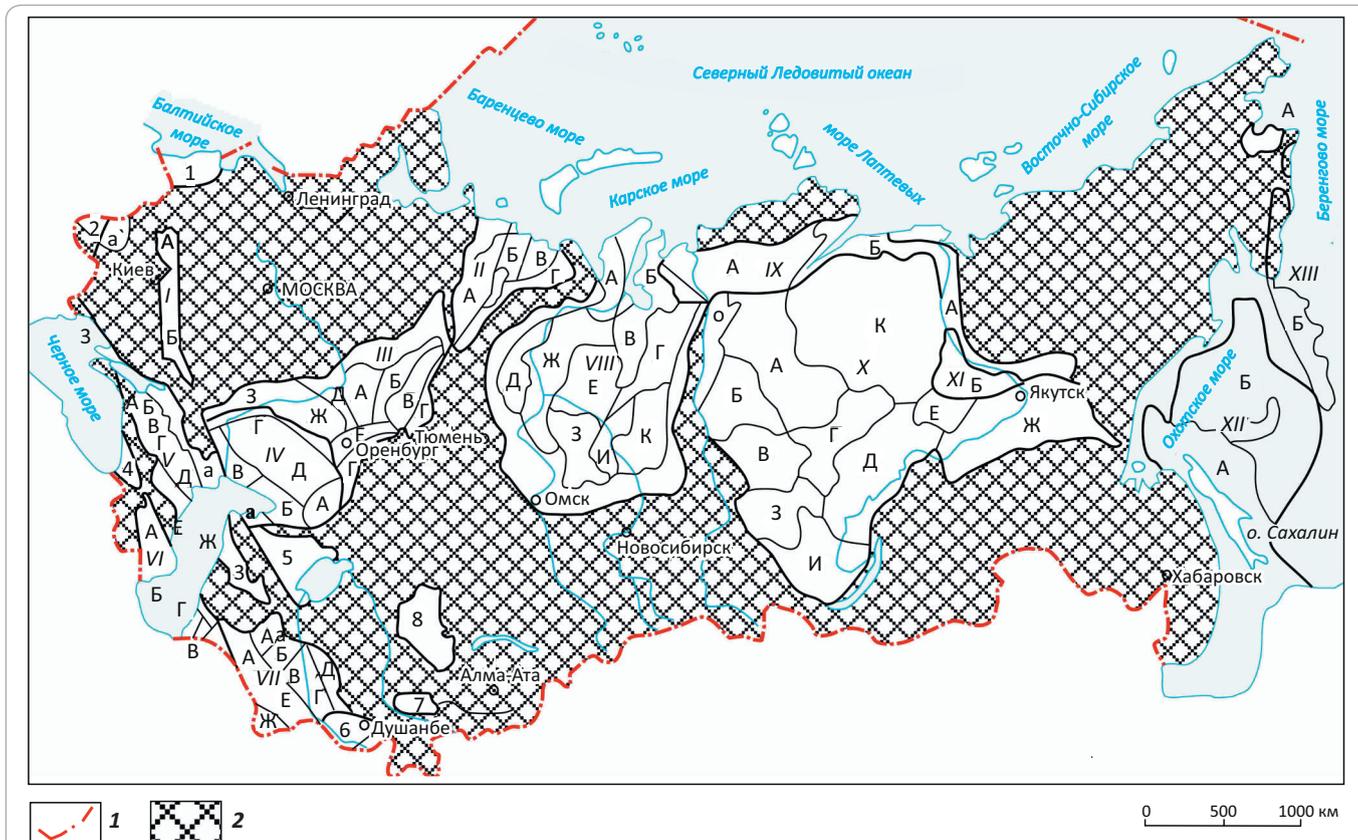
Адаптация заключается в том, что выделенные ранее на тектонической схеме моноклинали и ступени включены в состав ближайших отрицательных форм (прогибы и впадины). Седловины разделены на две части, каждая из которых присоединена к ближайшей отрицательной тектонической форме.

НГП граничит с бесперспективными площадями или соседними нефтегазоносными провинциями. Так, Западно-Предкавказская НГП отделена от Средне-Каспийской НГП на основании различия состава нефтегазоносных комплексов. Для Западно-Предкавказской НГП закономерность характеризуется распространением преимущественно газовых месторождений, в разрезе которых продуктивны нижнемеловые (альбские) и палеогеновые (хадум) отложения (рис. 7).

Граница раздела проведена по восточному склону Ставропольского свода. За этой линией в Восточном Предкавказье (рис. 8) залежи нефти, газа

Рис. 1. Схема размещения нефтегазоносных провинций и областей СССР (составлена по данным ВНИГНИ на основе материалов Мингео СССР, Мингазпрома, Миннефтепрома, 1984)

Fig. 1. Location map of the USSR petroleum provinces and areas (prepared according to VNIIGNI data on the basis of information from Mingeo USSR, Mingasprom, Minnefteprom, 1984)



1 — административные границы; 2 — области, не входящие в состав нефтегазоносных провинций и областей.

I — Днепровско-Припятская ГНП: А — Припятская НО, Б — Днепровско-Донецкая ГНО; II — Тимано-Печорская НГП: А — Ижма-Печорская НГО, Б — Печоро-Колвинская НГО, В — Хорейвер-Мореюская НГО, Г — Северо-Предуральская НГО; III — Волго-Уральская НГП: А — Татарская НО, Б — Верхнепермская НО, В — Пермско-Башкирская НО, Г — Южно-Предуральская НГО, Д — Мелекесско-Абдулинская НГО, Е — Уфимско-Оренбургская НГО, Ж — Средневожская НГО, З — Нижневожская НГО; IV — Прикаспийская НГП: А — Жаркамыско-Енбекская НГО, Б — Южно-Эмбинская НГО, В — Астраханско-Калмыцкая ГНО, Г — Волгоградско-Карачаганакская НГО, Д — Центрально-Прикаспийская НГО, а — Бузачинский самостоятельный НГР; V — Северо-Кавказско-Мангышлакская НГП: А — Индоло-Кубанская НГО, Б — Азовско-Ейская ГО, В — Восточно-Кубанская ГО, Г — Ставропольская ГО, Д — Восточно-Предкавказская НГО, Е — Терско-Каспийская НГО, Ж — Центрально-Каспийская ПНГО, З — Южно-Мангышлакская НГО, а — Промысловский самостоятельный НГР; VI — Южно-Каспийская НГП: А — Кобыстано-Куринская НГО, Б — ПНГО Южно-Каспийской котловины, В — Апшероно-Прибалханская НГО, Г — Западно-Туркменская ГНО; VII — Амударьинская ГНП: А — Предкопетдагская ГНО, Б — Беурдешик-Хивинская ГО, В — Заунгузская ГО, Г — Чарджоуская ГНО, Д — Бухарская ГНО, Е — Мургабская ГО, Ж — Бадхыз-Карабильская ГО, Аа — Центрально-Каракумский самостоятельный ГР; VIII — Западно-Сибирская НГП: А — Ямальская ГНО, Б — Гыданская ГО, В — Надым-Пурская ГНО, Г — Пур-Тазовская ГНО, Д — Приуральская НГО, Е — Фроловская НГО, Ж — Среднеобская НГО, З — Каймысовская НГО, И — Васюганская НГО, К — Пайдугинская НГО; IX — Енисейско-Анабарская ГНП: А — Енисейско-Хатангская ГО, Б — Лено-Анабарская НГО; X — Лено-Тунгусская НГП: А — Северо-Тунгусская ПНГО, Б — Южно-Тунгусская ПНГО, В — Байкитская НГО, Г — Катангская НГО, Д — Непско-Ботубинская НГО, Е — Западно-Вилуйская ПНГО, Ж — Северо-Алданская ПНГО, З — Присяно-Енисейская ПНГО, И — Ангаро-Ленская НГО, К — Анабарская ПНГО, а — Турухано-Норильский НГР; XI — Лено-Вилуйская ГНП: А — Предверхожанская ГНО, Б — Вилуйская ГО; XII — Охотская НГП: А — Сахалинская НГП, Б — Охотско-Камчатская НГО; XIII — При тихоокеанская (Курило-Алеутская) НГП: А — Анадырская НГО, Б — Восточно-Камчатская ПНГО; самостоятельные нефтегазоносные области: 1 — Балтийская НО, 2 — Предкарпатская НГО и Закарпатский прогиб, 3 — Причерноморско-Крымская НГО, 4 — Черноморская НГО, 5 — Северо-Устюртская ГНО, 6 — Сурхан-Вахшская НГО, 7 — Ферганская НГО, 8 — Чу-Сарысуйская ГО, а — Волыно-Подольский самостоятельный ГНР

1 — administrative borders; 2 — areas not included in petroleum provinces and areas.

I — Dneprovsko-Prityatsky gas bearing province: A — Prityatsky oil bearing area, Б — Dneprovsko-Donetsky gas and oil bearing area; II — Timan-Pechora petroleum province: A — Izhma-Pechora petroleum area, Б — Pechora-Kolvinsky petroleum area, В — Khoreyver-Moreyusky petroleum area, Г — North Pre-Urals gas and oil bearing area; III — Volva-Urals petroleum province: A — Tatarsky oil bearing area, Б — Verkhnepermsky oil bearing area, В — Permsky-Bashkirsky oil bearing area, Г — South Pre-Urals petroleum area, Д — Melekessky-Abdulinsky petroleum area, Е — Ufimsky-Orenbyrgsky petroleum area, Ж — Srednevolzhsky petroleum area, З — Nizhnevolzhsky petroleum area; IV — Caspian petroleum province: A — Zharkamyssko-Enbensky petroleum area, Б — South Embinsky petroleum area, В — Astrakhano-Kalmytsky gas and oil bearing area, Г — Volgogradsko-Karachaganaksky petroleum province petroleum



HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Legend for Fig. 1, end.

area, Д — Central Caspian petroleum area, а — Buzachinsky independent petroleum district; V — North Caucasus-Mangyshlaksy petroleum province: A — Indolo-Kubansky petroleum area, Б — Azovsky-Eisky gas bearing area, В — East Kubansky gas bearing area, Г — Stavropolsky gas bearing area, Д — East Pre-Caucasus petroleum area, Е — Tersky-Kaspian petroleum area, Ж — Central Caspian potential petroleum area, З — South Mangyshlaksy petroleum area, а — Promyslovsky independent potential petroleum area; VI — South Caspian petroleum province: A — Kobystano-Kurinsky petroleum area, Б — potential petroleum area of the South Caspian basin, В — Apsheron-Pribalkhansky petroleum area, Г — West Turkemnsky gas and oil bearing area; VII — Amudar'insky gas bearing province: A — Predkopetdagsky gas and oil bearing area, Б — Beurdeshek-Khivinsky gas bearing area, В — Zaunguzsky gas bearing area, Г — Chardzhousky gas and oil bearing area, Д — Bukharsky gas and oil bearing area, Е — Murgabsky gas bearing area, Ж — Badkhysh-Karabil'sky gas bearing area, Аа — Central Karakumsky independent gas bearing district; VIII — West Siberian petroleum province: A — Yamalsky gas and oil bearing area, Б — Gydansky gas bearing area, В — Nadym-Pursky gas and oil bearing area, Г — Pur-Tazovsky gas and oil bearing area, Д — Uralsky petroleum area, Е — Frolovsky petroleum area, Ж — Sredneobsky petroleum area, З — Kaimysovsky petroleum area, И — Vasyugansky petroleum area, К — Paiduginsky petroleum area; IX — Yenisei-Anabarsky gas bearing province: A — Yenisei-Khatanga gas bearing area, Б — Lena-Anabarsky petroleum area; X — Lena-Tungusky petroleum province: A — North Tungusky potential petroleum area, Б — South Tungusky potential petroleum area, В — Baikitsky petroleum area, Г — Katangsky petroleum area, Д — Nepsky-Botuobinsky petroleum area, Е — West Vilyuisky potential petroleum area, Ж — North Aldansky potential petroleum area, З — Prisyano-Yeniseisky potential petroleum area, И — Angaro-Lensky petroleum area, К — Anabarsky potential petroleum area, а — Turukhano-Noril'sky petroleum district; XI — Leno-Vilyuisky gas bearing province: A — Predverkhoyansky gas and oil bearing area, Б — Vilyuisky gas bearing area; XII — Okhotsky petroleum province: A — Sakhalinsky petroleum area, Б — Okhotsky-Kamchatsky petroleum area; XIII — Pritikhookeansky (Kurilo-Aleutsky) petroleum province: A — Anadyrsky petroleum area, Б — East Kamchatsky potential petroleum area; independent petroleum areas: 1 — Baltic oil bearing area, 2 — Predkarpatsky petroleum area и Zakarpatsky trough, 3 — Prichernomorsky-Krymsky petroleum area, 4 — Chernomorsky petroleum area, 5 — North Ust'urtsky gas and oil bearing area, 6 — Surkhan-Vakhshsky petroleum area, 7 — Fergansky petroleum area, 8 — Chu-Sarysuisky gas bearing area, а — Volyno-Podol'sky independent gas and oil bearing district

Рис. 2. Прикаспийская и Северо-Кавказско-Мангышлакская нефтегазоносные провинции
Fig. 2. Caspian and North-Caucasus-Mangyshlaksy petroleum provinces

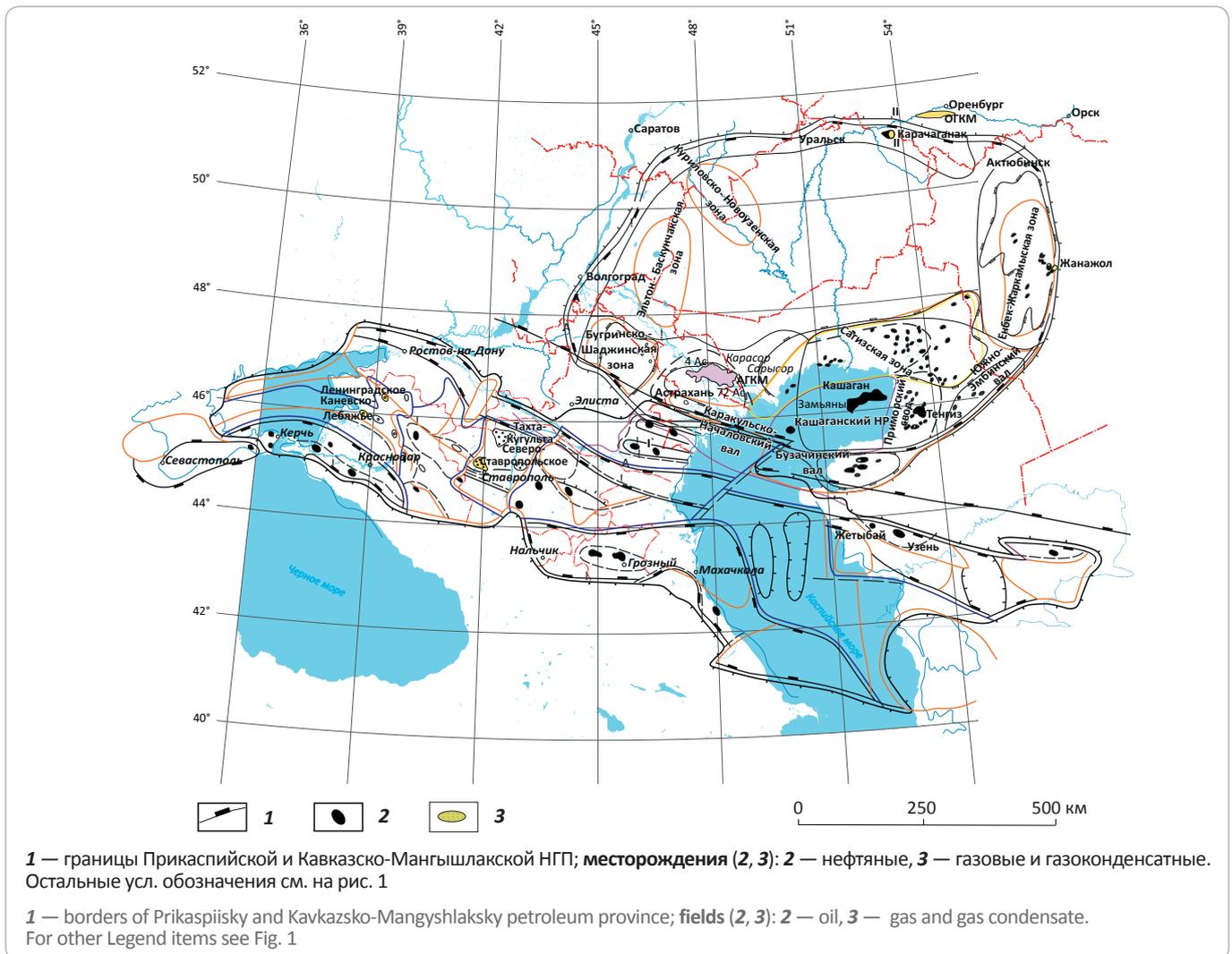


Табл. 1. Параметры нефтегазоносных провинций и областей на территории бывшего СССР
Tab. 1. Parameters of petroleum provinces and areas in the former USSR territory

Нефтегазоносные провинции, самостоятельные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Максимальная мощность осадочного чехла, км	Число месторождений, учтенных в справочнике	Нефтегазоносные провинции, самостоятельные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Максимальная мощность осадочного чехла, км	Число месторождений, учтенных в справочнике	Нефтегазоносные провинции, самостоятельные области и районы	Площадь, тыс. км ²	Максимальная мощность осадочного чехла, км	Число месторождений, учтенных в справочнике
Восточно-Европейская платформа и Предуральский краевой прогиб											
Днепровско-Донецкая ГНП	100	20	147	Западно-Вилейская ПНГО	100	12	-	Причерноморско-Крымская ГНО	80	8	21
Припятская НО	33	6	9	Северо-Алданская ПНГО	395	4	-	Северо-Кавказско-Мангышлакская НПП	360		281
Днепровско-Донецкая НГО	67	20	118	Присавано-Енисейская ПНГО	1370	8	-	Индоло-Кубанская НГО	24	12	72
Тимано-Печорская НПП	350	72	72	Ангаро-Ленская НГО	175	4	-	Азовско-Ейская ГО	34	6	18
Ижма-Печорская НГО	116	4	24	Турухано-Норильский самостоятельный НГР	500	4	1	Восточно-Кубанская ГО	40	8	27
Печеро-Колвинская НГО	43	8	23		55	6		Ставропольская ГО	20	3	12
Хорейвер-Моревская НГО	42	10	18	Лено-Вилейская ГНП	315			Восточно-Предкавказская НГО	60	8	72
Северо-Предуральская НГО	90	12	7	Предверхолянская НГО	195	14	8	Терско-Каспийская НГО	95	12	38
Волго-Уральская НПП	700	12	919	Вилейская ГО	120	14	-	Центрально-Каспийская перспективная НГО	85	8	
Татарская НО	100	5	165	Енисейско-Анабарская ГНП	405			Южно-Мангышлакская НГО	74	9	
Верхнекамская НО	47	8	75	Енисейско-Хатангская ГО	280	15	14	Южно-Мангышлакская НГО	10	3	18
Пермско-Башкирская НО	70	8	96	Лено-Анабарская НГО	125	8		Промысловский самостоятельный НГР	240	5	9
Мелекесско-Абдулинская НГО	40	6	92					Северо-Устьюртская самостоятельная ГНО	150	6	3
Уфимско-Оренбургская ГНО	38	10	54	Центрально-Евразийская платформа и краевые прогибы				Чу-Сарысуйская самостоятельная ГО	60	5	1
Средневожжская НГО	120	6	261					Тургайская НГО			
Южно-Предуральская НГО	100	12	81	Западно-Сибирская ГНП	14152		346				
Нижневожжская НГО	70	5,5	95	Ямальская НГО	111,2	6	13	Южно-Каспийская ГНП	212		
Прикаспийская НПП	500	22	107	Тыдандская ГО	84,5	9	5	Кобыстанско-Куринская НГО	71	20	99
Волгоградско-Караганакская ГНО	46	9	15	Надым-Пурская НГО	165,6	8	46	Перспективная НГО	36	20	-
Енбекско-Жаркымская НГО	64	8	11	Пур-Тазовская НГО	173,7	9	14	Южно-Каспийской котловины			
Южно-Эмбинская НГО	94	13	60	Приуральская НГО	112,7	2	56	Апшеронско-Прибалханская НГО	29	20	55
Астраханско-Калмыцкая ГНО	67	11	10	Фроловская НГО	203,5	6	23	Западно-Туркменская НГО	76	15	13
Центрально-Прикаспийская НГО	212	22	5	Среднеобская НГО	160,3	4,5	112				
Бузачинский самостоятельный НГР	17	8	6	Каймысовская НГО	139,7	3,5	34	Предкарпатская самостоятельная НГО	20,8	12	65
Балтийская самостоятельная НО	100	3,5	26	Васюганская НГО	78,3	3	37	Черноморская самостоятельная НГО	10	8	3
Вольно-Подольский самостоятельный НГР	30	7	2	Пайдугинская НГО	186	3	6	Суран-Вахская самостоятельная НГО	70	15	24
Сибирская платформа и Предверхолянский краевой прогиб											
Лено-Тунгусская НПП	2640			Амурдаринская ГНП	1415,5		121	Ферганская самостоятельная НГО	38	10	46
Северо-Тунгусская ПНГО	400	8	20	Предкопелдагская НГО	55	7	9	Охотская НПП	1200		57
Южно-Тунгусская ПНГО	180	6	-	Беурдешик-Хивинская ГО	37	4	9	Сахаринская НГО	340	7	1
Байкитская НГО	150	6	-	Зангуская ГО	38	5	5	Охотско-Камчатская НГО	280	7	
Катанская НГО	220	4,5	1	Чарджуская ГО	40	5	49				
Непско-Ботубинская НГО	335	3	13	Бухарская НГО	31	2	30				
				Мургабская ГО	90	7	14				
				Бадхыз-Карабильская ГО	25	3	4				
				Центрально-Каракумский самостоятельный ГР	9	2	9				



HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Табл. 2. Структура начальных суммарных ресурсов в Прикаспийской НГП

Tab. 2. Structure of total initial resources in the Caspian Petroleum Province

Класс			Среднее значение	Запасы УВ в классе, млн т	Теоретическое число месторождений в классе	Фактические запасы УВ в классе, млн т	Фактический объем запасов УВ в классе, млн т	Освоение, %
порядковый номер	нижняя граница	верхняя граница						
10	0,30	1	0,55	2210,68	4036	0	0	0
9	1	3	1,73	2763,35	1595	3	6,45	0,23
8	3	10	5,48	3454,19	631	4	21,75	0,36
7	10	30	17,32	4317,73	249	2	34,12	0,79
6	30	100	54,77	5397,17	99	3	173,79	3,22
5	100	300	173,21	6746,46	39	2	384,72	5,7
4	300	1000	547,72	8433,07	15	0	0	0
3	1000	3000	1732,05	10541,34	6	2	2961,7	28,1
2	3000	10000	5477,23	13176,68	2	1	3061,02	23,23
1	10000	30000	17320,51	10066	1	1	10066,5	100
				67106,67			16710,05	24,9

Табл. 3. Структура начальных суммарных ресурсов Средне-Каспийской НГП

Tab. 3. Structure of total initial resources in the Middle-Caspian Petroleum Province

Класс			Среднее значение	Запасы УВ в классе, млн т	Теоретическое число месторождений в классе	Фактические запасы УВ в классе, млн т	Фактический объем запасов УВ в классе, млн т	Освоение, %
порядковый номер	нижняя граница	верхняя граница						
9	0,1	0,3	0,17	320,01	1848	20	3,67	1,15
8	0,3	1	0,55	400,01	730	28	16,14	4,03
7	1	3	1,73	500,01	289	23	36,39	7,28
6	3	10	5,48	625,01	114	14	70,51	11,28
5	10	30	17,32	781,28	45	5	78,03	9,99
4	30	100	54,76	976,58	18	5	351,01	35,94
3	100	300	173,21	1220,72	7	2	370,56	30,36
2	300	1000	547,17	1525,9	3	3	1197,05	78,45
1	1000	3000	1732,05	1120,50	1	0	0	0
				7470,02			2123,36	28,43

и газоконденсата относятся преимущественно к бат-байосскому и апт-неокомскому продуктивным комплексам.

В состав Средне-Каспийской НГП включена также и Южно-Мангышлакская НГО на основании выявленной закономерности распределения залежей нефти в разрезе осадочного чехла, как и в Восточном Предкавказье (рис. 9).

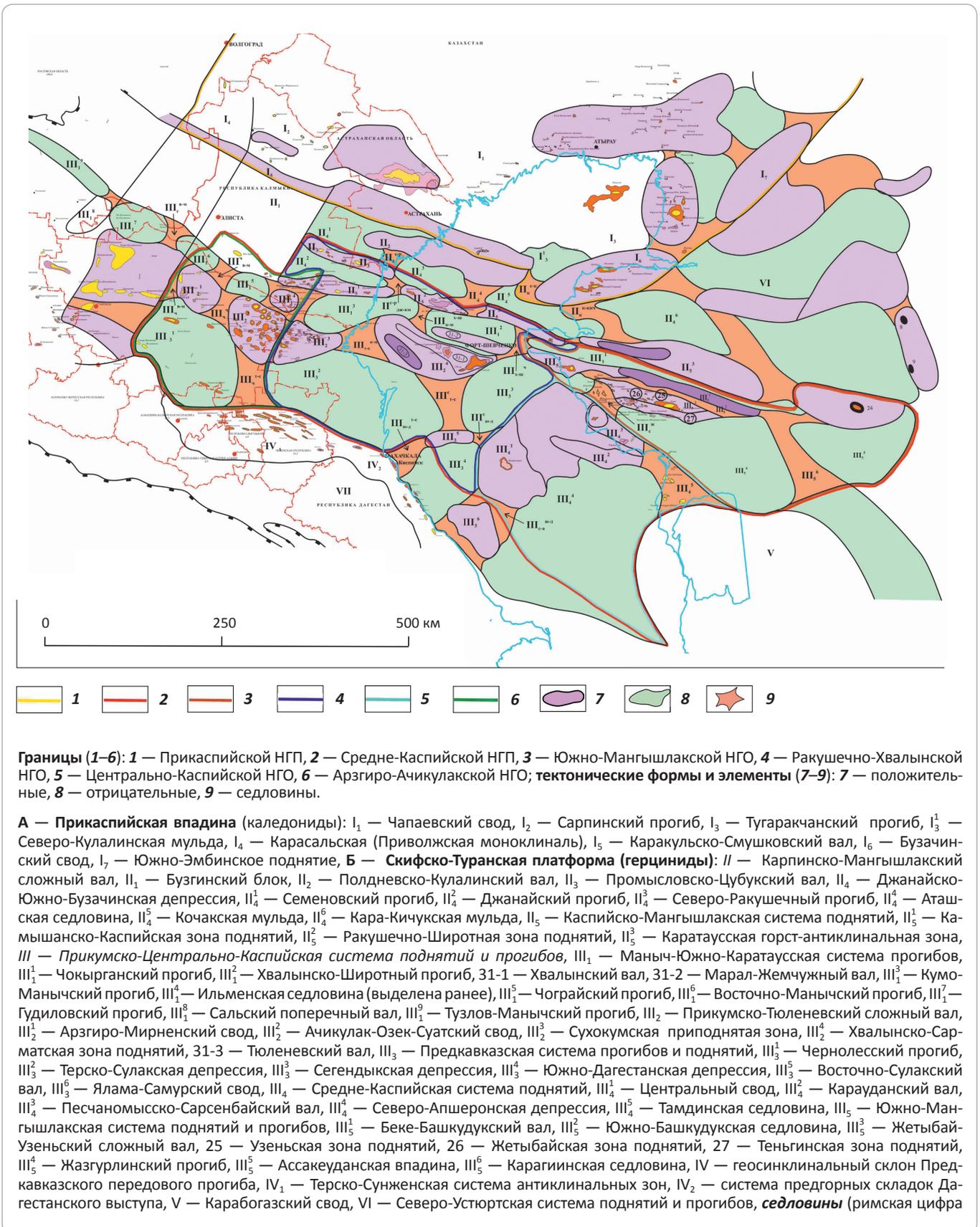
Число прогнозируемых месторождений и закономерность их распределения по классам крупности зависят как от размеров нефтегазоносных провинций (уточнение границ НГП), так и от площади заявленного лицензионного участка [2].

Например, выберем на территории Восточно-Предкавказья участок 1 площадью 3178 км². Для того чтобы показать, как влияют представления

о нефтегазоносном районировании этой территории на прогноз неоткрытых месторождений, рассчитаем ресурсную базу участка 1, рассматривая его как часть Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП (по Максимова С.П., 1997) с площадью $S_{\text{СрКспВ}} = 324$ тыс. км² (табл. 4) (вариант I). В соответствии с расчетом, на участок с заданной вероятностью $P_i = 0,5$ попадает 11 месторождений с общими запасами 14,52 млн т. Самое крупное из них имеет запасы 5,48 млн т.

В расчетах варианта II участвует этот же участок 1 площадью 3178 км². Однако его территория рассматривается как часть Средне-Каспийской НГП (по Бражникова О.Г., 2013) с площадью $S_{\text{СрКспМд}} = 268$ тыс. км² (табл. 5) (вариант II). При этом вероятность единичного испытания изменилась с 0,01 до 0,0118. Согласно расчетам, на участок 1 с заданной вероятностью $P_i = 0,5$ попадает 14 месторожде-

Рис. 3. Адаптированная тектоническая схема Среднего Каспия и сопредельных территорий
 Fig. 3. Customized tectonic scheme of Middle Caspian and neighbouring areas





HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Усл. обозначения к рис. 3, окончание
Legend for Fig. 3, end.

на уровне валов и прогибов с буквенными индексами по прописным буквам соединяемых прогибов по принципу юг – север или запад – восток (индекс снизу-сверху): II^{C-K} — Кочакско-Северо-Кулалинская между Джанайско-Южно-Бузачинской депрессией (II_4) и Тугаракчанским прогибом, (I_3), II^{C-P} — Семеновско-Северо-Ракушечная в Джанайско-Южно-Бузачинской депрессии (II_4), II_4^A — Аташская (выделена ранее), II^{C-R} — Северо-Ракушечно-Кочакская между Северо-Ракушечным (II_4^R) прогибом и Кочакской мульдой (она же показана как ранее выделенная Аташская (II_4^A)), II^{K-KK} — Кочакско-Кара-Кичукская, $II^{C-P}_{ДЖ-КМ}$ — Джанайско-Кумо-Маныч-Северо-Ракушечная, $III^{K-Ш}_{К-М}$ — Кумо-Манычско-Хвалынско-Широтная, $III^{Ш}$ — Хвалынско-Широтно-Чокырганская, III_1^I — Ильменская (названа ранее, она же обозначена III^{B-M}_{B-M} между Восточно-Манычским и Кумо-Манычским прогибами), III_1^{IV} — Дивненская (была выделена ранее, она обозначена между Восточно-Манычским прогибом (III_1^I) и Чограйским прогибом (III_1^C)), III^{B-M}_r — Гудиловско-Восточно-Манычская, III^{B-M}_q — Чернолесско-Восточно-Манычская, III_1^{IV} — Чернолесско-Чограйская, III^{T-C} — Чернолесско-Терско-Сулакская седловина, III^{T-C} — Терско-Сулакско – Кумо-Манычская, III^{T-C} — Терско-Сулакско-Сегендыкская, $III^{T-C}_{Ю-Д}$ — Южно-Дагестанско – Терско-Сулакская, $III^{C}_{Ю-Д}$ — Южно-Дагестанско – Сегендыкская, III^{C}_{C-A} — Северо-Апшеронско – Южно-Дагестанская, III_5^2 — Южно-Башкудукская (между Беке-Башкудукским валом (III_5^1) и Жетыбай-Узенским сложным валом (III_5^3)), III_5^K — Сегендыкско-Жазгурлинская (ранее ошибочно названа Карагинской седловиной, однако такое название было дано другой, расположенной между Жазгурлинским прогибом (III_5^4) и Ассакеуданской впадиной (III_5^5)), III_5^2 — Тамдинская (между Северо-Апшеронской депрессией (III_4^A) и Жазгурлинским прогибом (III_5^4)), **С** — альпийская складчатость: VII — антиклинорий Большого Кавказа

Boundaries (1–6): 1 — Caspian petroleum province, 2 — Middle Caspian petroleum province, 3 — South Mangyshlasky petroleum area, 4 — Rakushechno-Khvalynsky petroleum area, 5 — Central Caspian petroleum area, 6 — Arzgiro-Achikulaksky petroleum area; **tectonic forms and elements (7–9):** 7 — positive elements, 8 — negative elements, 9 — saddles.

A — Caspian depression (Caledonides): I_1 — Chapaevsky arch, I_2 — Sarpinsky trough, I_3 — Tugarakchansky trough, I_3^1 — North Kulalinsky trough, I_4 — Karasal'sky (Volzhsky monocline), I_5 — Karakul'sky-Smushkovsky bar, I_6 — Buzachinsky arch, I_7 — South Embinsky high, **Б — Skifsky-Turansky platform (Hercynides):** II — Karpinsko-Mangyshlaskiy complicated bar, II_1 — Buzginsky block, II_2 — Poldnevsko-Kulalinsky bar, II_3 — Promyslovsko-Tsubukskiy bar, II_4 — Dzhanaevsky-Yuzhno-Buzachinsky depression, II_4^1 — Semenovskiy trough, II_4^2 — Dzhanaevskiy trough, II_4^3 — North Rakushechny trough, II_4^4 — Atashsky saddle, II_4^5 — Kochaksky trough, II_4^6 — Kara-Kichuksky trough, II_5 — Caspian-Mangyshlasky system of highs, II_5^1 — Kamyshansky-Caspian zone of highs, II_5^2 — Rakushechno-Shirotny zone of highs, II_5^3 — Karataussky horst-anticline zone, III — Prikumsky-Central-Caspian system of highs and troughs, III_1 — Manych-South-Karataussky system of troughs, III_1^1 — Chokyrkansky trough, III_1^2 — Khvalynsky-Shirotny trough, 31-1 — Khvalynsky bar, 31-2 — Maral-Zhemchuzhny bar, III_1^3 — Kumo-Manychsky trough, III_1^4 — Il'mensky saddle (identified earlier), III_1^5 — Chograisky trough, III_1^6 — East Manychsky trough, III_1^7 — Gudilovskiy trough, III_1^8 — Sal'sky transverse bar, III_1^9 — Tuzlov-Manychsky trough, III_2 — Prikumsko-Tyulenevsky complicated bar, III_2^1 — Arzgiro-Mirinsky arch, III_2^2 — Achikulak-Ozek-Suatsky arch, III_2^3 — Sukhokumsky elevated zone, III_2^4 — Khvalynsky-Sarmatsky zone of highs, 31-3 — Tyulenevsky bar, III_3 — Pre-Caucasus system of troughs and highs, III_3^1 — Chernolesky trough, III_3^2 — Tersky-Sylaksky depression, III_3^3 — Segendyky depression, III_3^4 — South Dagestansky depression, III_3^5 — East Sylaksky bar, III_3^6 — Yalama-Samursky arch, III_4 — Middle-Caspian system of highs, III_4^1 — Central dome, III_4^2 — Karaudansky bar, III_4^3 — Peschanomyssko-Sarsenbaisky bar, III_4^4 — North Apsheronky depression, III_4^5 — Tamdinsky saddle, III_5 — South Mangyshlasky system of highs and troughs, III_5^1 — Beke-Bashkuduksky bar, III_5^2 — South Bashkuduksky saddle, III_5^3 — Zhetybay-Uzen'sky complicated bar, 25 — Uzen'sky zone of highs, 26 — Zhetybaisky zone of highs, 27 — Ten'ginsky zone of highs, III_5^4 — Zhazgurlinsky trough, III_5^5 — Assakeudansky depression, III_5^6 — Karagiinsky saddle, IV — geosyncline slope of Pre-Caucases Предкавказского foredeep, IV_1 — Tersky-Sunzhensky system of anticline zones, IV_2 — system of piedmont folds of Dagestansky uplift, V — Karabogazsky arch, VI — North Ustyurtsky system of highs and troughs, **saddles** (Roman figure at the level of bars and troughs with alphabetic notations according to capital letters of the troughs being connected, on the south – north or west-east principle (superscript-subscript): II^{C-K} — Kochaksky-North-Kulalinsky between Dzanaisky-South-Buzachinsky depression (II_4) and Tugarakchansky trough, (I_3), II^{C-P} — Semenovsko-North-Rakushechny in Dzanaisky-South-Buzachinsky depression (II_4), II_4^A — Atashsky (identified earlier), II^{C-R} — North-Rakushechny-Kochaksky between North-Rakushechny (II_4^R) trough and Kochaksky trough (same is shown as earlier identified Atashsky (II_4^A)), II^{K-KK} — Kochaksky-Kara-Kichuksky, $II^{C-P}_{ДЖ-КМ}$ — Dzanaisko-Kumo-Manychsko-North-Rakushechny, $III^{K-Ш}_{К-М}$ — Kumo-Manychsko-Khvalynsko-Shirotny, $III^{Ш}$ — Khvalynsko-Shirotno-Chokyrkansky, III_1^I — Il'mensky (mentioned earlier, same as III^{B-M}_{B-M} shown between East Manychsky and Kumo-Manychsky troughs), III^{B-M} — Divnensky (identified earlier, shown between East Manychsky trough (III_1^I) and Chograisky trough (III_1^C)), III^{B-M}_r — Gudilovsko-East-Manychsky, III^{B-M}_q — Chernolesky-East-Manychsky, III_1^{IV} — Chernolesky-Chograisky, III^{T-C}_q — Chernolesky-Tersko-Sulaksky saddle, III^{T-C} — Tersko-Sulaksky – Kumo-Manychsky, III^{T-C} — Tersko-Sulaksko-Segendyky, $III^{T-C}_{Ю-Д}$ — South Dagestansko — Tersko-Sulaksky, $III^{C}_{Ю-Д}$ — South Dagestansko — Segendyky, III^{C}_{C-A} — North-Apsheronko — South Dagestansky, III_5^2 — South Bashkuduksky (between Beke-Bashkuduksky bar (III_5^1) and Zhetybay-Uzen'sky complicated bar (III_5^3)), IIIжс — Segendyky-Zhazgurlinsky (earlier by mistake is mentioned as Karagiinsky saddle, though this name was given to another one situated between Zhazgurlinsky trough (III_5^4) and Assakeudansky depression (III_5^5)), III_5^2 — Tamdinsky (between North Apsheronky depression (III_4^A) and Zhazgurlinsky trough (III_5^4)), **С** — Alpine Orogeny: VII — Greater Caucasus anticlinorium

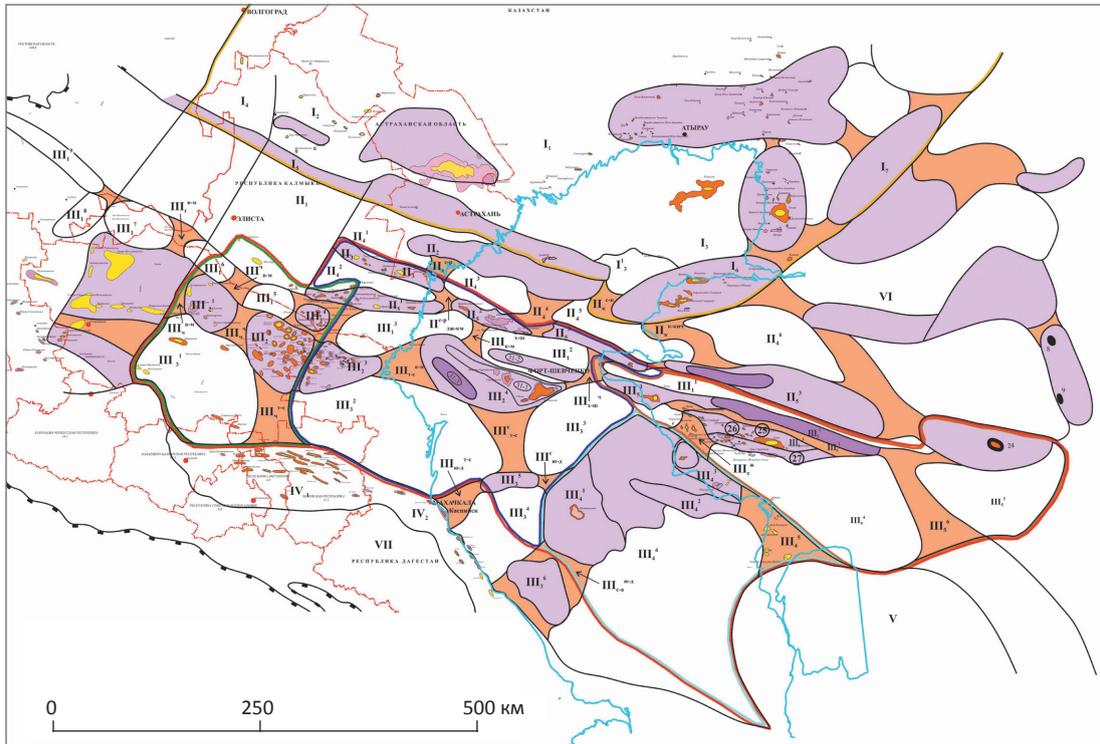
ний с общими извлекаемыми запасами 17,35 млн т. Самое крупное из них — с извлекаемыми запасами 5,48 млн т, как и в варианте I.

Влияние размера лицензионного участка на углеводородный потенциал и структуру распределения прогнозируемых неоткрытых месторождений по классам крупности показано в расчетах варианта III (табл. 6). Для этого выбран участок 2 площадью

4422 км² (в 1,4 раза больше, чем площадь участка 1), находящийся в той же тектонической зоне, что и участок 1, и относящийся к Средне-Каспийской НПП в границах 2013 г.

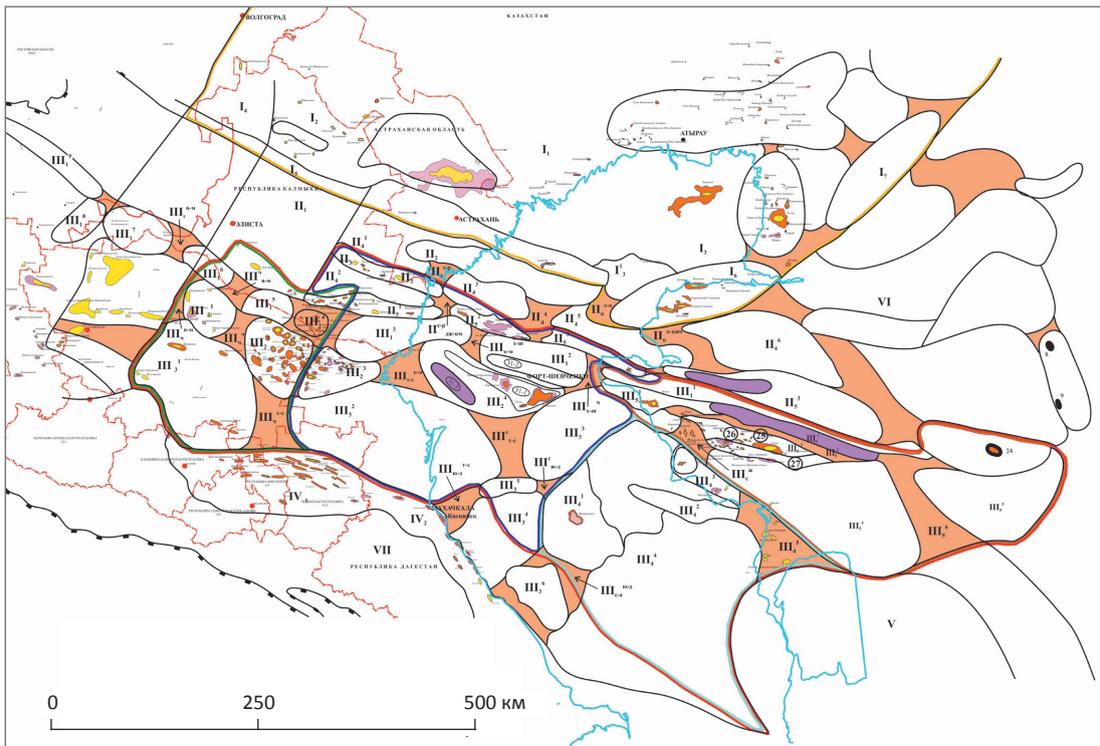
Подсчитанная ресурсная база участка 2 включает 20 месторождений с общими извлекаемыми запасами 43,53 млн т, в том числе — самое крупное с извлекаемыми запасами 17,32 млн т.

Рис. 4. Адаптированная тектоническая схема Среднего Каспия и сопредельных территорий. Поднятия и седловины
Fig. 4. Customized tectonic scheme of the Middle Caspian and neighbouring areas. Highs and saddles



Усл. обозначения см. на рис. 3
For other Legend items see Fig. 3

Рис. 5. Адаптированная тектоническая схема Среднего Каспия и сопредельных территорий. Седловины
Fig. 5. Customized tectonic scheme of the Middle Caspian and neighbouring areas. Saddles

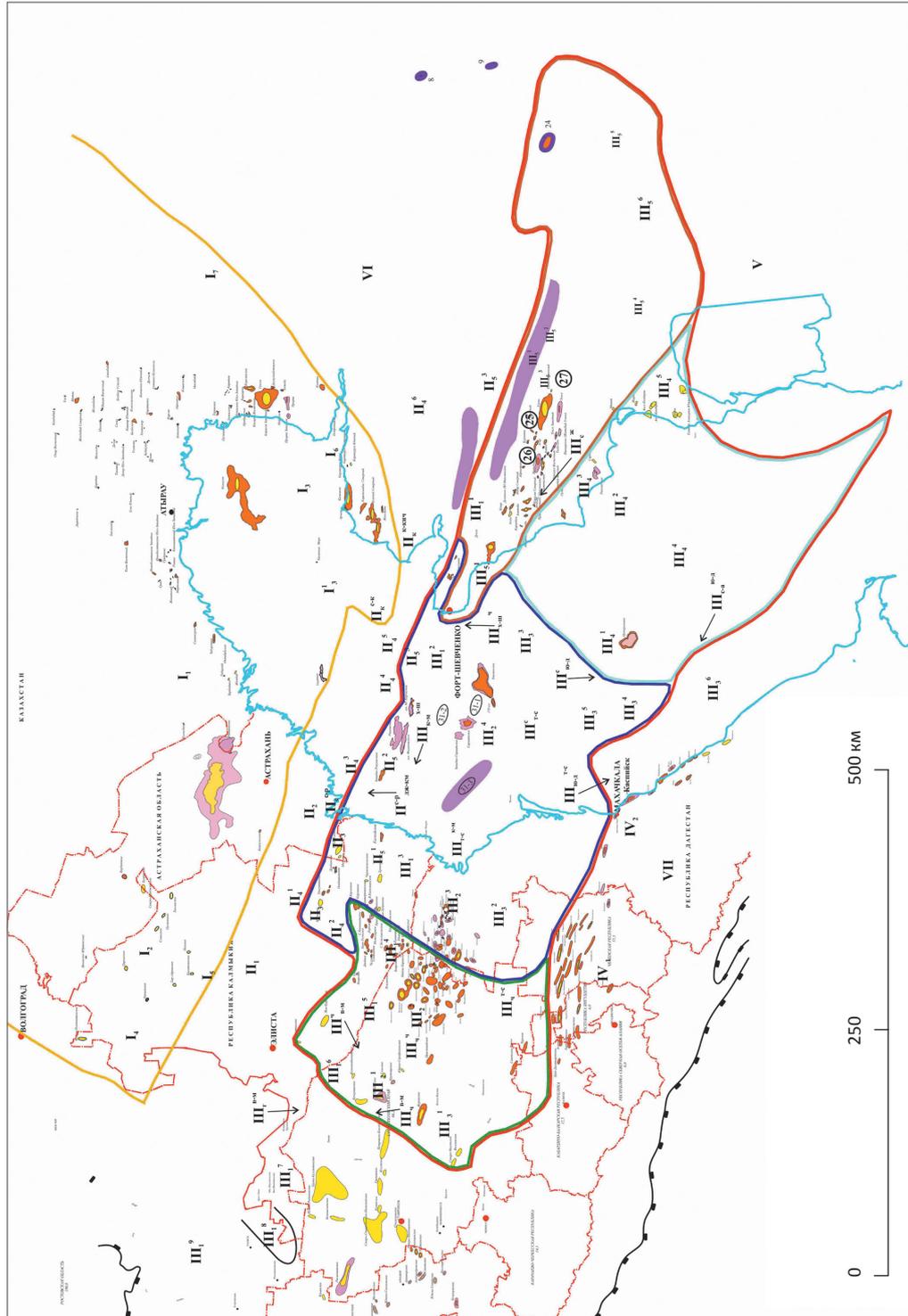


Усл. обозначения см. на рис. 3
For other Legend items see Fig. 3



HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

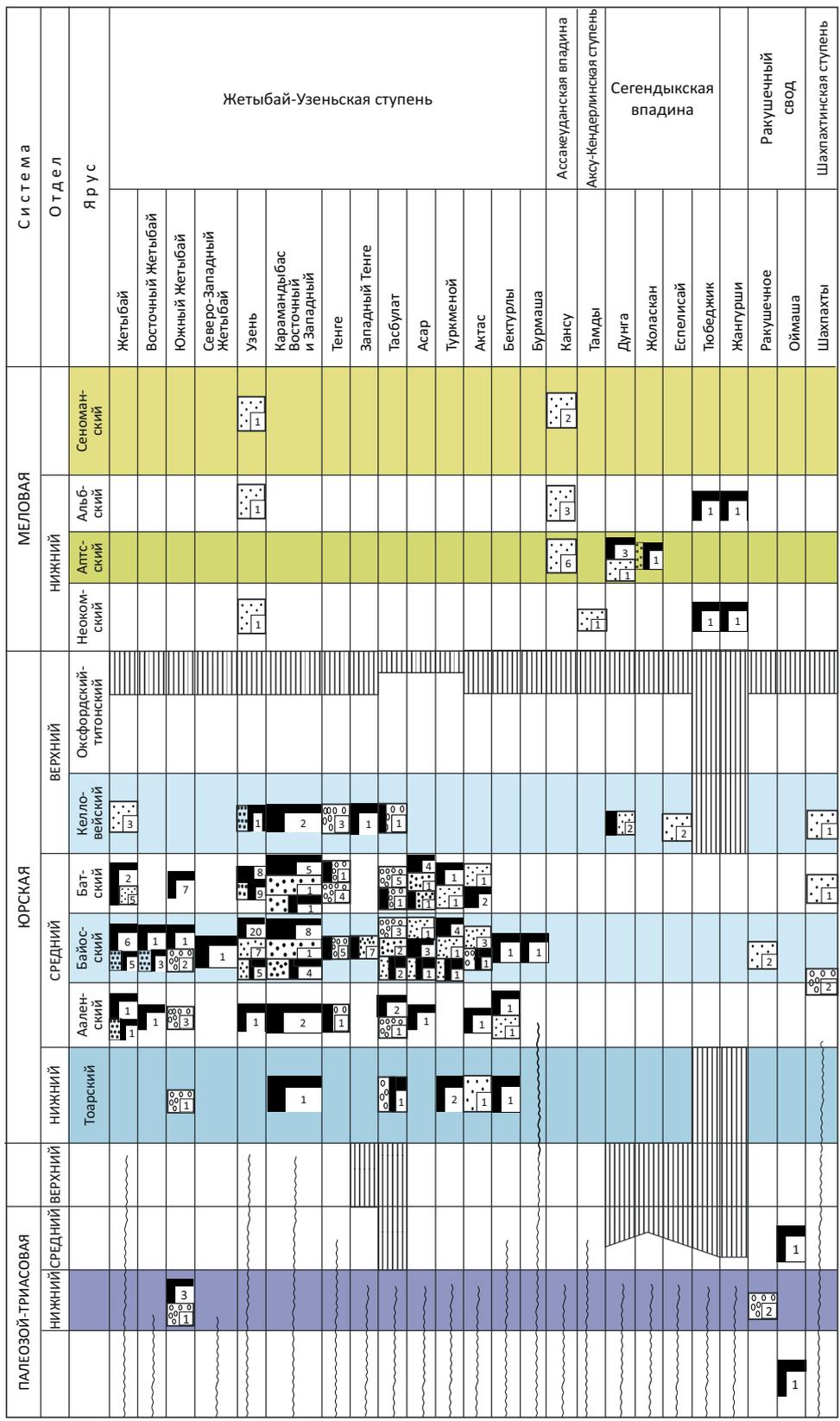
Рис. 6. Нефтегазоносные области Средне-Каспийской НГП
Fig. 6. Petroleum areas of the Middle Caspian petroleum province



Усл. обозначения см. на рис. 3
 For other Legend items see Fig. 3

Рис. 9. Распределение залежей нефти и газа по стратиграфическим комплексам и тектоническим зонам Южно-Мангышлакской НГО (Средне-Каспийская НГП)

Fig. 9. Distribution of oil and gas accumulations over stratigraphic series and tectonic zones of the South Mangyshlaksy petroleum area (Middle-Caspian petroleum province)





HYDROCARBON RESOURCES AND RESERVES

Табл. 4. Структура начальных суммарных ресурсов лицензионного участка 1 (площадь 3178 км²), принадлежащего Средне-Каспийской НГП (площадь 324 тыс. км² по Максиму С.П., 1997) по классам крупности прогнозируемых месторождений. $P_i = 0,5$. Вариант I

Tab 4. Structure of total initial resources in the License Area 1 (acreage 3178 km²) belonging to the Middle-Caspian Petroleum Province (acreage 324 thousand km² according to Maksimov S.P., 1997) in accordance with the size class of the predicted fields. $P_i = 0.5$. Option I

Номер класса	Средние запасы в классе, млн т.	Заданная вероятность	Число месторождений, попадающих на участок		Извлекаемые запасы месторождений, попадающих на участок, млн т		Перечень месторождений (извлекаемые запасы, млн т)
			всего	в том числе открытых месторождений	всего	в том числе открытых месторождений	
9	0,55 (0,3–1)	0,5	7	0	3,85	0	
8	1,73 (1–3)	0,5	3	0	5,19	0	
7	5,48 (3–10)	0,5	1	0	5,48	0	
6	17,32 (10–30)	0,5	0	0	0	0	0
5	54,77 (30–100)	0,5	0	0	0	0	0
4	173,2 (100–300)	0,5	0	0	0	0	0
	547,7 (300–1000)	0,5	0	0	0	0	0
	Итого	0,5	11	0	14,52	0	0

Табл. 5. Структура начальных суммарных ресурсов лицензионного участка 1 (площадь 3178 км²), принадлежащего Средне-Каспийской НГП (площадь 268 тыс. км² по Бразнникову О.Г., 2013) по классам крупности прогнозируемых месторождений. $P_i = 0,5$. Вариант II

Tab. 5. Structure of total initial resources in the License Area 1 (acreage 3178 km²) belonging to the Middle-Caspian Petroleum Province (acreage 268 thousand km² according to Brazhnikov O.G., 2013) in accordance with the size class of the predicted fields. $P_i = 0.5$. Option II

Номер класса	Средние запасы в классе, млн т.	Заданная вероятность	Число месторождений, попадающих на участок		Извлекаемые запасы месторождений, попадающих на участок, млн т		Перечень месторождений (извлекаемые запасы, млн т)
			всего	в том числе открытых месторождений	всего	в том числе открытых месторождений	
9	0,55 (0,3–1)	0,5	9	0	4,95	0	
8	1,73 (1–3)	0,5	4	0	6,92	0	
7	5,48 (3–10)	0,5	1	0	5,48	0	
6	17,32 (10–30)	0,5	0	0	0	0	0
5	54,77 (30–100)	0,5	0	0	0	0	0
4	173,2 (100–300)	0,5	0	0	0	0	0
	547,7 (300–1000)	0,5	0	0	0	0	0
	Итого	0,5	14	0	17,35	0	0

Табл. 6. Структура начальных суммарных ресурсов лицензионного участка 2 (площадь 4422 км²), принадлежащего Средне-Каспийской НГП (площадь 268 тыс. км² по Бражникову О.Г., 2013) по классам крупности прогнозируемых месторождений. $P_1 = 0,5$. Вариант III

Tab 6. Structure of total initial resources in the License Area 2 (acreage 4422 km²) belonging to the Middle-Caspian Petroleum Province (acreage 268 thousand km² according to Brazhnikov O.G., 2013) in accordance with the size class of the predicted fields. $P_1 = 0.5$. Option III

Номер класса	Средние запасы в классе, млн т.	Заданная вероятность	Число месторождений, попадающих на участок		Извлекаемые запасы месторождений, попадающих на участок, млн т		Перечень месторождений (извлекаемые запасы, млн т)
			всего	в том числе открытых месторождений	всего	в том числе открытых месторождений	
9	0,55 (0,3–1)	0,5	12	0	6,6	0	
8	1,73 (1–3)	0,5	5	0	8,65	0	
7	5,48 (3–10)	0,5	2	0	10,96	0	
6	17,32 (10–30)	0,5	1	0	17,32	0	0
5	54,77 (30–100)	0,5	0	0	0	0	0
4	173,2 (100–300)	0,5	0	0	0	0	0
	547,7 (300–1000)	0,5	0	0	0	0	0
	Итого	0,5	20	0	43,53	0	0

Во всех трех вариантах структура начальных суммарных ресурсов рассчитана с заданной вероятностью P_{10} , P_{50} и P_{90} . Однако для удобства сравнения показателей ресурсной базы в таблицы вынесены данные только с заданной вероятностью P_{50} .

Если на оцениваемый участок попадают уже открытые месторождения, то их запасы учитываются в

общей структуре НСР и используются при последующих геолого-экономических расчетах.

Таким образом, предлагаемые подходы оценки факторов ценности объектов (перспективных участков недр) уже на начальном, предпроектном этапе, способствуют принятию оптимальных инвестиционных решений [5].

Литература

1. *Имамов Р.Р.* К вопросу о классификации рисков инвестиционных проектов в нефтегазовой промышленности // Актуальные вопросы современной науки : сб. мат-лов конференции. – Вып. 31. – Новосибирск : Изд-во ЦРНС, 2014. – С. 52–61.
2. *Бражников О.Г.* Системный подход в теории и практике исследований геологической истории Земли. – Волгоград : Эридан, 2010. – 252 с.
3. *Бражников А.О.* Формирование условий инвестиционной привлекательности геолого-разведочных работ ранних этапов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 5. – С. 15–21.
4. *Бражников А.О.* Экономическая модель производства ГРП ранних этапов // Нефть, газ и бизнес. – 2014. – № 5. – С. 23–27.
5. *Новиков А.А., Делия С.В., Репей А.М., Бражников О.Г., Махонин М.В.* Перспективы поисков крупных скоплений нефти и газа в подсольевых отложениях западной части Прикаспийской впадины // Геология, нефтегазоносность и освоение ресурсов Нижнего Поволжья и акватории Каспия : сб. науч. ст. – Вып. 68. – Волгоград : ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть», 2009. – С. 4–24.
6. *Нефтяные и газовые месторождения СССР* : в 2 кн. Книга 1. Европейская часть СССР / Под ред. С.П. Максимова. – М. : Недра, 1987. – 358 с.

References

1. *Imamov R.R.* Classification of investment risks projects in petroleum industry. *Aktual'nye voprosy sovremennoi nauki: sb. mat-lov konferentsii*. Vyp. 31. Novosibirsk: Izd-vo TsRNS; 2014. pp. 52–61.
2. *Brazhnikov O.G.* Systems approach in theory and practice of studies of Earth geological history. Volgograd: Eridan; 2010. 252 p.
3. *Brazhnikov A.O.* Formation of conditions for investment attractiveness of the early stages of exploration works. *Problemy ekonomiki i upravleniya neftegazovym kompleksom*. 2014;(5):15–21.
4. *Brazhnikov A.O.* The economic model of the early stages of exploration works. *Neft', gaz i biznes*. 2014;(5):23–27.
5. *Novikov A.A., Deliya S.V., Repei A.M., Brazhnikov O.G., Makhonin M.V.* Opportunities for large oil and gas accumulations exploration in subsalt formations of the western Caspian depression. In: *Geologiya, neftegazonosnost' i osvoenie resursov Nizhnego Povolzh'ya i akvatorii Kaspiya*: sb. nauch. st. Vyp. 68. Volgograd: OOO «LUKOIL-VolgogradNIPImorneft'», 2009. pp. 4–24.
6. *Oil and gas fields of the USSR. Book 1, European part of the USSR*. In: S.P. Maksimov, ed. Moscow: Nedra; 1987. 358 p.