

УДК 553.98.04(571.1/.575.4+510)

Григоренко Ю.Н., Соболев В.С., Жукова Л.И.ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, ins@vnigri.ru

КРУПНЕЙШИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ – ОСНОВА РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ГОСУДАРСТВ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

На базе обобщения материалов по геологии, ресурсам и размещению месторождений УВ, прежде всего крупнейших объектов рассматривается углеводородный потенциал ареалов нефтегазонакопления государств Центральной Азии, а также распределение выявленных и прогнозных ресурсов нефти и газа по шести выделенным ареалам. Затронуты некоторые вопросы размещения и генезиса крупнейших месторождений нефти и газа исходя из особенностей углеводородных систем тех или иных классов. Установлена общая величина геологических ресурсов 275 выявленных и предполагаемых к открытию крупнейших месторождений, которая достаточна для долгосрочного освоения углеводородной базы и самообеспечения Центральноазиатского региона в оптимальном режиме. Эффективность использования углеводородных ресурсов региона зависит от темпов поиска и освоения крупнейших месторождений, интенсификации строительства трубопроводных систем и в налаживании межгосударственных экспортно-импортных отношений.

Ключевые слова: углеводороды, крупнейшее месторождение, ареал нефтегазонакопления, углеводородная система, ресурсы нефти и газа, Центральная Азия.

Рассмотрено центральноазиатское сообщество крупнейших месторождений углеводородов России, Китая, Казахстана, Туркмении, Узбекистана и Таджикистана. Характеризуются уникальные, гигантские и крупные месторождения с запасами свыше 60 млн. т по нефти и 75 млрд. м³ по газу, минимальные граничные значения которых определены Временной классификацией 2001 г.* Нефтегазоносные бассейны, где установлены эти месторождения, общей площадью свыше 13,5 млн. км² расположены в пределах Сибирской, Китайско-Корейской и Южно-Китайской платформ, Таримского массива, Скифско-Туранской и Западно-Сибирской эпигерцинских плит. Начальные суммарные ресурсы УВ в пределах этих надпорядковых структур составляют существенную часть мировых и оценены более чем в 500 млрд. т н.э.

Центральная Азия как целостный автономный объект исследований в нефтегеологической литературе практически не рассматривалась. Однако по нефтегазоносным провинциям (НПП) и бассейнам (НГБ) этого региона имеется множество публикаций, раскрывающих природу ресурсов, закономерности размещения и формирования

*Здесь и далее в качестве крупнейших месторождений приняты: крупные по нефти 60-100 млн. т, по газу – 75-100 млрд. м³; гигантские по нефти 100-300 млн. т, по газу – 100-500 млрд. м³; уникальные по нефти более 300 млн. т, по газу – более 500 млрд. м³.

месторождений нефти и газа разной категории крупности. По Прикаспийской НГП и сопредельным территориям представлены работы А.Л. Абдулина и Э.С. Воцалевского (2001), К.А. Клещева и Б.А. Соловьева (2004), Х.Б. Абилхасимова (2011), Т. Парагультова и Х. Парагультова (2011). По Скифско-Туранскому региону ценные данные приведены в работах О.А. Рыжикова и М.С. Сайдалиевой (1963), А.К. Мальцевой и Н.А. Крылова (1986), В.Н. Мелихова (2009), а также в коллективной монографии по Западному Предкавказью (1966). По ресурсам и нефтегазовому комплексу Западной Сибири большой аналитический материал содержится в целом ряде работ, среди которых выделяются публикации А.Э. Конторовича и А.Г. Коржубаева (2006), а также А.Г. Коржубаева и А.В. Эдера (2009). Прогноз прироста запасов и добычи УВ в Восточной Сибири до 2030 г. на фоне геологического строения региона содержится в коллективных монографиях сотрудников ФГУП «ВНИГРИ» 2006 и 2009 гг. Большой геолого-геохимический материал по бассейнам, месторождениям и ресурсам УВ Китая опубликован в целом ряде статей и монографий китайских исследователей [Jianyi and Difan, 1996; Zhao, Wang, Li, Xie, 2008; Лю, Чжао, Чжу, 2011].

Систематизация и анализ материалов показали, что общее число установленных в Центральной Азии крупнейших месторождений – 222; среди них 49 уникальных, 106 гигантских и 67 крупных практически при близком соотношении объектов с запасами жидких и газообразных УВ.

Яркими примерами крупнейших нефтяных месторождений являются:

– уникальное Самотлорское месторождение в неокомском клиноформном комплексе Западной Сибири, сформировавшееся в неоген-четвертичное время в структурно-литологических ловушках Хантейской гемиантиклинали (промышленные запасы 1138,7 млн. т);

– два уникальных нефтяных месторождения Китая: Дацин в нижнесреднемеловых отложениях бассейна Сунляо и Шенгли в неогеновом комплексе Северо-Китайского бассейна. Оба месторождения связаны с широко распространёнными в Китае озёрными материнскими фациями мезо-кайнозоя и располагают 1395 млн. т промышленных запасов жидких УВ;

– одно из самых крупных нефтяных месторождений в Мире, открытых за последние 40 лет – Кашаган, приуроченное к подсолевому палеозойскому комплексу высокоамплитудного рифового поднятия на южном борту Прикаспийской мегавпадины (1768 млн. т).

Среди существенно газовых скоплений выделяются уникальные месторождения Туркмении и, прежде всего, Южный Иолотань-Осман в подсолевом келловей-оксфордском комплексе Мургабской впадины (10 трлн. м³), Ковыктинское месторождение в Ангаро-Ленской НГО Восточной Сибири (около 2 трлн. м³) и, наконец, Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение в верхнепалеозойских отложениях Прикаспийской мегавпадины с 1,35 трлн. м³ газа и 1,2 млрд. т газового конденсата.

Анализ размещения крупнейших месторождений Центральноазиатского региона свидетельствует об их группировке в ареалах или, если ориентироваться на предшествующее определение [Прищепа и др., 2010], – в узлах нефтегазонакопления, включающих земли с очень высокой и высокой плотностью ресурсов УВ. В качестве таковых понимаются надрегиональные области концентрации высокоперспективных земель со значительным числом выявленных и (или) прогнозируемых крупнейших месторождений УВ близкого генезиса, объединяющие несколько нефтегеологических элементов подчинённого ранга – провинций, бассейнов, областей с НСР УВ не менее 20,0 млрд. т н.э.

При обособлении ареалов привлекались результаты изучения узлов нефтегазодобычи на континентах и их окраинах [Прищепа и др., 2010], а также Карта нефтегазонасности Мира 1 : 15 000 000 под редакцией В.И. Высоцкого, Е.Н. Исаева и К.А. Клещева (1994) (рис. 1).

Сведения о крупности месторождений нефти и газа, их количестве, начальных суммарных ресурсах (НСР УВ геол.), годовой добыче углеводородного сырья заимствованы из опубликованных данных по регионам [например, Нефть Казахстана, 2007], Нефтяной Международной Энциклопедии (2010), а также статистических материалов по отдельным странам [Statistics, 2010].

Выделенные ареалы характеризует приуроченность к континентальным окраинам – современным и древним. Согласно Т.А. Андиевой это дивергентные рифтогенные окраины Западносибирского ареала, пассивные палеоокраины Скифско-Туранского региона, преобразованные пассивные окраины центральноазиатского палеоокеана и т.п. Под всеми ареалами отмечены выступы подлитосферной мантии, в большинстве случаев значительное сокращение мощности земной коры и наличие в её самой нижней части коромантийной смеси.

По совокупности приведённых признаков в Центральной Азии выделено 6 ареалов: Прикаспийский, Скифско-Туранский, Западно- и Восточносибирские, Таримский и Синьцзяньский, объединяющие в своём составе 4 НГП и более 10 самостоятельных НГБ (рис. 2).

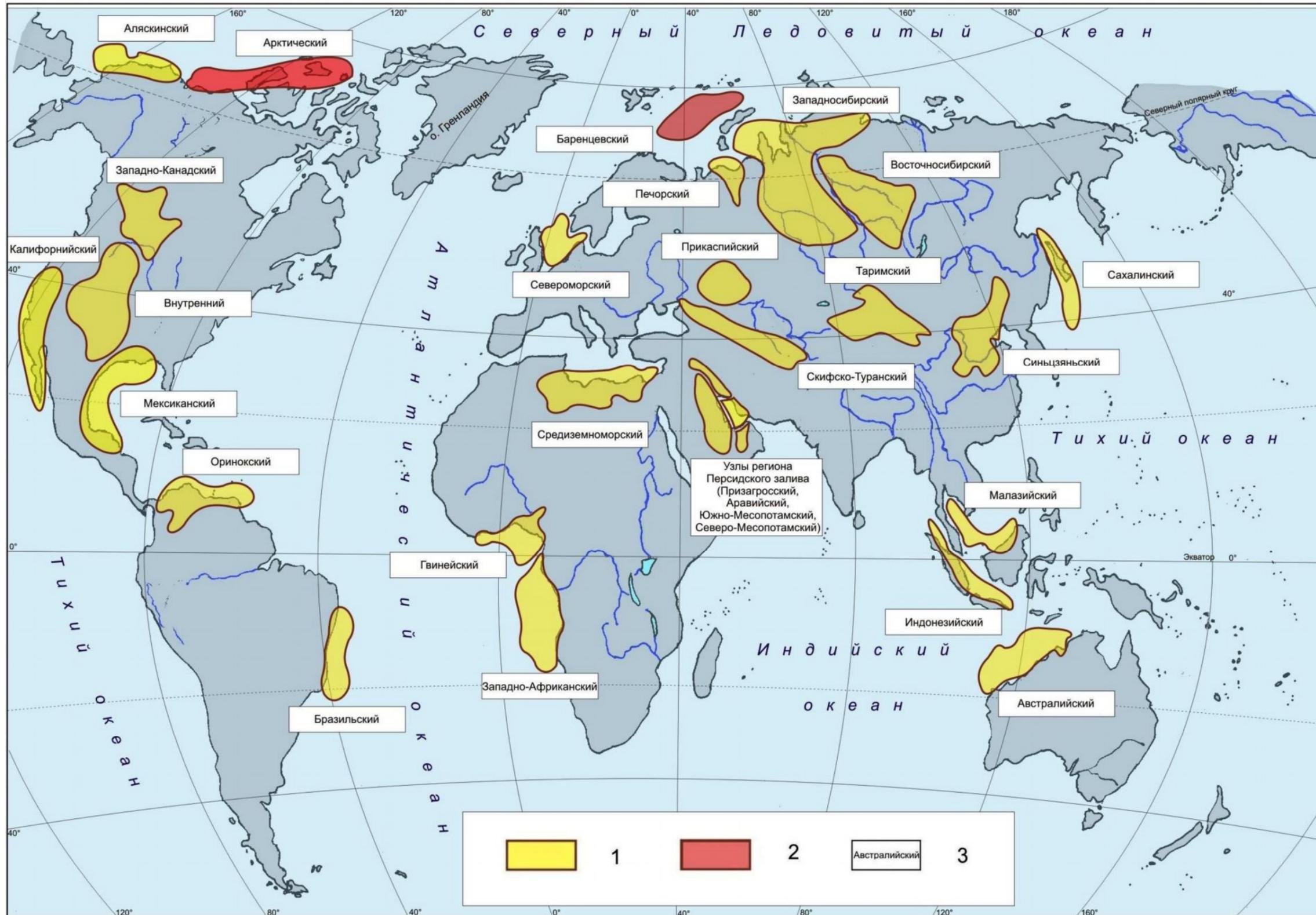


Рис. 1. Наиболее значительные мировые ареалы нефтегазонакопления

1-2 - ареалы нефтегазонакопления: 1 – с нефтегазодобычей, 2 – выявленные; 3 – название ареала.

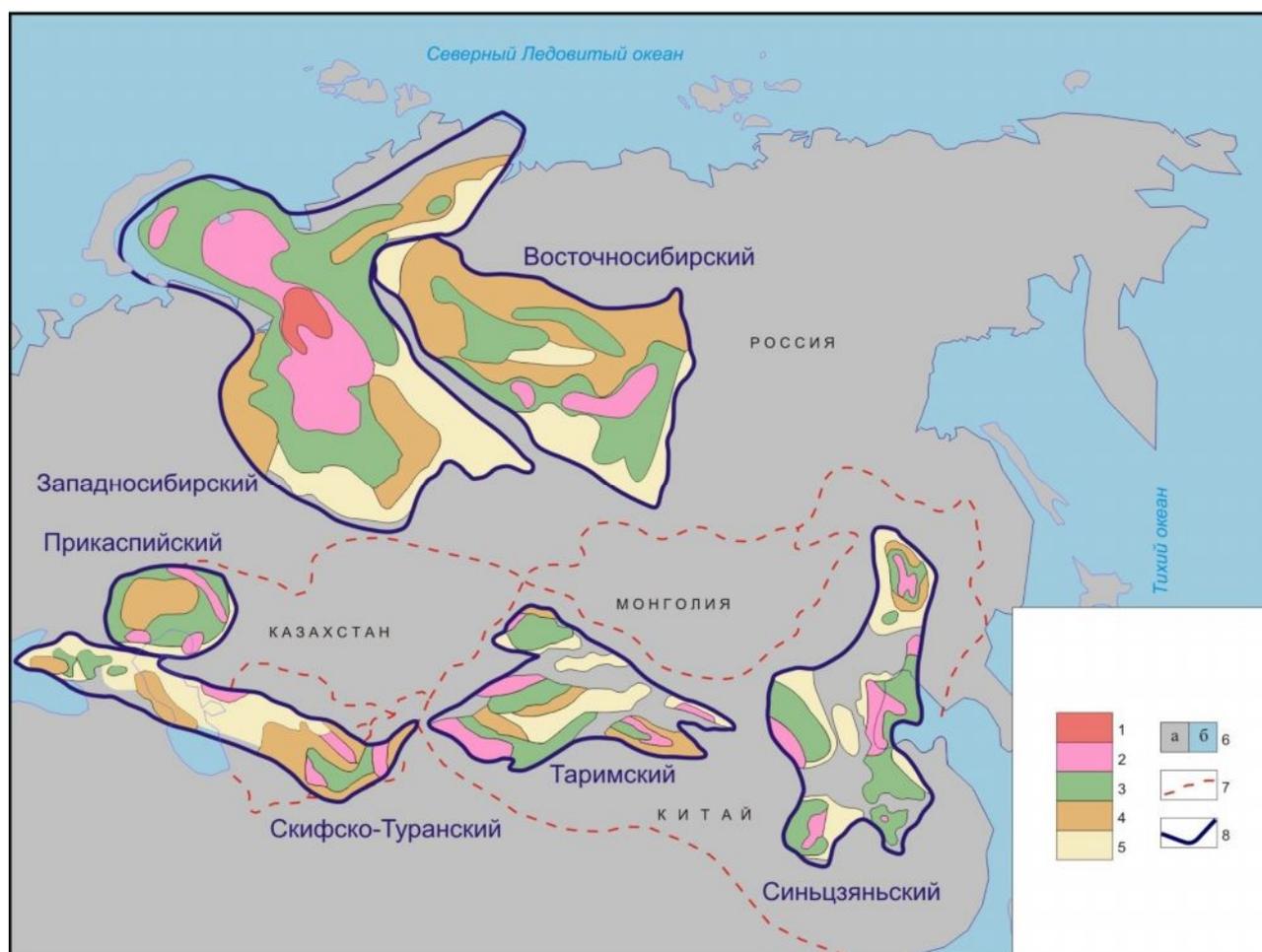


Рис. 2. Ареалы нефтегазонакопления Центральной Азии

1-5 - плотность начальных суммарных (геологических) ресурсов нефти и газа (по В.И.Высоцкому и др., 1994): 1 - уникальная, 2 - очень высокая, 3 - высокая, 4 - средняя, 5 - низкая; 6 - территории (а), акватории (б) за пределами ареалов; 7 - границы государств; 8 - границы ареалов.

Характеристики выделенных углеводородных мегаскоплений Центральной Азии хорошо согласуются с данными по 30 достаточно разведанным ареалам Мира, показывающим очевидное влияние их ресурсов на количество и запасы установленных в ареалах крупнейших месторождений. Это иллюстрируется графиком на рис. 3 и табличными данными (табл. 1). Укажем также на высокие объемы газовой добычи УВ в ареалах Персидского залива, Западно-Сибирской НГП, Североморского и Мексиканского регионов, которые объединяет их связь с пассивными континентальными окраинами, представляющими, в свою очередь, области устойчивого мезокайнозойского прогибания.

Соответственно в Центральной Азии большое значение представляют крупнейшие месторождения палеозоя в прибортовых зонах **Прикаспийской впадины (ареала)**, особенно мелководной части Каспийского моря, а по мезозою – залежи глубоких горизонтов Турано-Скифской плиты.

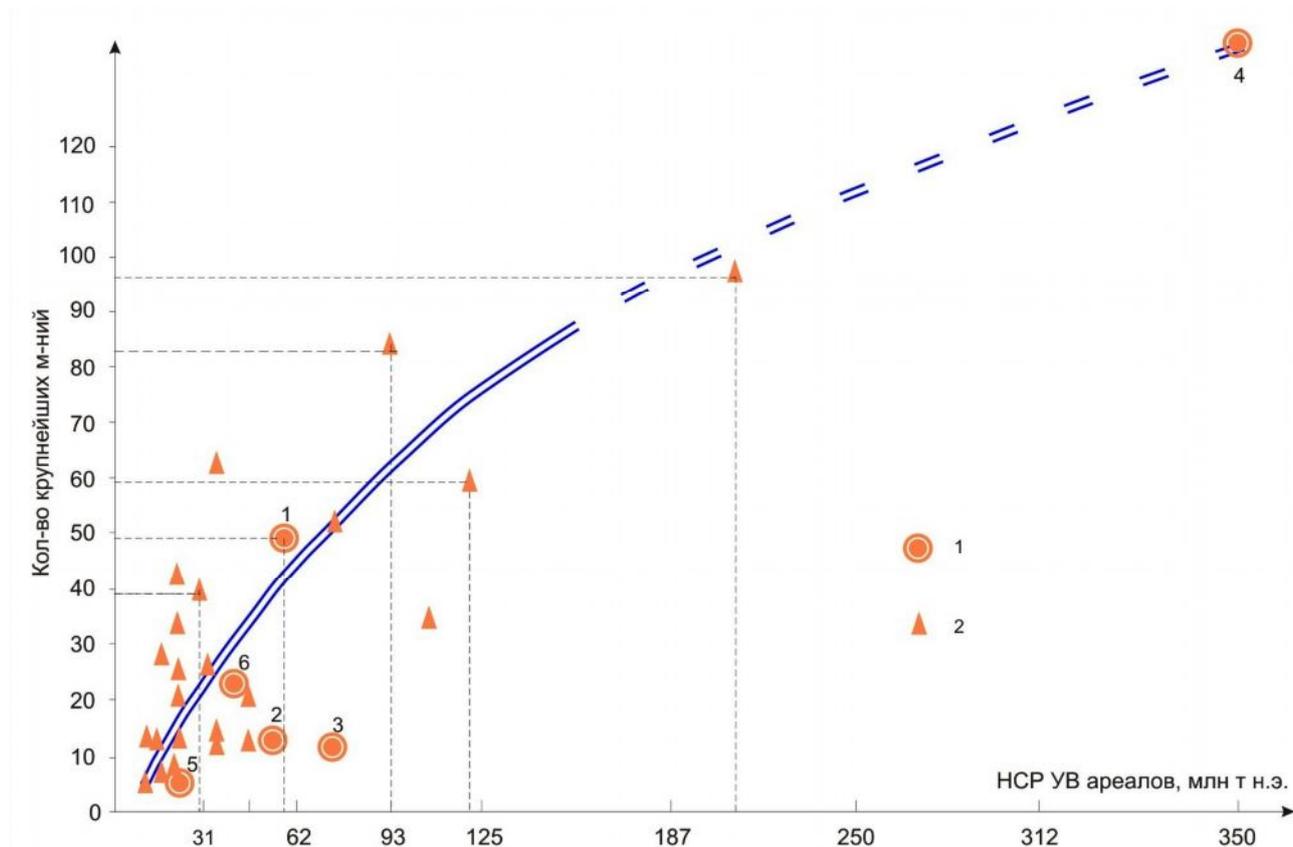


Рис. 3. Соотношение углеводородных ресурсов и количества крупнейших месторождений в ареалах нефтегазонакопления

1-2 - ареалы нефтегазонакопления: 1 –Центральной Азии (1-6); 2 – в других регионах Мира.

Таблица 1

Крупнейшие месторождения УВ в ареалах нефтегазонакопления Центральной Азии

Ареалы нефтегазонакопления	Площадь ареалов, млн. км ²	НСР УВ (геол.) ареалов			Кол-во м-ний, открытых в ареалах	В том числе крупных		
		нефть, млрд. т	газ, трлн. м ³	Σ НСР УВ, млрд. т н.э.		общее число и % от всех открытых м-ний	нефть, >60 млн. т	газ, >75 млрд. м ³
Скифско-Туранский	1,3	24,0	34,2	58,2	751	50 (23)	20	30
Прикаспийский	1,0	41,0	12,2	53,2	180	13 (6)	9	4
Восточносибирский	2,8	39,8	31,8	71,6	57	12 (5)	8	4
Западносибирский	5,0	208,7	134,6	348,3	840	120 (54)	57	63
Таримский	1,5	8,0	12,1	20,1	48	5 (2)	4	1
Синьцзяньский	2,0	24,0	14,1	38,1	266	22 (10)	12	10
Всего	13,6	-	-	589,4	2142	222 (10)	-	-

Решающую роль в нефтегазонакоплении здесь сыграли выделенные в уточнённом виде Х.Б. Абилхасимовым (2011) внутрибассейновые карбонатные платформы (рис. 4). Супергигантские углеводородные скопления в подсолевых отложениях заметно тяготеют к Тенгиз-Кашаганской и Астраханской «платформам», занимающим обширные площади длительного позднедевонско-башкирского (D_3fm-C_2b) карбонатонакопления. При этом массивные залежи газовых гигантов (Астраханское) связаны, скорее всего, с палеоочагами, выполненными высокопреобразованными миогеосинклинальными образованиями граничащей с юга Донецко-Туаркырской рифтовой системы, в первую очередь кряжа Карпинского. Нефтеносность барьерных и высокоамплитудных одиночных рифов Тенгиз-Кашаганской зоны формировались за счёт сопредельных позднедевонско-турнейских некомпенсированных эрозионно-тектонических впадин, близких по своей природе к прогибам камско-кинельского типа. В силу указанных причин прогнозные ресурсы Приморской НГО, особенно занятой водами Каспия, многократно превышают (в 5–10 раз) ресурсы других карбонатных «платформ» востока и юго-востока Прикаспийской впадины.

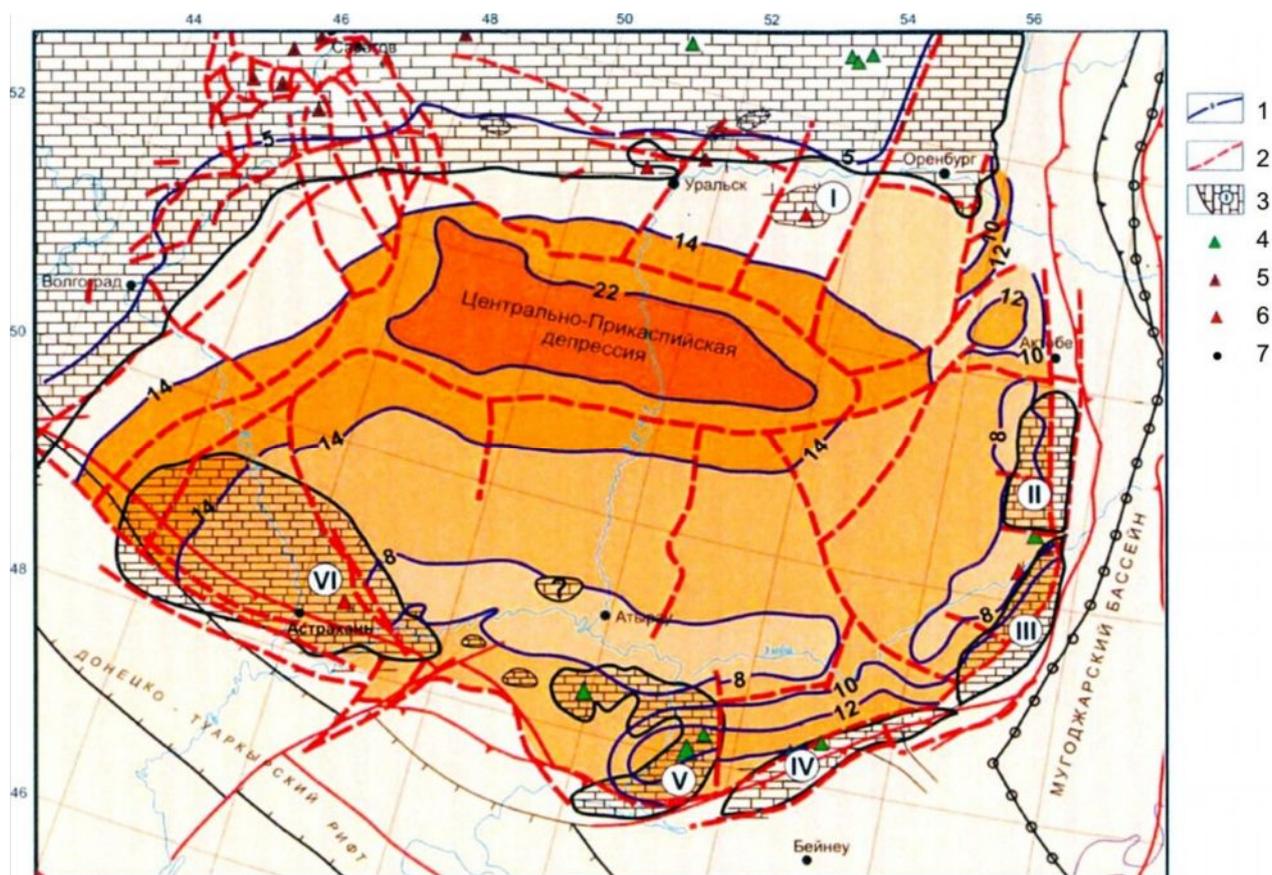


Рис. 4. Схема размещения карбонатных «платформ» в Прикаспийском ареале нефтегазонакопления (по Абилхасимову Х.Б., 2011)

1 – изогипсы поверхностей фундамента; 2 – основные разломы; 3 – карбонатные «платформы»: I – Карачаганакская, II – Темирская, III – Жанажольская, IV – Южно-Эмбинская, V – Тенгиз-Кашаганская, VI – Астраханская; 4-6 – месторождения: 4 – нефтяные, 5 – нефтегазоконденсатные, 6 – газовые; 7 – населённые пункты.

Анализ геологических и литолого-геохимических материалов позволил в самом общем виде охарактеризовать многообразие типов выявленных в этих регионах крупнейших месторождений. По палеозойскому нефтегазоносному комплексу для сравнения приведены геолого-геохимические данные по Оренбургскому нефтегазоконденсатному гиганту, формально не входящему в Прикаспийский ареал (табл. 2).

На уникальном Кашаганском морском месторождении при глубинах залежей около 5 км пластовые давления достигают 105 мПа, т. е. коэффициент аномальности АВПД близок к двум. При этом дебиты легкой газонасыщенной нефти в скважине первооткрывательнице достигают 600 м³/сут., а газа, находящегося в растворенном состоянии или в виде газовой шапки, – 200 тыс. м³/сут. Многие параметры состава флюидов и дебиты близки к Тенгизскому уникальному месторождению.

Выявленные залежи характерны многообразием морфологических типов, что связано с рифогенной или структурной природой крупных ловушек в карбонатных отложениях. Максимальной амплитудой (до 1500–2000 м) выделяются одиночные длительно формировавшиеся рифовые постройки типа атоллов. Массивно-пластовые газоконденсатные структурные залежи выделяются большой площадью, достигающей 4200 км.

Судя по низким значениям нефтяного пристан-фитанового отношения (< 1) и свойствам нефти, следует предполагать активное участие в формировании уникальных месторождений Прикаспийского ареала позднедевонско-турнейских материнских свит доманикового типа, широко распространённых на Восточно-Европейской платформе. В составе газов при высоком содержании конденсатной фазы (до 795 г/м³) также отмечается аномально высокое содержание кислых компонентов, особенно сероводорода в Астрахано-Тенгизской зоне (17–22,5 %), включая акваторию Северного Каспия.

Для **Скифско-Туранского ареала** характерно наличие нескольких сегментов с разным фазово-генетическим типом крупных УВ-скоплений, различающихся долей жидкой компоненты в составе запасов и ресурсов.

Доказано, что основным источником доминирующих здесь запасов газа для всего ареала, так же, как и севера Западной Сибири, является мощная песчано-глинистая субугленосная ниже-среднеюрская толща, содержащая громадные массы (от $22 \cdot 10^{12}$ т до $36,4 \cdot 10^{12}$ т) преимущественно гумусового органического вещества [Мальцева, Крылов, 1986].

Таблица 2

**Параметры структур и резервуаров, особенности состава флюидов крупнейших месторождений
в пермских и каменноугольных карбонатных комплексах Прикаспийской впадины**
(по данным ФГУП «ВНИГРИ», ВНИГНИ, ИГиРГИ, ВНИИГаз, Каз НИГРИ, НВ НИИГГ, Зарубежгеологии)

№ п/п	Месторождение	Масштаб крупности*	Фазовый индекс (тип залежи)	Тектоническая позиция и некоторые параметры ловушек					Свойства и состав нефти и газа						
				тектоническое положение в соврем. стр. плане	отраж. гор-т. Глубина, м	площадь, км ² (тип ловушки)	амплитуда, высота ловушки м	интервал нефтегазоносности, м (возраст)	нефти			свободного и растворенного газа			
									плотность, г/см ³	пристан фитан	газовый фактор, м ³ /т	СН ₄ , %	Н ₂ S, %	СО ₂ , %	содержание конденсата в газе, г/м ³
1	Карачаганакское	У	НГК (массивная)	Северная внутренняя бортовая зона	Кровля P ₁ ^{art}	535 (риф)	1700	3750-5200 (P ₁ -C ₁)	0,80-0,87	0,65 (5)	до 480	75,3	3,69	4,79	795
2	Жанажольское	Г	НГК (массивно- пластовая)	Вост. прибортовая зона	Кровля C ₂	90 (вал)	300	2500-3000 (C ₁ -P ₁)	0,82-0,91	1,5 (4)	350	до 85	до 3	до 0,62	-
3	Оренбургское	У	НГК (массивно- пластовая)	Северная внешняя прибортовая зона	Кровля P ₁	450 (свод)	250	1200-1900 (C ₂ -P ₁ ^к)	до 0,9	1,0 (2)	до 100	83,7	1,75	0,57	76
4	Астраханское	У	ГК (массивно- пластовая)	Южная прибортовая зона	C ₂ - 4200	4200 (свод)	до 300	3970-4060 (C ₁ -C ₂)	-	-	-	до 54	до 22,5	до 21,6	400
5	Тенгизское	У	ГН (массивная)	Юго- восточная прибортовая зона	C ₁ - 5000	440 (риф)	2000	3900-5400 (P ₃ -C ₂)	0,807	1,0 (2)	605	40,1	до 17	до 3,0	-
6	Кашаганское	У	ГН (массивная)	Юго-восточ. зона (шельф Каспийского моря)	C ₂ - 4500	1750 (риф)	1000	> 4400-5400 (C ₁ -C ₂)	0,801	1,1 (1)	-	-	высокое	-	-

*У – уникальные, Г – гигантские.

Нефтематеринские, иногда битуминозные свиты развиты спорадически и выявлены в районах развития морской келловей-оксфордской карбонатной, ниже-среднетриасовой терригенной толщ шельфового генезиса с преимущественно сапропелевым или гумито-сапропелевым типом ОБ пород. Они являются главными источниками высокопарафинистой нефти, формирующими крупнейшие газонефтяные месторождения Южного Мангышлака, п-ова Бузачи, мелководной части шельфа Каспия а также, вероятно, отдельных районов Амударьинской впадины и Предкавказья. Однако в Западном Предкавказье работами Д.В. Жабрева, Е.С. Ларской, С.Г. Неручева и других исследователей в качестве нефтегенерирующих доказано также участие кумской (эоцен) и майкопской (олигоцен – средний миоцен) свит, характерных генерацией и аккумуляцией низкопарафинистых нефтей в крупных месторождениях Индоло-Кубанского прогиба [Нефтематеринские свиты..., 1966].

Большая часть крупнейших нефтяных и газонефтяных месторождений в Скифско-Туранском ареале сконцентрирована на Южном Мангышлаке, п-ове Бузачи, в акватории Каспия.

В размещении этих месторождений здесь выявляется картина, свойственная молодым платформам, при определяющем значении карбонатных отложений в газонефтяных УВС II^{ого} класса, а также в присутствии ловушек в виде барьерных и длительно растущих рифов с высокопористыми известняками и соленосными региональными покрышками. В составе флюидов, свободных и растворённых газов месторождения несут все признаки, свойственные источникам УВ шельфового генезиса. Об этом свидетельствуют и масштабы месторождений, относящихся к категории гигантских и крупных УВ-скоплений лишь при одном уникальном (Жетыбай) месторождении (табл. 3).

В Китае нефтяная специализация **Синьцзяньского ареала** обусловлена развитием глубоководноозёрных палеогеновых синрифтовых отложений значительной мощности – до 1500–1800 м с высокой степенью генерации УВ (до 8–15 кг/т). Газовая составляющая ареала формируется на базе нижележащих палеозойско-триасовых субугленосных и угленосных толщ типа цехштейна, являющихся генератором и аккумулятором газа на глубинах 2500–5850 м.

Особенность нефтегазоносности бассейнов континентального Китая в целом связана с устойчивыми аномально высокими (4–6 °С/100 м) геотермическими градиентами. Процессы генерации и эмиграции УВ охватывают поэтому значительные мощности осадочного чехла.

Таблица 3

Параметры структур и резервуаров, особенности состава и флюидов крупнейших месторождений Южного Мангышлака, п-ова Бузачи и мелководного шельфа Каспийского моря

(по данным ВНИГРИ, ИГиРГИ, ООО «Лукойл»)

№ п/п	Месторождение	Масштаб крупности *	Фазовый индекс (тип залежи)	Тектоническая позиция и параметры локальных структур					Состав флюидов						
				приуроченность к структурам I-II порядка, зонам	опорный горизонт, глубина, м	площадь, км ²	амплитуда, м	интервал нефтегазоносности, м (возраст)	нефти			мвободного и растворенного газа			
									плотность, г/см ³	пристан фитан	T _{пл.} , °C	CH ₄ , %	∑ т.у., C ₂ ⁺ , %	N ₂ ⁺ редкие, %	модерование конденсата в газе, г/м ³
1	Жетыбай	У	ГН	Жетыбай-Узеньская тект. ступень	J ₂ - 2110	165	100	1700-2405 (J ₁ - J ₂)	0,83-0,86	1,7 (8)	77-102	62-69	22,5-34,9	до 5-10	< 40
2	Узень	Г	ГН	То же	J ₂ - 1600	150	100	1060-1800 (J ₂ - J ₃)	0,86	1,5 (5)	60-67	52-75	до 45,6	до 2,3	< 40
3	Каламкас	Г	НГ	Северо-Бузачинский свод	K ₁ - 600	> 200	80	500-880 (K ₁ ^a - J ₂)	До 0,92	0,9 (2)	26	до 91	до 9,4	до 4,2	-
4	Хвалынское-море	Г	НГК	Хвалынский вал	K ₁ - 2450	120	> 200	2380-4150 (J ₃ - K ₁)	0,86	-	120 (на 3-х км)	75	23,0	0,58	95
5	Сарматское море	Г	НГК	Сарматский вал	J ₃ - 3050	25	60	3050-3080 (J ₃ - K ₁)	0,82	-	136	> 85	до 6,6	0,5	-
6	Ю. Корчагина-море	К	НГК	Ракушечный вал	K ₁ - 1500	25	> 100	1462-1585 (J ₃ - K ₁)	0,81	-	75	> 80	до 3,96	2,8	-
7	Южно-Ракушечное море	Г	ГК	Сарматский вал	J ₃ - 3000	> 75	> 100	3000-3100 (J ₃ - K ₁)	0,81	-	-	-	-	-	-
8	Ракушечное-море	К	НГ	Ракушечный вал	K ₁ - 1400	350	80	1330-1550 (K ₁)	-	-	-	> 80	9,3	2,8	-

*с учетом запасов категории C₂.

В условиях многоактной широкомасштабной ступенчатой миграции УВ и многообразия ловушек формируется, помимо крупных, большое количество мелких и средних по масштабам многозалежных месторождений и залежей структурного, литологического, стратиграфического и тектонического типов. Горстово-грабеновое строение – весьма характерная черта нефтегазоносных мезо-кайнозойских бассейнов Китая, как правило небольших по площади (10–50 тыс. км²).

Всего в Китае в ранге нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных выделяется 115–120 депрессионных осадочных бассейнов, 81 из которых относится к категории слабо изученных. В специальной работе Чэнь Линь Лю с соавторами (2011) общие геологические ресурсы этих бассейнов оцениваются по нефти в 10,06 млрд. т, газу – 3,02 трлн. м³, что составляет соответственно лишь 13,15 и 8,61 % от всех НСР УВ по Китаю. Подчёркивается, что среди этой категории 71–73 % ресурсов УВ сконцентрировано в 8 наиболее значительных бассейнах.

Особая роль в концентрации запасов нефти и газа в карбонатных коллекторах под соленосными покрывками с определяющей ролью УВС I, II и III классов доказана в пределах **Восточносибирского ареала**; однако при длительном во времени аплифте с амплитудой до 1500 м нефтяные скопления за пределами развития кембрийской соли были разрушены.

Исключительно благоприятное сочетание позитивных факторов формирования крупнейших месторождений неоднократно отмечалось для **Западносибирского ареала**. Это – длительное и устойчивое «ступенчатое» прогибание бассейна с повышенным градиентом температур в зоне генерации УВ, развитием крупных высокоамплитудных структур при высоких (до 1,5 км) этажах продуктивности, региональных аптской, альбской и поздне меловой глинистых покрывок и наделенной особыми материнскими свойствами глинисто-кремнистой баженовской свиты с миллиардными запасами нефти *in situ*. Характер распространения УВС, в том числе доминантных материнских свит, как и перечисленные другие позитивные условия углеводородонакопления, позволяют оценивать Западную Сибирь как ареал мирового класса.

Резкое доминирование газоносности в северных районах Западно-Сибирской НПП и акватории Карского моря связано с глубоким погружением юрско-неокомских толщ и, как следствие, интенсивным газообразованием в недрах. Как отмечал в ряде работ А.Э. Конторович, процесс генерации нефти в отсутствие баженовитов был подавлен одновременно генерируемыми громадными массами высоконапорного газа.

Существенное разнообразие ресурсно-геологических характеристик выделенных ареалов, количества и доминирующей углеводородной фазы месторождений находят своё объяснение в особенностях углеводородных систем (рис. 5). Эти особенности связаны с развитием в ареалах, как правило, нескольких УВС, отражающих ход эволюции осадочных бассейнов и сложные процессы онтогенеза нефти и газа.

В нашем понимании класс УВС определяется фациально-генетической природой материнских свит (доманикиты, шельфовые и т.п.) – базисного элемента УВС, в свою очередь отражающего не только долю жидкой компоненты в первичной углеводородной смеси, но и в структуре запасов, а также контролирующего общее количество крупнейших месторождений в ареале. Сосуществование нескольких УВС предполагает пространственное разобщение сообществ нефтяных и/или газовых месторождений. Эти особенности по соотношению классов УВС свойственны Западносибирскому, Прикаспийскому и Синьцзяньскому ареалам (рис. 5).

Существование газовых УВС в Западносибирском и Скифско-Туранском ареалах определили мощные ниже-среднеюрские угленосные толщи, хотя, судя по изотопным данным, дополнительно влияли меловые и кайнозойские источники сухого газа верхней зоны газообразования. Особняком выделяется Восточносибирский ареал, где длительный во времени процесс формирования и разрушения палеозалежей выразился наложением рифейских и вендских газовых и газоконденсатных УВС на сохранившиеся первичные нефтяные системы. Все фазово-генетические типы УВ-скоплений в этом ареале, в конечном счёте, имеют остаточный характер и сконцентрированы поэтому в сравнительно узком стратиграфическом диапазоне подсолевого рифей-нижнекембрийского разреза.

Во всех изученных ареалах Центральной Азии, помимо разобщённости или совмещённости в разрезе нефтяных и газовых систем, отчётливо проступает общая закономерная концентрация крупных запасов нефти и газа в сравнительно узком (до 3 км) интервале глубин (кроме Прикаспийской солянокупольной области с ослабленным геотермическим режимом недр) и их экранирование мощными верхними эвапоритовыми или глинисто-мергелистыми покровками.

Выполненный анализ ресурсов и потребностей Центральной Азии в УВ-сырьё, а также предполагаемые уровни добычи нефти и газа показывают определяющую роль крупнейших месторождений в обеспечении и развитии минерально-сырьевой базы этого развивающегося и стратегически важного региона Мира.

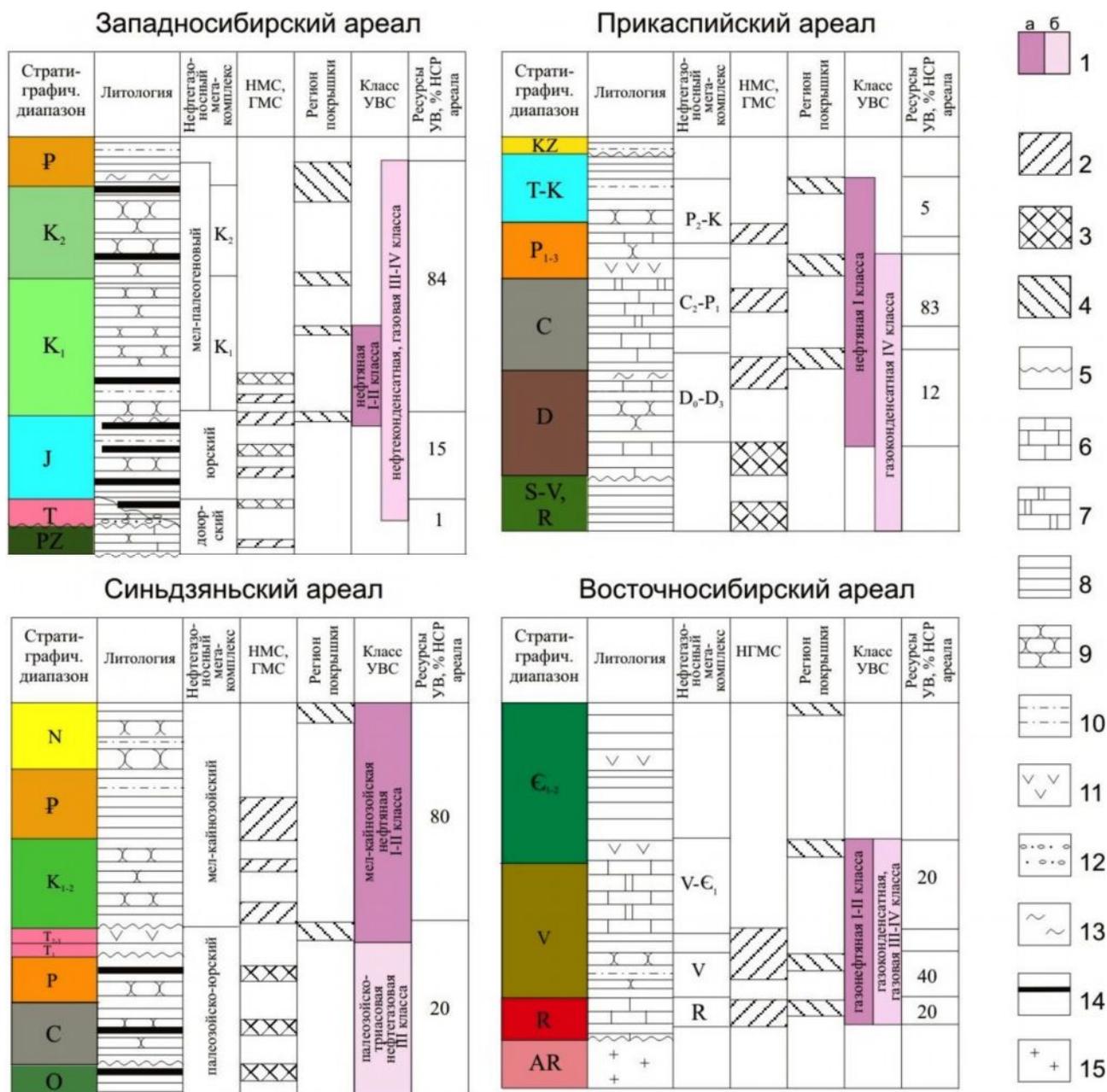


Рис. 5. Углеводородные системы основных ареалов нефтегазоаккумуляции Центральной Азии
 1 - углеводородные системы: а - нефтяные, газонефтяные I-II классов (нефти более 50 %, часто 80-100 %), б - нефтегазоконденсатные, нефтегазовые III класса (жидких УВ менее 50 %, обычно до 15-20 %), газовые IV класса; 2 - нефтематеринские свиты; 3 - газоматеринские толщи; 4 - региональные покрываши; 5 - основные несогласия; 6 - известняки; 7 - доломиты; 8 - глины, аргиллиты; 9 - песчаники, пески; 10 - алевриты; 11 - эвапориты; 12 - конгломераты; 13 - кремнистые породы, включая силициты; 14 - угленосность; 15 - архейский кристаллический фундамент.

Доказанные геологические запасы 220 выявленных крупнейших месторождений составляют 138,0 млрд. т н.э. или около 25 % НСР УВ намеченных ареалов. При этом в наиболее разведанных ареалах запасы крупнейших месторождений достигают 50 % ресурсов УВ (Западная Сибирь, Синьдзянь), тогда как в ареалах начальной стадии освоения

(Восточная Сибирь, Таримский ареал) – 15–24 %. С учётом прогнозируемых открытий и увеличения количества крупнейших месторождений до 275 (А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, В.Н. Мелихов, Ю.Н. Григоренко и др.) их суммарные извлекаемые запасы могут составить около 140 млрд. т н.э.

Оценка значимости выявленных и предполагаемых к открытию крупнейших месторождений возможна в сравнении с прогнозируемым потреблением нефти и газа в странах Центральной Азии до 2030 г. По имеющимся данным за период в 20 лет оно составит около 15 млрд. т нефти и 17 трлн. м³ газа или в сумме 30–33 млрд. т н.э. За те же 20 лет, исходя из современной годовой добычи по нефти 725 млн. т, по газу 1000 млрд. м³, во всех ареалах и по всем известным месторождениям добыча за 20 лет в сумме составит около 14,5 млрд. т нефти и 20 трлн. м³ газа. Немногим более 16 млрд. т н.э. – 6,0 млрд. т по нефти и 10,0 трлн. м³ по газу – согласно прогнозам за тот же период составит добыча из крупнейших месторождений ареалов при её 40% доле в объёме извлечённых УВ. Она обеспечит, таким образом половину потребности региона в УВ. Расчётные 140-миллиардные извлекаемые запасы существующих и прогнозируемых крупнейших месторождений Центральной Азии не только подтверждают реальность такой добычи, но указывают на возможность её увеличения. В этой связи можно думать о значительной доле самообеспечения региона ресурсами УВ по крайней мере до 2030 г. при достаточно активном развитии экспорта нефти и газа из России, Туркмении и Казахстана. Основная проблематика состоит в наращивании темпов поисков и освоения крупнейших месторождений, интенсификации строительства трубопроводных систем и в налаживании межгосударственных экспортно-импортных отношений стран Центральноазиатского региона.

Литература

Абдулин А.А., Воцалевский Э.С. Топливо-энергетические ресурсы Казахстана // Геология Казахстана. 2001. – № 3–4. – С. 86–92.

Абилхасимов Х.Б. Условия формирования природных резервуаров подсольевых отложений Прикаспийской впадины и оценка перспектив их нефтегазоносности: Автореферат докторской диссертации. – М., 2011. – 47 с.

Григоренко Ю.Н., Соболев В.С. Нефтяные ресурсы акваторий – долгосрочный стратегический резерв России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2009. – № 3. – С. 26–32.

Карта нефтегазоносности мира масштаба 1 : 15 000 000 с объяснительной запиской /Под редакцией В.И. Высоцкого, Е.Н. Исаева, К.А. Клещева и др. – М.: ВНИИзарубежгеология, 1994.

Клещев К.А., Соловьев Б.А. Предпосылки открытия крупных скоплений углеводородов в российской части Прикаспийской впадины // Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. – М., 2004. – С. 65–72.

Конторович А.Э., Коржубаев А.Г. Стратегия развития нефтегазового комплекса и экспорта нефти, нефтепродуктов и газа из России в Китай // Нефтяное хозяйство. - 2006. – № 11. – С. 47–54.

Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Анализ тенденций развития нефтяного комплекса России: количественная оценка, организационная структура // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. - 2009. – № 3. – С. 45–59.

Кушмар И.А., Григоренко Ю.Н., Ананьев В.В., Белинкин В.А., Губина Е.А. Нефть и газ Восточной Сибири. – СПб.: Недра, 2006. – 102 с.

Мальцева А.К., Крылов Н.А. Формационный анализ в нефтяной геологии. – М.: Недра, 1986. – 184 с.

Мелихов В.Н. Продуктивность и потенциал газонефтеносности Амударьинского мегабассейна // Геология нефти и газа. - 2009. – № 5. – С. 10–18.

Нефтематеринские свиты Западного Предкавказья, основные закономерности их формирования и перспективы нефтегазоносности / Под ред. В.В. Вебера и Д.В. Жабрева (Труды ВНИГНИ). – М.: Недра, 1966. – 296 с.

Нефть Казахстана. Морские проекты // Нефтегазовая вертикаль. - 2007. – № 1. – С. 86–92.

Парагультов Т., Парагультов Х. Восточный Казахстан: особенности геологического строения и оценки нефтегазоносности // Oil and Gas Journal Russia. - 2011. – № 1–2 (46). – С. 56–62.

Прищепина О.М., Григоренко Ю.Н., Соболев В.С., Ананьев В.В., Маргулис Е.А., Анфилатова Э.А. Узлы нефтегазодобычи глобального значения на северо-западных акваториях России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 2. – http://www.ngtp.ru/rub/6/27_2010.pdf

Рыжиков О.А., Сайдалиева М.С. О некоторых закономерностях в размещении наиболее крупных нефтяных и газовых месторождений Узбекистана // ДАН АН УзССР, 1963. – № 9.

Чэнь Линь Лю, Вэй Чжао, Цзе Чжу Слабо изученные бассейны континентального Китая // Oil and Gas Journal Russia. - 2011. – № 4 (48). – С. 40–45.

International Petroleum Encyclopedia. – 2010.

Nonmarine Petroleum Geology /Hu Jianyi and Huang Difan et al.–Petroleum Industry Press. – 1996. – 270 p.

Statistics // Oil and Gas Journal. - 2010. – V. 108. – № 102. – P. 62–67.

Zhao W., Wang Z., Li J., Xie Z. Natural Gas resources of the sedimentary basins of China // Marine and Petroleum Geology. - 2008. – V. 25. – P. 309–319.

Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S., Zhukova L.I.

All-Russia petroleum research exploration institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

THE LARGEST HYDROCARBON FIELDS - BASIS FOR DEVELOPMENT OF CENTRAL ASIA MINERAL RESOURCES BASE

The hydrocarbon potential of large oil and gas accumulation areas of Central Asia is analyzed together with the distribution of proven and probable oil and gas reserves in the six areas. The distribution and genesis of the largest oil and gas fields are studied. Total reserves amount of 275 largest accumulations is calculated. Efficiency of hydrocarbon resources management of this region depends first of the prospecting rhythm and development of the largest fields. Intensifying of pipeline systems construction and establishing inter-state export-import relations should follow first step.

Key words: hydrocarbon, the largest field, oil and gas accumulation area, hydrocarbon system, oil and gas resources, Central Asia.

References

- Abdulin A.A., Vocalevskij È.S.* Toplivno-ènergetičeskie resursy Kazahstana // Geologiâ Kazahstana. 2001. – # 3–4. – S. 86–92.
- Abilhasimov H.B.* Usloviâ formirovaniâ prirodnyh rezervuarov podsolevyh otloženij Prikaspijskoj vpadiny i ocenka perspektiv ih neftegazonosnosti: Avtoreferat doktorskoj dissertacii. – M., 2011. – 47 s.
- Grigorenko Û.N., Sobolev V.S.* Neftânye resursy akvatorij – dolgosročnyj strategičeskij rezerv Rossii // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie. - 2009. – # 3. – S. 26–32.
- Karta neftegazonosnosti mira masštaba 1 : 15 000 000 s ob"âsnitel'noj zapiskoj /Pod redakciej V.I. Vysockogo, E.N. Isaeva, K.A. Kleševa i dr. – M.: VNI Zarubežgeologiâ, 1994.
- Klešev K.A., Solov'ev B.A.* Predposylki otkrytiâ krupnyh skoplenij uglevodorodov v rossijskoj časti Prikaspijskoj vpadiny // Prioritetnye napravleniâ poiskov krupnyh i unikal'nyh mestoroždenij nefti i gaza. – M., 2004. – S. 65–72.
- Kontorovič A.È., Koržubaev A.G.* Strategiâ razvitiâ neftegazovogo kompleksa i èksporta nefti, nefteproduktov i gaza iz Rossii v Kitaj // Neftânoe hozâjstvo. - 2006. – # 11. – S. 47–54.
- Koržubaev A.G., Èder L.V.* Analiz tendencij razvitiâ neftânogo kompleksa Rossii: količestvennâ ocenka, organizacionnâ struktura // Mineral'nye resursy Rossii. Èkonomika i upravlenie. - 2009. – # 3. – S. 45–59.
- Kušmar I.A., Grigorenko Û.N., Anan'ev V.V., Belinkin V.A., Gubina E.A.* Neft' i gaz Vostočnoj Sibiri. – SPb.: Nedra, 2006. – 102 s.
- Mal'ceva A.K., Krylov N.A.* Formacionnyj analiz v neftânoj geologii. – M.: Nedra, 1986. – 184 s.
- Melihov V.N.* Produktivnost' i potencial gazoneftenosnosti Amudar'inskogo megabassejna // Geologiâ nefti i gaza. - 2009. – # 5. – S. 10–18.
- Neftematerinskie svity Zapadnogo Predkavkaz'â, osnovnye zakonomernosti ih formirovaniâ i perspektivy neftegazonosnosti / Pod red. V.V. Vebera i D.V. Žabreva (Trudy VNIGNI). – M.: Nedra, 1966. – 296 s.
- Neft' Kazahstana. Morskie proekty // Neftegazovaâ vertikal'. - 2007. – # 1. – S. 86–92.
- Paragul'tov T., Paragul'tov H.* Vostočnyj Kazahstan: osobennosti geologičeskogo stroeniâ i ocenki neftegazonosnosti // Oil and Gas Journal Russia. - 2011. – # 1–2 (46). – S. 56–62.
- Prišepa O.M., Grigorenko Û.N., Sobolev V.S., Anan'ev V.V., Margulis E.A., Anfilatova È.A.* Uzly neftegazodobyči global'nogo značeniâ na severo-zapadnyh akvatoriâh Rossii // Neftegazovaâ geologiâ. Teoriâ i praktika. – 2010. – T. 5. – # 2. – http://www.ngtp.ru/rub/6/27_2010.pdf
- Ryžikov O.A., Sajdaliyeva M.S.* O nekotoryh zakonomernostâh v razmešenii naibolee krupnyh neftânyh i gazovyh mestoroždenij Uzbekistana // DAN AN UzSSR, 1963. – # 9.
- Čèn' Lin' Lû, Vèj Čžao, Cze Čžu* Slabo izučennye bassejny kontinental'nogo Kitaâ // Oil and Gas Journal Russia. - 2011. – # 4 (48). – S. 40–45.
- International Petroleum Encyclopedia. – 2010.
- Nonmarine Petroleum Geology /Hu Jianyi and Huang Difan et al.–Petroleum Industry Press. – 1996. – 270 p.
- Statistics // Oil and Gas Journal. - 2010. – V. 108. – # 102. – P. 62–67.
- Zhao W., Wang Z., Li J., Xie Z.* Natural Gas resources of the sedimentary basins of China // Marine and Petroleum Geology. - 2008. – V. 25. – P. 309–319.