

УДК 553.98.042(267.35)

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

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА

На примере уникального по ресурсам хорошо изученного нефтегазоносного бассейна Персидского залива апробированы ранее разработанные подходы к выделению углеводородных систем и зон концентрации углеводородов разного фазового состава. Показано, что нефтяные и газовые ресурсы зон и крупнейших месторождений мегабассейна контролируются семью латерально и вертикально интегрированными углеводородными системами, что следует учитывать в прогнозе нефти и газа.

Ключевые слова: нефтяные и газовые углеводородные системы, крупнейшие месторождения, начальные ресурсы, зоны нефтегазонакопления.

В основу статьи положены многочисленные опубликованные работы по геологии и нефтегазоносности мегабассейна Персидского залива, издавна привлекавшего внимание многих исследователей уникальностью своих богатств, превышающих 54% мировых разведанных запасов углеводородов (УВ) [Забанбарк, 2010] (по данным 168 крупных месторождений*) и составляющих около 15% мировой ресурсно-геологической базы.

В качестве основного методического подхода использованы принципы выделения углеводородных систем (УВС) и их классов, связывающих воедино очаги генерации и зоны аккумуляции УВ в периоды активного протекания генерационно-миграционных процессов [Соболев, 2002; Соболев, Грохотов, 2011], при учёте общих закономерностей размещения выявленных крупнейших месторождений на окраинах континентов [Нестеров, Потеряева, Салманов, 1975; Григоренко, 2002, 2008; Забанбарк, 2010].

Из более ранних работ отечественных исследователей, имеющих прямое отношение к рассматриваемой многогранной проблеме размещения и условиям формирования крупнейших месторождений в нефтегазоносном бассейне (НГБ) Персидского залива, следует отметить труды В.Б. Оленина с соавторами (1972), Н.Н. Соловьева (1980), И.В. Высоцкого с соавторами (1990), А. Забанбарк (1986). В.А. Демидова (1994); из более поздних – Б.С. Асланова (2012).

В работе над статьей широко использовались, прежде всего, как источники фактического материала, одна из первых крупных сводок по ресурсам УВ Ближнего и

* Здесь и далее в качестве крупнейших по начальным извлекаемым запасам 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 (приложение № 3 к приказу МПР России № 126 от 07.02.2001 г.)

Среднего Востока З.Б. Бейдуна и Д.В. Даннингтона (1975) в переводе с английского под редакцией В.И. Высоцкого, а также Международная нефтяная энциклопедия (2010). В части литолого-геохимического обоснования природы нефтематеринских свит как базисного элемента УВС [Соболев, 2002], использованы труды [Halbouty and Meyerhoff, 1970; Terken and Frewin, 2000; Frans et al., 2002; Sadooni and Alsharhan, 2003; Frebourg et al., 2010; Rahimpour-Bonab et al., 2010; Mazeel, 2011; Mobarakabad et al., 2011], включённые в общий перечень использованной литературы.

Бассейн Персидского залива входит в число 15 бассейнов Гондванского окраинно-континентального пояса, который имеет протяжённость 11 тыс. км, окаймляет с юга Евразийский и с севера – Африканский континенты [Григоренко, 2008]. Общие геологические ресурсы пояса, оцениваемые в 410–420 млрд. т н. э., многократно превышают ресурсы других 7 окраинно-континентальных поясов, а также более чем в 2 раза выше двух следующих за Гондванским поясом по богатству – Северного и Западно-Тихоокеанского поясов.

Определяющую роль среди бассейнов Гондванского пояса играет несомненно мегабассейн Персидского залива, что легко устанавливается по общему количеству выявленных крупнейших месторождений, в том числе 52 уникальных со средними начальными извлекаемыми запасами 2,8 млрд. т н. э. каждое.

В структуре извлекаемых запасов крупнейших месторождений (рис. 1) заметно преобладают нефти (61,1%) тогда как доля газа в газонефтяных и газоконденсатных скоплениях составляет 17,5%, несколько уступая величине запасов в чисто газовых месторождениях (19,9%). Всего около 1,5% составляют начальные запасы газового конденсата, в общей сложности, насчитывающие около 2,5 млрд. т.

Обобщение и анализ геолого-геохимических материалов и характера размещения крупнейших месторождений позволили выделить 7 латерально и вертикально интегрированных разобщённых в пространстве УВС, различающихся, прежде всего, возрастом базисного элемента в виде доминантных материнских свит, в свою очередь контролирующего количество, масштаб и фазовый состав крупнейших месторождений (рис. 2). Класс УВС определялся по доле (% отн.) нефти в структуре начальных суммарных ресурсов и запасах крупнейших месторождений [Соболев, Грохотов, 2011].

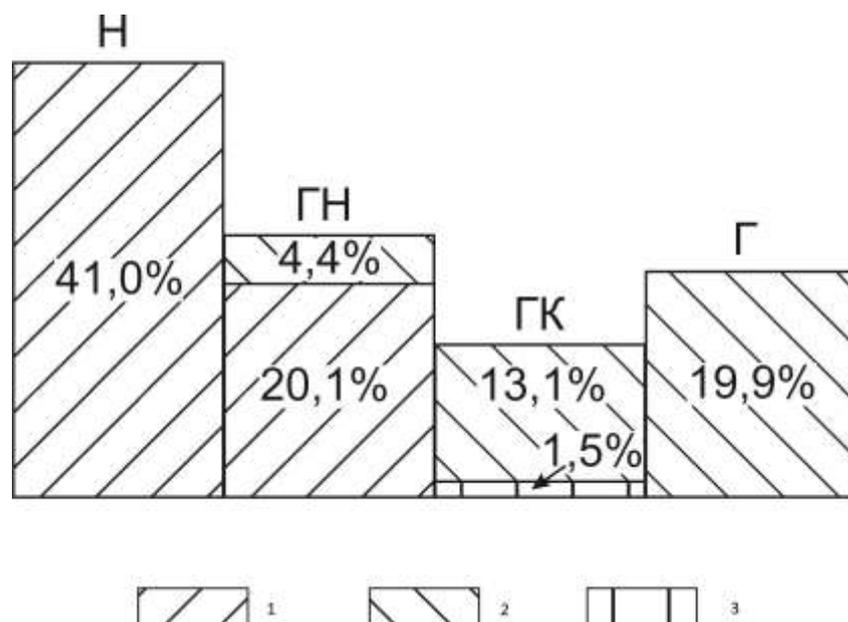


Рис. 1. Структура начальных извлекаемых запасов крупнейших нефтяных, газонефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений мегабассейна Персидского залива*
 Месторождения: H – нефтяные, GN – газонефтяные, GK – газоконденсатные, G – газовые. 1 – нефть, 2 – газ, 3 – конденсат.

* - данные по 168 месторождениям с суммарными запасами 161300 млн. т н. э.

Нефтяные богатства всего НГБ Персидского залива определяют 3 основных УВС I класса, базисный элемент которых представлен преимущественно карбонатными и глинисто-карбонатными битуминозными позднеюрскими и меловыми породами доманикового типа. Эти системы (1–3 на рис. 2) контролируют около 90% всех крупнейших месторождений бассейна и основную часть уникальных нефтяных месторождений, включая крупнейшие в мире супергиганты Большой Бурган и Гавар с запасами > 10 млрд. т.

Положение УВС в разрезе и образующих их элементов (базисного, каркасного элемента с основными региональными экранами) в схематичном виде отображены на рис. 3. Как можно видеть по распространению базисного элемента и мощности продуктивного интервала, и масштабам нефтеносности выделяются меловая и позднеюрская УВС, тогда как основные газовые УВС заметно тяготеют к выявленным или предполагаемым палеозойским и мезокайнозойским интервалам. При этом нельзя не отметить особенно интервалы повышенной нефтеносности и газоносности (нижне-позднемеловой и пермский), что связано, как мы увидим далее, с количеством, мощностью и природой нефтематеринских свит, высокими этажами продуктивности и широким распространением по площади горизонтов с высокоёмкостными свойствами коллекторов.

Общая картина распределения запасов нефти и газа в уникальных и гигантских месторождениях представлена в табл. 1.

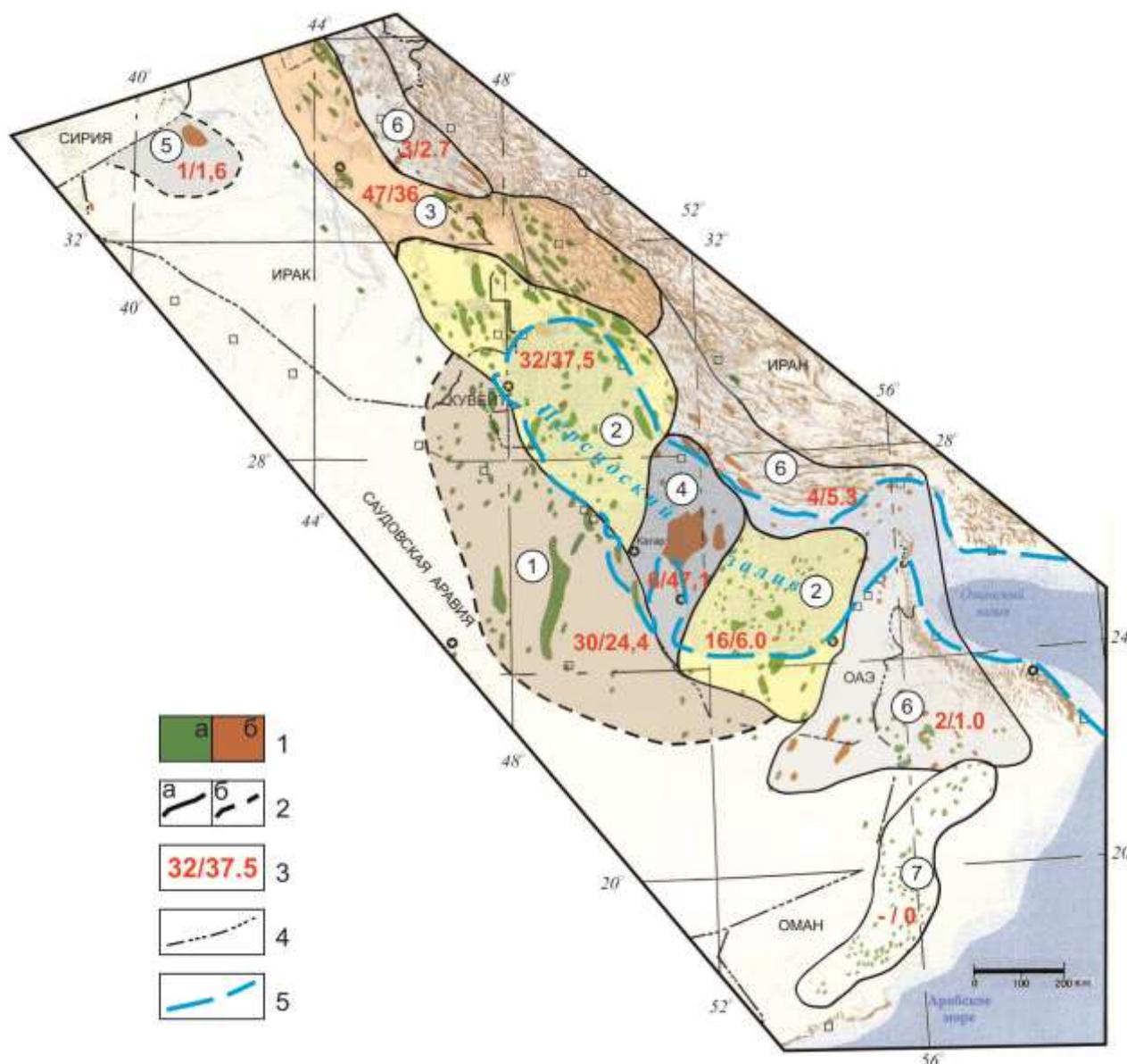


Рис. 2. Углеводородные системы Персидского залива и сопредельных регионов

1 – месторождения: а – нефтяные, б – газовые; 2 – границы УВС: а - установленные, б - предполагаемые; 3 – числитель – количество выявленных крупнейших месторождений, знаменатель – их суммарные начальные запасы (млрд. т н. э., трлн. м³); 4 - административные границы; 5 - береговая линия Персидского залива. УВС бассейна Персидского залива: 1 - позднеюрская нефтяная; 2 - меловая (неоком-сеноманская) нефтяная; 3 - мелпалеогеновая нефтяная; 4 - позднепалеозойская конденсатногазовая; 5 – позднемеловая-миоценовая газовая; 6 – нижнепалеозойская газовая; 7 – протерозойско-палеозойская нефтяная (КМ не выявлено).

Как можно видеть, нефтематеринские свиты мощностью обычно 100–150 м, развиты в разрезах позднеюрских и меловых отложений на нескольких стратиграфических уровнях. При близкой средней глубине залежей нефти в уникальных и гигантских месторождениях в ареале меловых УВ общие этажи продуктивности значительно мощнее (1053–1205 м), тогда как в ареале позднеюрской нефтяной УВС они составляют лишь 368 м.

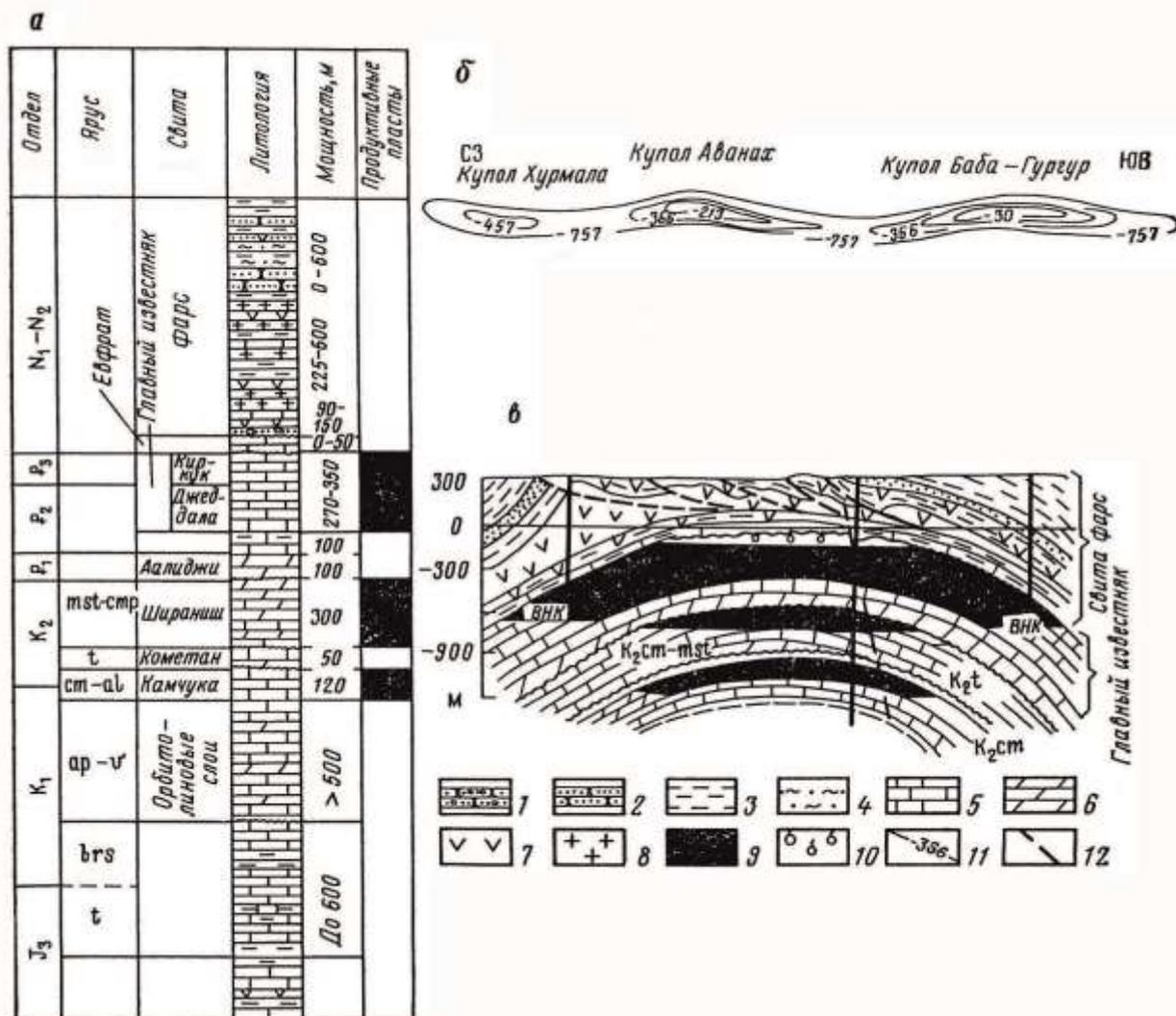


Рис. 3. Структура уникального нефтяного месторождения Киркук
(по Браудереру, Е. Даниелю, 1954)

а - стратиграфический разрез; *б* - структурная карта по кровле «главного известняка»; *в* - геологический разрез продуктивных отложений. 1 - гравелиты; 2 - песчаники; 3 - глины, аргиллиты; 4 - алевролиты; 5 - известняки; 6 - мергели; 7 - ангидриты; 8 - соль; 9 - нефть; 10 - газ; 11 - изогипсы по кровле «главного известняка», м; 12 - дизъюнктивные нарушения.

Общая величина разведанных запасов нефти в крупнейших уникальных и гигантских месторождениях в ареале УВС I класса составляет 71,2–94%, несколько снижаясь в ареале развития среднемеловой УВС, развитой на юге НГБ Персидского залива, выделяющейся также самыми низкими из УВС I класса величинами начальных нефтяных запасов при сравнительно меньшем количестве крупнейших месторождений. Газовые УВС ещё недостаточно изучены, кроме позднепалеозойской газовой системы.

Остановимся на характеристике нефтяных УВС I класса подробнее.

Таблица 1

Начальные разведанные запасы и этажи нефтегазоносности уникальных и гигантских месторождений бассейна Персидского залива в ареалах основных углеводородных систем

Базисный (материнский) элемент основных УВС (номер на рис. 2)	Общие начальные запасы КМ в ареале УВС (млрд. т, трлн. м ³)	Количество КМ* в ареале развития УВС			Начальные извлекаемые запасы нефти и газа в уникальных и гигантских КМ, млн. т, млрд. м ³		Продуктивный интервал разреза (индекс)	Глубины залежей нефти в уникальных и гигантских КМ, м	Этаж нефтегазоносности, м от – до ср.
		всего	в том числе		от – до ср.	доля (%) от общих запасов КМ			
			уникальных	гигантских					
нефтяные УВС									
позднеюрские битуминозные карбонатные свиты араб, ханифа, джубайл А-С (1)	24,4	30	8	1	$\frac{140-11100}{2114}$	79,0	J ₃ (редко J ₂ -Т, К ₁)	$\frac{1550-3000}{1995}$	$\frac{150-900}{368}$
нижнемеловые глинисто-карбонатные свиты зубайр, шуайба, бурган, вара, тамама (2)	43,5	48	13	6	$\frac{130-10700}{2636}$	83,0	K ₁₋₂ -P (редко N ₁)	$\frac{370-3600}{2033}$	$\frac{300-2900}{1205}$
позднемеловые карбонатные свиты сарвак, мишриф, нахр-умр (3)	36,0	47	3	2	$\frac{135-2264}{1063}$	32,5	K ₂ -N ₁	$\frac{300-3920}{2175}$	$\frac{350-1400}{1053}$
газовые УВС									
пермская угленосная толща и морские нижнепалеозойские (силурийские) отложения (4)	47,1	6	3	2	$\frac{875-25000}{7136}$	91,0	P ₁ -K	$\frac{900-2900}{-}$	$\frac{200-900}{550}$
глинисто-алевритовая толща нижнего палеозоя (5)	4,2**	1	1	–	1600	–	PZ ₁	$\frac{2600-3600}{3100}$	> 1000
мел-кайнозойская глинистая толща (6)	9,0	9,0	4	3	$\frac{313-1038}{400}$	85,0	K ₂ -KZ	$\frac{2700-2900}{2800}$	–

* КМ – крупнейшие месторождения;

** – прогнозные ресурсы газа по М.А. Мазеел (2012).

Позднеюрская УВС развита на площади около 300 тыс. км² в пределах самого крупного Центрально-Аравийского пологого мегаподнятия субмеридионального простирания и его северо-восточного склона, охватывает прибрежные районы и часть акватории Персидского залива и сформирована главным образом на базе развитых в очагах генерации позднеюрских битуминозных карбонатных материнских свит доманикового типа ханифа и араб; общая мощность верхней юры от 381 м в прибрежных районах до 534 м во впадинах Персидского залива. В качестве дополнительных источников нефти второстепенного значения выступают также триасовые и среднеюрские терригенные и карбонатные формации, содержащие промышленные скопления УВ лишь на отдельных месторождениях—супергигантах (например, Гавар, Абкайк, Берри*). Региональной экранирующей толщей в ареале УВС является завершающая осадконакопление в верхнеюрскую эпоху ангидритовая покрывка хит, мощностью около 70 м. Основной аккумулярующей толщей служит циклически построенная свита араб (пачки А, В, С, D калькаренитовых известняков мощностью первые десятки до 61 м). Некоторые детали строения и нефтеносности одного из нефтяных супергигантов – месторождения Гавар, приведены в монографии И.И. Нестерова с соавторами (1975). В частности, отмечается аномально высокая площадь массивных залежей в основной свите араб, развитой на площади около 5000 км², их связь с зернистыми пористыми доломитизированными оолитовыми известняками, эффективной мощностью 45–50 м, пористостью до 30%, проницаемостью 800–1500 мД.

Глубины основных залежей нефти (1700–2000 м) соответствуют свойственным карбонатным отложениям других нефтегазоносных провинций (например, Волго-Уральской, Северного склона Аляски), генетическим процессам, происходящим на палеоглубинах до 1,7–2,5 км (стадия катагенеза МК₁ – начало МК₂) при близких (первые десятки км) путях миграции от очагов генерации до структурных зон аккумуляции. Об этом подобии свидетельствуют и свойства нефтей, отличающиеся средней плотностью, повышенным осернением (свыше 2%), а также низкими значениями пристан/фитанового отношения (менее 1) и соотношения гопаны/стераны в составе полицикланов (порядка 2,5–3,0).

В качестве материнских пород на стадии катагенеза МК₁ выступают морские известняки и мергели поздней юры, формирующиеся в резко восстановительных обстановках. Значения катагенеза в очагах генерации УВ, определённые по стерановому и фенантреновому индексам, соответствуют $R_0 = 0,8\%$ и находятся в узком интервале давлений и температур.

* В названии УВ системы не учтены.

Характерной особенностью района (юрского суббассейна), определяемого развитием позднеюрской нефтяной системы I класса, является также широкое развитие морских юрских карбонатных образований повышенной мощности (около 1000 м) при сокращённой толщине меловых отложений, залежи в которых встречаются лишь при изменении литологического состава и нарушенности сбросами региональной ангидритовой покрывки. В верхних горизонтах продуктивной юрской толщи при снижении пластового давления иногда формируются крупные газовые шапки, в том числе и на месторождениях–супергигантах, запасы газа в которых иногда достигают значительных величин.

Следует отметить, что 8 уникальных скоплений и месторождений из 30 крупнейших в ареале позднеюрской УВС содержат 19,5 млрд. т н. э., что составляет около 80% запасов УВ (в основном нефти), контролируемых ареалом распространения доминантной позднеюрской УВС I класса. К ним, помимо Гавара, относятся супергиганты Абкайк и Манифа (запасы 1,8 и 1,6 млрд. т н.э.), Катиф и Берри (1,2 и 1,6 млрд. т н.э.), а также уникальные нефтяные месторождения Абу-Сафа, Духан, Хурсания, Умм-Шейф (запасы нефти в сумме 2,26 млрд. т).

Меловая (неоком-сеноманская) нефтяная система с северной и южной подсистемами в 48 крупнейших месторождениях контролирует в общей сложности 43,5 млрд т начальных нефтяных запасов. Мощный (около 3 км) меловой терригенно-карбонатный комплекс широко распространён во внешней зоне Месопотамского передового прогиба, охватывая крупные валлообразные структуры Северного ареала Персидского залива, а также сыгравшую в качестве одного из основных очагов генерации нефти Басра-Кувейтскую впадину с крупнейшим в мире нефтяным супергигантом Большой Бурган (10,7 млрд. т), принадлежащим Кувейту. Вместе с семью другими супергигантами в меловых отложениях (запасы 1–5 млрд. т), выявленными в прибрежных районах Саудовской Аравии и Ирака, они содержат более 70% суммарных запасов нефти указанных районов. В их числе Лулу-Эсфандиар (5,0 млрд. т), Сафания-Хафджи (3,2 млрд. т), Румейла (2,7 млрд. т), Западная Курна (1,8 млрд. т) и другие месторождения.

Основные нефтематеринские свиты связаны с глинистыми сланцами, мергелями и битуминозными известняками формаций мауддут, зубайр, шуайба (апт-неоком), а также альб-сеноманских свит (бурган, вара), принадлежащих группе доманиковых фаций формации вазиа. В юрских отложениях, отделённых от мелового комплекса мощной соленосной толщей, в рассматриваемом ареале залежей нефти и газа пока не обнаружено.

Доманиковая природа материнских свит выражается в близких свойствах и индивидуальном составе нефтей (плотность 0,864 г/см³, содержание серы 2,1%, выход бензина около 22%). Подавляющая часть залежей в ареале распространения меловой УВС

связана не с калькаренистыми известняками, а с разнозернистыми базальными песками и песчаниками формации вазиа (альб-сеноман), экранируемыми в её кровле глинами ахмади.

По данным И.И. Нестерова с соавторами (1975) песчаные пласты, мощностью 3–5 до 20 м, в сочетании образуют мощную (свыше 300 м) гидродинамически единую альб-сеноманскую продуктивную толщу, залегающую в интервале глубин 970–1380 м. Высокие коллекторские свойства песчаников (пористость 20–35%, проницаемость 4–30 мД), близкие пути миграции от очагов генерации к крупным высокоамплитудным (до 450 м) структурным ловушкам и оптимальные условия изоляции залежей способствуют формированию в меловом комплексе целого семейства супергигантов и уникальных месторождений нефти. Так, площадь нефтеносности на месторождении Большой Бурган достигает 1230 км² при высоте основной залежи около 300 м. Дебиты нефти – устойчивые и превышают 1,5–2 тыс. т/сут.

Нефтеносность ещё полностью не разведанных неокомских пластов связана с высокопористыми оолитовыми известняками мощностью до 260 м, при опробовании которых дебиты нефти превышали 1,7 тыс. т/сут.

Южная нефтяная УВ подсистема I–II класса, достаточно узко стратифицированная, сформирована на базе богатых органическим веществом сланцево-карбонатных материнских свит *позднего мела* (формация натих, альб-сеноман-турон) шельфового генезиса. Она распространена в южной части НГБ Персидского залива, охватывая воды Ирана и северной части Омана, Объединённых Арабских Эмиратов. В складчатом обрамлении породы этой толщи обнажены, хорошо изучены, а отдельные свиты (элементы секвенсов) сопоставлены с разрезами глубоких скважин.

По данным S.P. Frans с соавторами (2002), содержание ОВ пород колеблется в сланцах от 0,5 до 14%, а значения водородных индексов от 110 до 650 мг УВ/1 г C_{орг}; что указывает на принадлежность материнских пород к I–II генетическому типу и их формирование в обстановках от мелководной до глубоководной частей палеошельфа. Общая мощность формации натих около 300 м [Frans, 2002].

В ареале развития меловой материнской формации натих в южном секторе Персидского залива и сопредельной суше выявлено 16 крупнейших месторождений с общими запасами около 6 млрд. т н.э. Большая часть относится к группе газонефтяных (с газовыми шапками) и отвечает по рангу гигантским и крупным месторождениям в сочетании с большим количеством мелких и средних по запасам месторождений. Однако на отдельных структурах залежи нефти обнаружены также в юрских и неокомских отложениях; такие месторождения по общим запасам относятся к уникальным. В ряде месторождений продуктивная часть разреза охватывает и кайнозойские пласты известняков,

распространённых в разрезе вплоть до перекрывающей их верхней миоценовой эвапоритовой покрывки.

Ещё одна *УВ мел-миоценовая существенно нефтяная система* со значительным числом выявленных крупнейших месторождений (47) и общими запасами около 36 млрд. т н. э. распространена в осевой части и внутренней зоне Месопотамского прогиба, охватывая часто выделяемые Предтаврский, Киркукский и Бушир-Ахваский ареалы нефтегазонакопления [Оленин, 1972; Высоцкий, 1990]. Большая часть разведанных запасов здесь сконцентрирована не в уникальных, а крупных и гигантских месторождениях. Пять уникальных и гигантских нефтяных месторождений заключают в общей сложности 12,2 млрд. т н.э. или 34% от их общей величины разведанных запасов в крупнейших месторождениях (см. табл. 1).

Характерной особенностью продуктивного мел-олигоценного интервала разреза, экранированного миоценовой регионально распространённой соленосной свитой фарс мощностью до 500 м, является концентрация основных запасов в так называемом главном известняке (палеоген), мощностью 270–350 м. Залежи в пористых, кавернозных и трещиноватых известняках верхнемеловых горизонтов (кампан-маастрихт) имеют несколько меньше запасы. Подобным образом «построено», например, старейшее уникальное нефтяное месторождение Киркук, которое может служить эталоном для других крупных УВ-скоплений (см. рис. 3). Залежи выявлены в небольшом интервале глубин (300–1400 м) и, по мнению многих исследователей, имеют общий источник в средне-верхнемеловых отложениях. Это – карбонатные битуминозные формации сарвак, мишриф – литофациальные аналоги свиты натих в южной части Персидского залива [Данингтон, 1961; Нестеров, Потеряева, Салманов, 1975; Frans et al., 2002].

В отличие от зон аккумуляции во внешней части Месопотамского прогиба, и склоне Центрально-Аравийского поднятия крупнейшие месторождения в рассматриваемом газонефтяном Ирано-Иракском регионе приурочены к эшелонированным антиклинальным структурам, протяжённостью до 345 км и амплитудой отдельных локальных структур до 800 м.

Наряду с преимущественно и существенно нефтяными УВС, формирующими в целом нефтяной профиль провинции Персидского залива, отчётливо выделяется несколько газовых и конденсатногазовых УВС.

Основная из них *позднепермская конденсатногазовая УВС* с разведанными запасами газа в 6 супергигантских месторождениях 47,1 трлн. м³ развита в центральной части и прибрежной зоне Персидского залива. В грубозернистых высокоёмких эолинитовых (aolianite) кластитах и мелководных кавернозных известняках верхней перми – свитой хуфф

– здесь на глубинах 900–1800 и 2700–3400 м развиты такие преимущественно морские газовые гиганты мирового класса, как Северный купол Южного Парса в Катаре (запасы 25 трлн. м³), Северное (запасы газа 12,7 трлн. м³, конденсата 1,7 млрд. т), а также уникальные месторождения Парс (2,1 трлн. м³), Канган (1,4 трлн. м³), структура «W» (1 трлн. м³) в Иране. Источником газа, по-видимому, являются в этом обширном регионе как верхнепалеозойские субугленосные толщи – возможные аналоги формации ротлигендес в Западной Европе и Северном море, а также более древние нижнепалеозойские образования.

Основные месторождения приурочены к пологому поднятию Катар субмеридионального простирания, разделяющего, в свою очередь, нефтяные ареалы южной и северной частей акватории Персидского залива.

Имеющиеся данные А. Забанбарк (2010), G Frebourg с соавторами (2010) о природе резервуаров продуктивной свиты хуфф, их распространении, а также наличие нефтяных оторочек и высоких конденсатных факторах на ряде крупнейших месторождений свидетельствуют о сложном механизме формирования газовых гигантов, связанных, вероятно, с прокачкой высоконапорными массами газа нефтяных палеозалежей с частичным растворением их низкокипящих фаций и вытеснением малоподвижной высокосмолистой части нефти к периферийным частям локальных поднятий. В сохранении уникальных скоплений УВ газов решающую роль сыграли эвапоритовые покрышки в кровле терригенно-карбонатной формации хуфф.

Принципиальное значение имеет установление источников таких запасов газа и конденсата. По этому поводу специальные изотопно-геохимические исследования проводились начиная с 1995 г. Их обобщение было выполнено сравнительно недавно, а результаты опубликованы [Mobarakabad, 2011]. На основании изучения индивидуального состава низкокипящих фракций конденсатов Южного Парса и изотопного состава углерода метана со значениями от – 29,5 до – 33,9‰ был сделан вывод об их генетическом единстве с продуктами пиролиза нижнесилурийских горючих сланцев («hot shales»), широко развитых в восточной части Саудовской Аравии и достигших катагенетической зрелости до стадии МК₅ (R₀ 1,72–1,75 и выше). В районе газоконденсатных месторождений и к северу от них подобные породы в разрезе отсутствуют. Предполагается формирование сланцев в морских или озёрных бескислородных обстановках, о чём свидетельствует, помимо состава лёгких метано-нафтенных и ароматических фракций, низкое содержание сероводорода в газе. Миграция высоконапорных конденсатных и сухих газов предполагается из обширных палеоочагов генерации, расположенных к юго-западу от Катарского палеосвода. В этом случае масштабы миграции конденсатного газа по латерали близки к 200–250 км. Примерно такие же масштабы миграции газа следует предполагать и при формировании гигантских

месторождений в пермотриасовых коллекторах Иранской прибрежной части Персидского залива. Основное время формирования газовых месторождений следует связывать с меловой эпохой, хотя и в последующие периоды происходило переформирование палеозалежей с расширением этажа газоносности вплоть до нижнемеловых отложений, залегающих под соленосной покрывкой на глубинах меньше 1000 м (месторождение Северное).

За пределами распространения пермской соленосной покрывки широко развита ещё одна *позднемеловая–миоценовая газовая УВС IV класса (УВС-6)*. Она охватывает разобщённые группы многочисленных газовых месторождений внутренней зоны Месопотамского прогиба, Предоманский солянокупольный бассейн, а на севере простирается до предгорий Восточного Тавра. В этих районах в основном развиты мелкие и средние по масштабам газовые месторождения, а единичные крупнейшие скопления формируются на крупных структурах древнего заложения и выделяются высоким этажом газоносности. Во всех указанных районах под миоценовой региональной соленосной покрывкой выявлено всего 9 крупнейших месторождений (включая 3 уникальных) с общими запасами газа 8,3 трлн. м³. Источники, насколько можно судить по компонентному составу газа, скорее всего, удалены от зон аккумуляции и возможно связаны с палеозойскими отложениями.

К категории газовых следует относить также *нижнепалеозойскую УВС*, развитую в платформенной части бассейна Персидского залива. По данным М.А. Mazeel (2011), в этих отложениях выявлено одно из крупнейших в Ираке газовых месторождений – Аккас – с запасами 1,6 трлн. м³. Месторождение полностью не разведано. В ходе проведения бурения до глубины 4238 м были обнаружены интенсивные нефтепроявления, а газовые залежи содержали тяжёлые УВ С₂–С₂₀, с присутствием конденсатной фазы. Однако основные залежи газа, генерированные глинистыми толщами ордовика (формация хабор), представлены сухим метановым газом. В его составе преобладает метан (80,49%), этан (8,92%) и пропан (3,54%), остальные гомологи метана до С₈ включительно содержатся в незначительных количествах; кислые газы при этом не обнаружены. Газовые залежи выявлены в двух пластах песчаников мощность 25 и 80 м с пористостью 10–17%, проницаемостью 500 мД.

Приведенные данные свидетельствуют о значительных глубинах генерации газа в условиях аномально высокого пластового давления и высоких температур, которые в зоне генерации с глубины 3300 м зафиксированы в разведочных скважинах ($t_{пл}$ – 146°C на глубине 3300 м). Некоторые исследователи предполагают дальнюю миграцию газа из Месопотамского прогиба [Mazeel, 2011]. Возможно, нижнепалеозойская терригенная толща с прослоями мергелей и известняков распространена в меньших мощностях и за пределами Ирака, где на территории Сирии выявлен ряд газовых месторождений.

Завершая обзор по УВС, распространённым в НГБ Персидского залива, нельзя не упомянуть о солянокупольном нижнепалеозойском нефтегазовом районе в его южной части, хотя крупных месторождений здесь пока не обнаружено. В этом районе на территории Омана выявлено более трёх десятков месторождений, контролируемых ареалом распространения в суббассейне Фахуд кембрийской соленосной формации дахабан.

Характер распространения материнских пород УВС дахабан и механизм формирования зон нефтегазонакопления рассмотрен в крупной работе [Terken and Freewin, 2000]. Из приведенных указанными авторами данных можно заключить, что газовые очаги генерации УВ расположены на значительном удалении (возможно до 200–300 км) от зон аккумуляции, представляющих сообщества мелких по размерам локальных структур и кепроков соляных куполов в формации шариф, экранируемой плотными известняками формации хуфф. Дальние пути латерально-вертикальной ступенчатой миграции и небольшие размеры локальных структур привели к значительному рассеиванию УВ и формированию преимущественно мелких УВ-скоплений, свойственных обычно надсолевым отложениям других солянокупольных регионов и бассейнов.

Между тем сами материнские породы имеют морской генезис и характеризуются значительным содержанием гумито-сапропелевого ОВ (до 5%) с высокими (до 500 мг УВ/1 г $C_{орг}$) значениями водородных индексов, а по комплексу биомаркеров в составе изопренанов, полицикланов и изотопным характеристикам вполне сопоставимы с докембрийскими и нижнекембрийскими источниками УВ в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции Сибирской платформы, что впервые отмечено А.Э. Конторовичем (2009). Однако в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции условия сохранности залежей были вероятно более благоприятными, поскольку они связаны с меньшей первичной мощностью соли и отсутствием ярко выраженного соляного тектогенеза.

Природной связующей формой, соединяющей УВС и крупнейшие месторождения, являются зоны УВ накопления, частично рассмотренные в настоящей работе.

Выбор Ирака для зональных построений с элементами отдельного прогноза нефти и газа не случаен, поскольку северные районы бассейна Персидского залива и на сегодня обладают большими потенциальными возможностями в части открытия новых крупных скоплений нефти и газа, а ряд месторождений здесь разрабатывается, как известно, при участии российских геологов-нефтяников [Виноградова, 2012; Mazeel, 2011]. По данным О. Виноградовой к 2035 г. доля Ирака в мировом экспорте нефти будет составлять около 25%, а экспорт газа приблизится к 20 млрд. м³ при общих доказанных к настоящему времени запасах газа около 3,4 трлн. м³.

Руководствуясь ранее разработанными и апробированными на примерах многих отечественных и зарубежных бассейнах акваторий способами выделения и оконтуривания зон нефтегазонакопления как природных группировок возможных ловушек УВ [Зоны нефтегазонакопления окраин..., 2002; Григоренко, Соболев, 2008], на территории Ирака с северной частью акватории Персидского залива авторами выделено 10 зон фактического нефтегазонакопления и 3 перспективные на разных горизонтах разреза блока (М.А. Mazeel, 2012).

С использованием географической основы и размещения месторождений Ирака из Международной нефтяной энциклопедии (2010) на рис. 4 представлена схематическая карта всех выделенных 13 зональных объектов, а в табл. 2 дана их развёрнутая ресурсно-геологическая характеристика. Карта выполнена в сравнительно мелком масштабе и отражает лишь принципиальную картину размещения зональных объектов. В мегабассейне Персидского залива зоны нефтегазонакопления выделяются большими размерами, ресурсами и зональной плотностью, в ряде случаев на порядок и более превышающие величины, свойственные среднестатистической зоне бассейнов Атлантической группы континентальных окраин на средиземноморском этапе развития.

Основные шесть нефтяных зон в мел-кайнозойских отложениях контролируются ареалами распространения второй и третьей нефтяных УВС (см. рис. 2), приуроченных в свою очередь к северной части протяжённого платформенного Месопотамского краевого прогиба и линейным антиклинальным зонам предгорий Загросского орогена. Площади зон варьируют от 18,4 км² до 980,0 км², зональные ресурсы зон, объединяющих от 3 до 13 крупнейших месторождений колеблются от 1080 до 14700 млн. т н. э. нефти. Наиболее высокоресурсные зоны Румейла и Киркук характеризуются максимальными плотностями ресурсов (3395–7990 тыс. т/км²), высокими этажами продуктивности при небольших глубинах верхней залежи (300–800 м). В названных шести зонах концентрируются все уникальные и большая часть гигантских месторождений нефти, в том числе и крупнейшие в Ираке известные месторождения Румейла, Западная Курна, Киркук, Западный Багдад с извлекаемыми запасами свыше 1 млрд. т (см. табл. 2).

Общее представление о строении уникальных месторождений даёт рис. 3 месторождения Киркук, на котором массивно-пластовые залежи в известняках позднего мела и палеогена (пачки камчука, ширанши и главного известняка) высотой 120–300 м, разделены зональными мергельно-карбонатными покрывками. В целом месторождение изолированно мощной региональной глинисто-ангидритовой миоценовой покрывкой свиты фарс.

Высокоресурсные нефтяные зоны контролируются также общей мощностью позднемелового карбонатного комплекса, достигающей 915 м, тогда как в более южных

районах она составляет 229–458 м [Мина, 1972]. Примерно в 2 раза выше здесь по сравнению с более южными районами мощность карбонатной продуктивной части разреза палеоцено-эоценовых отложений.

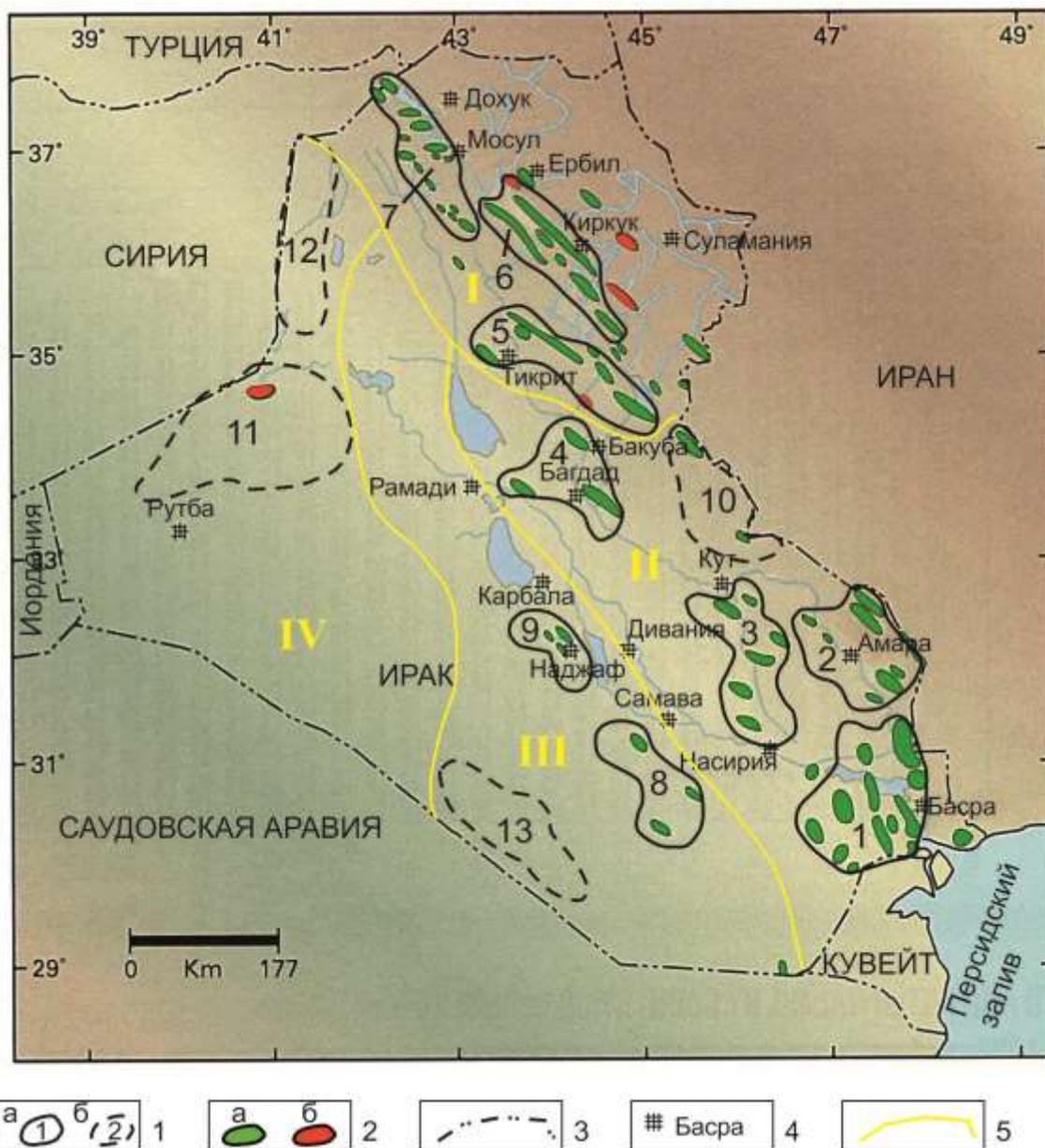


Рис. 4. Зоны нефтегазонакопления северной части бассейна Персидского залива (Ирак)

(топоснова по Международной нефтяной энциклопедии, 2010)

1 - границы и номера зон нефтегазонакопления (а - установленные, б - предполагаемые по М.А. Mazeel (2012)); 2 - месторождения: а - нефтяные и газонефтяные, б - газовые; 3 - государственные границы; 4 - крупные населённые пункты; 5 - границы основных тектонических элементов (I-IV). Основные тектонические элементы: I - передовые линейные мезокайнозойские антиклинальные зоны предгорий Загросского орогена; II - Месопотамский платформенный мелкайнозойский краевой прогиб; III - мезозойский склон древнего Центрально-Аравийского поднятия; IV - Аравийская палеозойская платформа.

Таблица 2

Доказанные зоны нефтегазонакопления и прогнозируемые перспективные районы (блоки) северной части бассейна Персидского залива (Ирак)

Номер зон на рис. 4	Название зоны, номер блока	Тип УВС (номер на рис. 2)	Площадь зоны, км ²	Количество месторождений в зоне (в том числе крупнейших)	Фазовое состояние УВ в зоне	Начальные извлекаемые ресурсы УВ в зоне, млн. т н.э.	Плотность извлекаемых ресурсов в зоне, тыс. т/км ²	Глубина верхней залежи, м	Этаж нефтегазоносности, м	Возраст коллекторов (состав, горизонты)	Наибольшее месторождение в зоне: нефть – млн. т, газ – млрд. м ³ (извлекаемые)
1	Румеила	нефтяная (2)	18400	13 (9)	Н	14700	7990	450	300-2900	нижний–средний мел, миоцен (песчаники зубайр, нахр-умр, известняки румеил, мишриф, ямама)	Rumaila н – 4216, г – 336 (попутный)
2	Бузурган	нефтяная (3)	12600	9 (6)	Н	1080	857	300	до 1100	средний мел, палеоген (известняки мишриф и др.)	Buzurgan н - 136
3	Насирия	нефтяная (3)	11600	6 (5)	Н	1250	1065	500	до 1500	средний мел, палеоген (известняки мишриф, песчаники зубайр)	Nasiriya н – 440
4	Западный Багдад	нефтяная (3)	980	3 (3)	Н	1590	1530	800	до 1400	средний–поздний мел, неоген (известняки мишриф, главный известняк фарс)	West Bagdad н – 1088, г – 367 (попутный)
5	Тикрит	нефтяная (3)	11800	6 (5)	Н	1400	1185	600	до 1200	поздний мел, неоген (известняки шираниш, камчука)	Ticrit н – 680
6	Киркук	нефтяная (3)	10600	7 (6)	Н	3600	3395	300	до 1100	нижний–поздний мел, палеоген-миоцен (главный известняк и известняки киркук, шираниш, камчука)	Kirkuk н – 2185, г – 256 (попутный)
7	Мосул	нефтяная (3)	10000	14 (2)	Н	750	150	900	до 600	поздний мел, палеоген (известняки шираниш, асмари)	Qaiyarah н – 68
8	Салман	нефтяная (2)	9000	3 (3)	Н	240	260	1200	до 200	нижний мел (известняки ямама)	Salman н – 68
9	Кифи	нефтяная (2)	4400	3 (0)	Н	150	340	1300	до 100	нижний–средний мел (известняки мауддут)	Kifi н – 60
10	Блок 8*	нефтегазовая (6)	8800	6 (2)	НГ	1050	1190	800	до 1100	неоген (известняки верхнего фарса)	Nan Doman н – 30, г – 70
11	Аккас	газовая (7)	22400	9 (1)	ГК	4200	1870	2600	> 1000	нижний палеозой (карбонатные и терригенные коллектора)	Akkas г – 1600
12	Блоки 1, 2*	газовая (7)	11000	-	НГ	5500	500	900	2400	нижний палеозой, мезозой (карбонатные и терригенные коллертора)	прогнозная нефтегазовая зона
13	Блоки 11, 12*	нефтяная (1-2)	12000	-	ГН	9800	820	1500	1300	верхняя юра - нижний мел (карбонатные коллектора)	прогнозная газонефтяная зона

Хотя в пределах выделенных нефтяных зон резко доминируют карбонатные резервуары позднемелового возраста, значительная часть запасов нефти зон Румейла и Насирия связана с мощными базальными песчаниками зубайр и нахр-умр, играющими большую роль как аккумулярующие комплексы в более южных районах бассейна Персидского залива.

В более северных и западных районах (зоны Мосул, Салман, Кифи) величина зональных нефтяных ресурсов, их плотности вместе с этажами продуктивности резко снижаются, а крупные месторождения в отсутствии гигантских и уникальных встречаются редко (см. табл. 2). При общем снижении мощности мелового нефтегазонасного комплекса в качестве аккумулярующих толщ выступают единичные пачки проницаемых известняков (шираниш, или ямама, или мауддут), залегающие лишь непосредственно под зональными или региональными покрывками. Из крупных месторождений (наибольших в каждой зоне) с начальными запасами 60–68 млн. т следует отметить Салман, Кифи и Квиарах. В отличие от высокоресурсных нефтяных зон, связанных с Месопотамским краевым прогибом и передовыми антиклинальными линейными структурами Загроса, более низкоресурсные зоны расположены в пределах восточного склона Центрально-Аравийского поднятия, куда развитая в более южных районах Персидского залива доминантная позднеюрская материнская свита, по-видимому, не распространяется.

По мере приближения к складчатым областям Загроса нефтяные зоны постепенно сменяются нефтегазовыми и газовыми зонами с концентрацией основных запасов УВ в неогеновых отложениях под региональной эвапоритовой миоценовой покрывкой свиты фарс. Ярким примером является прогнозируемый М.А Mazeel (2012) блок 8 близ границы Ирана с Ираком с выявленным в нём крупным нефтегазовым месторождением Нан Доман (см. табл. 2).

К числу газонефтяных прогнозных зон по позднеюрскому и нижнемеловому комплексам, вероятно, можно отнести расположенную в южной части Ирака и соответствующую примерно по площади блокам 11 и 12 М.А Mazeel нефтяную зону 13 (см. рис. 4, табл. 2). Её прогнозные ресурсы с учётом возможности нахождения в ареале развития позднеюрской УВС I класса оцениваются с учётом данных М.А Mazeel в 9800 млн. т при расчётной плотности в 820 тыс. т/км² и высоком этаже продуктивности (1300 м). Основные газовые ресурсы прогнозируются в северо-западной части Ирака, где они, вероятно, связаны, в основном, с нижнепалеозойскими отложениями, слагающими Центрально-Аравийское платформенное поднятие и приурочены к зонам 11 и 12. Основанием к их оценке помимо расчётных ресурсных данных по прогнозному блоку 3 М.А Mazeel послужили материалы уникального газового месторождения Аккас, выявленному в раннесилурийской одноимённой терригенной формации в зоне 11 (см. табл. 2). Оценивая

указанные прогнозные зоны как существенно газовые, нельзя исключать здесь наличие нефтяных оторочек в залежах, а также высокие выходы стабильного газового конденсата, что было отмечено выше при характеристике УВС. Ориентируясь на газовые ресурсы месторождения Аккас и фонд выявленных структур, общие прогнозные ресурсы свободного газа зоны Аккас и оценённых ресурсов в блоках 1 и 2 М.А Mazeel (2012) составляют около 9 трлн. м³.

Суммарные начальные разведанные и прогнозируемые газовые ресурсы по нижнепалеозойским отложениям оцениваются ориентировочно в 9,7 трлн. м³. Вместе с другими газоносными районами только доказанные запасы газа Ирака составляют вместе с попутным газом 7,9 трлн. м³ [Виноградова, 2012]. Однако крупные газовые месторождения ещё не доразведаны, а газоносные прогнозные зоны слабо изучены глубоким бурением. По расчётам Международного энергетического агентства, публикуемым в серии World Energy Outlook, согласно основному сценарию значительный по масштабам экспорт газа начнётся лишь к 2020 г. и достигнет величин 20 млрд. м³ примерно к 2035 г. [Виноградова, 2012].

Выводы

Громадные ресурсы бассейна Персидского залива, выделяющие его даже в категории нефтегазоносных бассейнов средиземноморского этапа развития, принадлежащих Гондванскому поясу, по-видимому объясняются тесным взаимодействием надрегиональных, региональных (бассейновых), зональных и локальных факторов на протяжении длительной истории его развития и становления. Они обеспечили высокие генерационные, аккумулирующие возможности бассейна, оптимальные условия сохранности УВ при высокой доле их концентрации в природных залежах. На протяжении длительной геологической истории были сформированы 7 латерально и вертикально интегрированных УВС палеозойского и юрско-мелового возраста, контролирующих размещение более 90% крупнейших месторождений нефти и газа всего Гондванского окраинно-континентального пояса нефтегазонакопления. В 168 крупнейших месторождениях мегабассейна Персидского залива сосредоточено свыше 160 млрд. т н. э. извлекаемых УВ, более 60% в которых занимают залегающие в диапазоне глубин 300–4000 м запасы нефти. По общим начальным запасам нефти крупнейших месторождений, Персидского залива меловая система сохраняет своё мировое лидирующее положение не только по газу (45%), но и по нефти (29% общих запасов крупнейших месторождений).

Как было показано при характеристиках УВС мегабассейна, определяющую роль в формировании крупнейших месторождений играли генетические процессы. Зоны аккумуляции были тесно сопряжены с очагами генерации УВ (например, Басра-Кувейтский

нефтяной очаг), что до минимума миграционные потери УВ, по крайней мере, при формировании нефтяных зон.

На региональном и бассейновом уровнях нефтегазоносность мегабассейна Персидского залива определяется количеством и природой материнских свит, общими величинами этажа продуктивности, изоляцией залежей, а на зонально-локальном уровне дополнительно амплитудой и размерами структур, площадью распространения и мощностью высокоёмких карбонатных и терригенных коллекторов.

Литература

Асланов Б.С. Нефтегазоносные провинции Персидского залива и Южного Каспия – реликтовые остатки палеотетиса // *Каротажник*. – 2012. – № 10. – С. 4–11.

Бейдун З.Р., Даннингтон Г.В. Нефтяная геология и ресурсы Ближнего и Среднего Востока / Пер. с англ. под ред. В.И. Высоцкого. – М.: Недра, 1977. – 135 с.

Виноградова О. Ирак как фактор мировой энергетики // *Нефтегазовая вертикаль*. – 2012. – № 22. – С. 17.

Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – М.: Недра, 1990. – 206 с.

Григоренко Ю.Н. О нефтегазонакоплении на окраинах континентов // *Теория и практика нефтегеологического прогноза: сб. статей*. – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – С. 161–183.

Григоренко Ю.Н., Соболев В.С. Детальный прогноз – основа эффективных нефте- и газопоисков в акваториях морей России // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2013. – Т. 8. – № 1. – http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2013.pdf.

Демидов В.А. Особенности нефтегазоносности бассейна Персидского залива // *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. – 1994. – № 11. – С. 14–18.

Забанбарк А. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности Персидского залива // *Советская геология*. – 1986. – № 11. – С. 112–114.

Забанбарк А. Распространение крупных месторождений нефти и газа – источник углеводородной дегазации (бассейн Персидского залива) // *Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь: материалы Всероссийской конф.* - М.: ГЕОС, 2010. – С. 168–171.

Зоны нефтегазонакопления окраин континентов / Под ред. Ю.Н. Григоренко, И.М. Мирчинка. – М.: Геоинформмарк, 2002. - 432 с.

Макаревич В.Н., Нехаев А.А. Литолого-стратиграфические особенности и палеогеографические условия седиментации осадочного чехла провинции Dezful (Иран) // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2012. – Т. 7. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/4/45_2012.pdf

Мина П., Разагния К.Т., Паран Т. Геологическое и геофизическое изучение и результаты разведочного бурения районов континентального шельфа Ирана – Персидского залива // Мировой нефтяной конгресс, Мексика, 1967 г. / Пер. с англ. И.А. Шмарьян, В.А. Рудик. – М., 1972. – 51 с.

Нестеров И.И., Потеряева В.В., Салманов Ф.К. Закономерности распределения крупных месторождений нефти и газа в земной коре / Под ред. С.П. Максимова. – М.: Недра, 1975. – 277 с.

Оленин В.Б., Зверева О.В., Селицкий А.Г. Нефтегеологическое районирование бассейна Персидского залива // Изв. Высш. Учеб. Завед.; Геология и разведка.–1972.–№ 2.–С. 112–117.

Соболев В.С. Фазово-генетическая специализация нефтегазоносных бассейнов окраин континентов // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр. Кн. 2 (Под ред. чл.-корр. РАН Б.А. Соколова и к. г.-м. н. Э.А. Абля). – М.: ГЕОС. – 2002. – С. 202–204.

Соболев В.С., Грохотов Е.И. Углеводородные системы морской Арктики (сравнительный анализ) // Труды 10-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/CIS offshore 2011). – СПб.: Химиздат, 2011. – С. 40–48.

Соловьёв Н.Н. О причинах уникальной концентрации нефти (и газа) в Персидском нефтегазоносном бассейне // Геология нефти и газа. – 1980. – № 8. – С. 48–54.

Frans S.P., van Buchem, Razin P., Homewood P.W., Heiko W.Oterdoom and J. Philip. Stratigraphic organization of carbonate ramps and organicrich intrashelf basins: Natih Formation (middle Cretaceous) of Northern Oman // AAPG Bull. – 2002. – v. 86. – № 1. – pp. 21–53.

Frebourg G., Davaud E., Gaillot J., Virgone A. and Kamali M. An aeolianite in the Upper dalan member (khuff formation), South Pars field, Iran // Journal of Petroleum Geology, vol. 33(2). – 2010. – P. 141–154.

Halbouty M.T., Meyerhoff A.A. Giant oil and gas fields.-Mem. Amer. Assoc Petrol. – Tulsa, 1970. – № 14.

International Petroleum Encyclopedia, 2010.

Mazeel M.A. Hydrocarbon reservoir potential estimated for Iraq bid round blocks // Oil & Gas Journal. – 2011. – № 3. – pp. 42–46.

Mobarakabad Fathi A., Bechtel A., Gratzel R., Mohsenian E. and Sacheahoter R.F. Geochemistry and origin of crude oils and condensates from the central. Persian Gulf, offshore Iran // Journal of Petroleum Geology, vol. 34(3). – 2011. – P. 261–276.

Rahimpour-Bonab H., Esrafil-Duzaji B. and Tavalkovi V. Dolomitization and anhydrite precipitation in permo-triassic carbonates at the South Pars gasfield, Offshore Iran, controls on reservoir quality // Journal of Petroleum Geology, vol. 33(1). – 2010. – P. 43–66.

Sadooni F.N. and Alsharhan A.S. Stratigraphy, microfacies, and petroleum potential of the Nauddud Formation (Albian-Cenomanian) in the Arabian Jult basin // AAPG Bull. – 2003. – v. 87. – № 10. – pp. 1653–1680.

Terken J.M.J. and Frewin N.L. The Dhahaban Petroleum System of Oman // AAPG Bull. – 2000. – v. 84. – № 4. – pp. 523–544.

Sobolev V.S., Grigorenko Yu.N.

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), St. Petersburg, Russia, ins@vnigri.ru

HYDROCARBON SYSTEMS OF PERSIAN GULF

Previously developed approaches to distinguishing hydrocarbon systems and hydrocarbon accumulation areas of different phase composition have been tested on the example of the unique in terms of resources well-studied oil and gas basin of the Persian Gulf. It is shown that oil and gas resources of areas and the largest deposits of megabasin are controlled by seven laterally and vertically integrated hydrocarbon systems that should be considered during oil and gas forecasting.

Keywords: oil and gas hydrocarbon systems, the largest fields, initial resources, oil and gas accumulation areas.

References

Aslanov B.S. *Neftegazonosnye provintsii Persidskogo zaliva i Yuzhnogo Kaspiya – reliktovye ostatki paleotetisa* [Oil and gas provinces of the Persian Gulf and Southern Caspian - relict remnants of Paleotethys]. *Karotazhnik*, 2012, no. 10, p. 4–11.

Beydun Z.R., Dannington G.V. *Neftyanaya geologiya i resursy Blizhnego i Srednego Vostoka* [Petroleum geology and resources of the Near and Middle East]. Translation from English, editor V.I. Vysotskiy. Moscow: Nedra, 1977, 135 p.

Demidov V.A. *Osobennosti neftegazonosnosti basseyna Persidskogo zaliva* [Peculiarities of oil and gas potential of Persian Gulf basins]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy*, 1994, no. 11, p. 14–18.

Frans S.P., van Buchem, Razin P., Homewood P.W., Heiko W. Oterdoom and J. Philip. Stratigraphic organization of carbonate ramps and organic-rich intrashelf basins: Natih Formation (middle Cretaceous) of Northern Oman. *AAPG Bull.*, 2002, vol. 86, no. 1, p. 21–53.

Frebourg G., Davaud E., Gaillot J., Virgone A. and Kamali M. An aeolianite in the Upper Eocene member (khuff formation), South Pars field, Iran. *Journal of Petroleum Geology*, vol. 33(2), 2010, p. 141–154.

Grigorenko Yu.N. *O neftegazonakoplenii na okrainakh kontinentov* [On the oil and gas accumulation on the continental margins]. In: *Teoriya i praktika neftegeologicheskogo prognoza*. Saint Petersburg: VNIGRI, 2008, p. 161–183.

Grigorenko Yu.N., Sobolev V.S. *Detal'nyy prognoz – osnova effektivnykh nefte- i gazoposkov v akvatoriyakh morey Rossii* [Detailed forecast - the basis of effective oil and gas prospecting in offshore of Russian seas]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2013, vol. 8, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2013.pdf.

Halbouty M.T., Meyerhoff A.A. Giant oil and gas fields.-*Mem. Amer. Assoc. Petrol. Technol.* 1970, no. 14.

International Petroleum Encyclopedia, 2010.

Makarevich V.N., Nekhaev A.A. *Litologo-stratigraficheskie osobennosti i paleogeograficheskie usloviya sedimentatsii osadochnogo chekhla provintsii Dezful (Iran)* [Lithologic and stratigraphic features and paleogeographic conditions of sedimentation of sedimentary cover of Dezful province (Iran)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2012, vol. 7, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/45_2012.pdf

Mazeel M.A. Hydrocarbon reservoir potential estimated for Iraq bid round blocks. *Oil & Gas Journal*, 2011, no. 3, p. 42–46.

Mina P., Razagniya K.T., Paran T. *Geologicheskoe i geofizicheskoe izuchenie i rezul'taty razvedochnogo bureniya rayonov kontinental'nogo shel'fa Irana – Persidskogo zaliva* [Geological and geophysical studies and results of exploratory drilling on continental shelf areas of Iran - Persian Gulf]. *World Petroleum Congress*, Mexico, 1967. Translated from English by I.A. Shmar'yan, V.A. Rudik. Moscow, 1972, 51 p.

Mobarakabad Fathi A., Bechtel A., Gratzel R., Mohsenian E. and Sacheahoter R.F. Geochemistry and origin of crude oils and condensates from the central. Persian Gulf, offshore Iran. *Journal of Petroleum Geology*, vol. 34(3), 2011, p. 261–276.

Nesterov I.I., Poteryaeva V.V., Salmanov F.K. *Zakonomernosti raspredeleniya krupnykh mestorozhdeniy nefti i gaza v zemnoy kore* [Patterns of distribution of large deposits of oil and gas in the earth's crust]. Editor S.P. Maksimov. Moscow: Nedra, 1975, 277 p.

Olenin V.B., Zvereva O.V., Selitskiy A.G. *Neftegeologicheskoe rayonirovanie basseyna Persidskogo zaliva* [Oil geological zoning of Persian Gulf basin]. *Izv. Vyssh. Ucheb. Zaved.; Geologiya i razvedka*, 1972, no. 2, p. 112–117.

Rahimpour-Bonab H., Esrafil-Duzaji B. and Tavalkovi V. Dolomitization and anhydrite precipitation in permo-triassic carbonates at the South Pars gasfield, Offshore Iran, controls on reservoir quality. *Journal of Petroleum Geology*, vol. 33(1), 2010, p. 43–66.

Sadooni F.N. and Alsharhan A.S. Stratigraphy, microfacies, and petroleum potential of the Nauddud Formation (Albian-Cenomanian) in the Arabian Jult basin. *AAPG Bull.*, 2003, vol. 87, no. 10, p. 1653–1680.

Sobolev V.S. *Fazovo-geneticheskaya spetsializatsiya neftegazonosnykh basseynov okrain kontinentov* [Phase-genetic specialization of oil and gas basins of continental margins]. *Novye idei v geologii i geokhimii nefti i gaza. K sozdaniyu obshchey teorii neftegazonosnosti nedr. Book 2* (Editors B.A. Sokolov and E.A. Ablya). Moscow: GEOS, 2002, p. 202–204.

Sobolev V.S., Grokhotov E.I. *Uglevodorodnye sistemy morskoy Arktiki (sravnitel'nyy analiz)* [Hydrocarbon systems of marine Arctic (comparative analysis)]. *Proceedings of the 10th International Conference and Exhibition on development of oil and gas resources of the Russian Arctic and CIS Continental Shelf (RAO / CIS offshore 2011)*. Saint Petersburg: Khimizdat, 2011, p. 40–48.

Solov'ev N.N. *O prichinakh unikal'noy kontsentratsii nefti (i gaza) v Persidskom neftegazonosnom basseyne* [On the reasons for the unique concentration of oil (and gas) in the Persian oil and gas basin]. *Geologiya nefti i gaza*, 1980, no. 8, p. 48–54.

Terken J.M.J. and Frewin N.L. The Dhahaban Petroleum System of Oman. *AAPG Bull.*, 2000, vol. 84, no. 4, p. 523–544.

Vinogradova O. *Irak kak faktor mirovoy energetiki* [Iraq as a factor of world energy]. *Neftegazovaya vertikal'*, 2012, no. 22, p. 17.

Vysotskiy I.V., Vysotskiy V.I., Olenin V.B. *Neftegazonosnye basseyny zarubezhnykh stran* [Oil and gas basins of foreign countries]. Moscow: Nedra, 1990, 206 p.

Zabanbark A. *Geologo-geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti Persidskogo zaliva* [Geological and geochemical background of oil and gas potential of Persian Gulf]. *Sovetskaya geologiya*, 1986, no. 11, p. 112–114.

Zabanbark A. *Rasprostranenie krupnykh mestorozhdeniy nefti i gaza – istochnik uglevodorodnoy degazatsii (basseyn Persidskogo zaliva)* [Distribution of large deposits of oil and gas - the source of hydrocarbon degassing (Persian Gulf basin)]. *Proceedings of International Conference: Degazatsiya Zemli: geotektonika, geodinamika, geoflyuidy; nef't' i gaz; uglevodorody i zhizn'*. Moscow: GEOS, 2010, p. 168–171.

Zony neftegazonakopleniya okrain kontinentov [Zones of petroleum accumulation of continental margins]. Editors Yu.N. Grigorenko, I.M. Mirchink. Moscow: Geoinformmark, 2002, 432 p.