

УДК 553.98.061.3

В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев

Сравнительный анализ условий нефтегазонакопления в Западно-Сибирском и Арабо-Персидском мегабассейнах

По данным различных источников, в земной коре выявлено от 570 до 620 осадочных бассейнов, выполненных умеренно дислоцированным осадочным чехлом, представленным терригенными, карбонатными, соленосными и реже вулканогенно-обломочными породами различного возраста и формационной принадлежности. Мощность неметаморфизованных осадочных пород в них изменяется от 1÷2 до 18÷20 км, площадь – от первых десятков тысяч до 3÷3,5 млн км². В 230 осадочных бассейнах открыты месторождения углеводородов (УВ), в связи с чем они характеризуются как нефтегазоносные.

Среди крупнейших как по площади, так и по объему осадочного выполнения нефтегазоносных бассейнов (НГБ) особое место занимают Арабо-Персидский (или Персидского залива) и Западно-Сибирский, контролирующие большую часть мировых разведанных запасов (как и начальных ресурсов) нефти и газа, поэтому их целесообразно определять как нефтегазоносные мегабассейны (НГМБ). Эти НГМБ характеризуются не только аномально высоким суммарным углеводородным потенциалом, но и существенно большим количеством открытых в них гигантских месторождений УВ, которые, собственно, и обеспечивают уникальность этих НГМБ. По масштабам углеводородного накопления с ними сопоставимы Западно-Канадский и Оринокский битумонефтегазоносные бассейны, но их потенциал определяется в основном запасами (ресурсами) тяжелых нефтей и битумов.

Вопросам изучения геологии и нефтегазоносности Западно-Сибирского и Арабо-Персидского НГМБ посвящено большое количество работ ведущих геологов-нефтяников России и зарубежных стран [1–15 и др.].

Первое крупное обобщение по геологии нефти и газа Западной Сибири было опубликовано в 1975 г. В дальнейшем особенности тектонического строения и развития нефтегазоносных структур Западной Сибири постоянно уточнялись в работах Ю.Т. Афанасьева, С.К. Барыкина, В.С. Бочкарева, А.М. Брехунцова, Ф.Г. Гурари, В.И. Ермакова, О.Г. Жеро, Н.П. Запивалова, В.М. Ковылина, А.Э. Конторовича, Н.Я. Кунина, В.С. Лазарева, В.П. Маркевича, К.И. Микуленко, В.Д. Наливкина, И.И. Нестерова, Н.Н. Ростовцева, М.Я. Рудкевича, Ф.К. Салманова, Г.П. Сверчкова, В.А. Скоробогатова, В.С. Суркова, Н.В. Шаблинской, В.И. Шпильмана и многих других исследователей [6–8, 11, 12, 14 и др.].

Проблема оценки возраста фундамента Западно-Сибирской плиты до сих пор не имеет однозначного решения. Лишь на первых этапах доминировало представление о его преимущественно герцинском возрасте. Позднее стали появляться все более убедительные данные о гораздо более широком распространении фрагментов доюрского основания с более ранним временем консолидации. Наибольший интерес представляют факты наличия в доюрском разрезе обширных линз (или включений) неметаморфизованных терригенно-карбонатных (нижний и средний палеозой) и терригенных (верхний палеозой – триас) пород мощностью от 1÷2-х до 7 км. Характерно, что зоны максимальных мощностей палеозойских отложений чаще наследуются эпицентрами мезозойского прогибания, т.е. крупнейшие отрицательные структуры Западной Сибири почти непрерывно развивались с середины палеозоя.

Ключевые слова:

осадочный бассейн, нефтегазонакопление, нефтегазоносный мегабассейн, Западно-Сибирский, Арабо-Персидский.

Keywords:

sedimentary basin, oil-and-gas accumulation, oil-and-gas megabasin, Western Siberia, the Arab-Persian.

Суммарная площадь распространения доюрских осадочных и эффузивно-осадочных образований составляет около 1,5 млн км². Еще в 1961 г. В.С. Вышемирский подчеркивал, что уровень катагенеза органического вещества в осадочных породах палеозоя существенно не отличается от его преобразованности в отложениях базальных горизонтов мезозоя, однако этот вывод касается только отдельных зон на востоке мегабассейна. «Газовое дыхание» домезозойского разреза могло влиять на характер нефтегазонасыщения вышележащих отложений. С одной стороны, было бы опрометчиво обосновывать главнейшие причины преимущественной газоносности северных районов Западной Сибири, основываясь только на этом предположении. Однако и игнорировать возможность такого подхода нет серьезных оснований.

В рельефе домезозойского основания Западно-Сибирская плита представляет собой обширную депрессию площадью около 3 млн км² (суша и шельф Карского моря). Собственно плитный комплекс (юра, мел, кайнозой) сложен морскими и континентальными, в том числе угленосными отложениями. Их мощность монотонно возрастает с юга на север, достигая в центральных районах плиты 4 км (реже более), а на севере – 8÷10 км.

При тектоническом районировании в пределах плиты обычно выделяют внешний тектонический пояс, занимающий около 45 % ее территории, и Внутреннюю (или Центральную) тектоническую область. Последняя включает Среднеобскую мегантеклизу (или Обскую террасу) и Ямало-Тазовскую мегасинеклизу. Суммарная площадь крупных положительных структур, осложняющих мегантеклизу, достигает 40 % от общей площади. Они представлены сводами, мегавалами, валами или гемивалами, а разделяющие их отрицательные структуры – впадинами, реже прогибами. Глубина залегания доюрского основания в этой части региона изменяется от 2÷2,5 до 4 км. Большинство выявленных месторождений нефти контролируется локальными структурами, осложняющими (с запада на восток) Красноленинский, Сургутский и Вартовский своды и Александровский мегавал. Контрастность структурно-морфологической дифференциации осадочного чехла существенно убывает вверх по разрезу.

Уровень дислоцированности осадочного чехла в Ямало-Тазовской синеклизе более высокий, однако общая площадь крупных положительных структур ниже (около 20 %), чем в Среднеобской мегантеклизе. В отличие от последней в ней явно преобладают линейные структуры: мегавалы, валы, гемивалы и разделяющие их прогибы. Большинство из них выражено и в кайнозойских отложениях. Локальные структуры, осложняющие валы и (или) мегавалы, контролируют в основном залежи газа.

Морфоструктура осадочного чехла в пределах внешнего тектонического пояса определяется системой моноклиналей, а также сопряженных преимущественно полузамкнутых положительных и отрицательных тектонических элементов.

В Западно-Сибирском НГМБ выявлено около 60 положительных структур I порядка (своды, мегавалы, мегавпадины), более 400 структур II порядка (валы, куполовидные поднятия, впадины, прогибы) и около 5000 локальных брахиантиклинальных структур. Как правило, они осложняют положительные структуры более высоких порядков и редко – прогибы и впадины. Площадь локальных структур колеблется от 3÷10 до 500÷1000 км² и реже более, амплитуда – от первых десятков до нескольких сотен метров.

За редким исключением наиболее крупные брахиантиклинали (площадью более 500 км²) расположены во внутренних районах плиты и преимущественно (более 70 %) над днищем Ямало-Тазовской мегасинеклизы.

Важнейшая роль в формировании высокого аккумуляционного потенциала Западно-Сибирского НГМБ принадлежит мощной (до 800 м) турон-олигоценовой, преимущественно глинистой-кремнистой толще, обеспечивающей консервацию уникальных газовых залежей в кровле сеномана. Основные запасы газа на п-ове Ямал и сопредельной акватории Карского моря сосредоточены под нижнеальбскими глинами (зональная покрывка). Большая часть запасов нефти в пределах Среднеобской мегантеклизы размещается под верхнеэокомским глинистым флюидоупором. Остальные покрывки и (или) линзы слабопроницаемых пород меньшей мощности и зонального или даже локального масштаба играют подчиненную роль, иногда обеспечивая лишь членение гидравлически единых скоплений УВ на ряд продуктивных пластов или пропластков.

Уникальные масштабы газонакопления в альб-сеноманском и неоком-аптском комплексах северных районов Западной Сибири связаны с высокой угленасыщенностью разреза. В значительной по мощности валанжин-сеноманской угленосной (субугленосной) толще органическое вещество, преимущественно гумусового типа, находится в оптимальном для интенсивного газообразования диапазоне катагенеза (R^o от 0,40 до 0,75 %).

Высокая концентрация нефти в центральных и западных районах Западной Сибири обусловлена реализацией генерационного потенциала, прежде всего баженовской свиты (верхняя юра), где содержание сапропелевого органического вещества изменяется от 5÷7 до 15÷17 %. Его повышенное и высокое содержание в диапазоне отложений от апта до низов юры обеспечило большие масштабы битумообразования и нефтенакопления в природных резервуарах неокома и юры Среднего Приобья и Надым-Пур-Тазовского региона (НПТР). На севере Западной Сибири процессы нефтенакопления были подавлены мощным газообразованием и накоплением практически во всем интервале разреза от сеномана до триаса.

Терригенные коллекторы сеномана, нижнего мела и верхней юры характеризуются хорошими и очень хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, а глинистые покрышки

сохраняют экранирующие свойства до глубин 5 км и более. Открытая пористость песчаников в основном составляет 20÷30 %, проницаемость – от первых сотен мД до 1÷2 Д.

С начала ведения нефтегазопроисловых работ (1953 г.) в Западно-Сибирском НГМБ открыто 896 месторождений УВ. Среди них преобладают нефтяные (640) и нефтегазоконденсатные (111), тогда как газовых и газоконденсатных всего 115 (табл. 1).

По состоянию на начало 2012 г. суммарные начальные разведанные геологические запасы газа и жидких УВ всех этих месторождений оценивались в 123 млрд т у.т., в том числе свободного газа – в 51 трлн м³.

Более половины (~ 54 %) разведанной части углеводородного потенциала приходится на 19 сверхгигантских месторождений, запасы каждого из которых превышают 1 млрд т у.т. (табл. 2). Большая часть запасов свободного газа разведана в сеноманском и апт-альбском комплексах на небольших (700÷1600 м) глубинах, нефти – в неокомском и юрском комплексах на глубинах 1500÷3300 м. Все крупнейшие газосодержащие месторождения открыты в северных, а более 80 % нефтяных (нефтегазоконденсатных) – в центральных и западных районах Западно-Сибирского НГМБ. Схема размещения газовых гигантов на севере мегапровинции показана на рис. 1.

Таблица 1

**Распределение месторождений УВ Западной Сибири (суша и шельф) по типу
(на 01.01. 2012 г.)**

Месторождения УВ	Регион								
	ЯНАО	ХМАО*	Юг Тюменской области	Новосибирская область	Омская область	Томская область	Свердловская область	Красноярский край (западный берег р. Енисей)	Западная Сибирь
Всего, в том числе:	236	482	37	8	3	115	5	12	898
газовые	24	19	–	–	–	–	2	6	51
газоконденсатные	48	3	2	1	1	7	–	2	64
газонефтяные	10	16	–	–	–	–	1	2	29
нефтегазовые	3	–	–	–	–	–	–	–	3
нефтегазоконденсатные	71	22	–	–	–	16	–	2	111
нефтяные	80	422	35	7	2	92	2	–	640

* Оценочные данные.

Таблица 2

Начальные геологические запасы газа и нефти сверхгигантских и уникальных месторождений Западной Сибири

№	Суммарные запасы нефти и газа, т у.т.	В том числе	
		свободный газ, трлн м ³	нефть, млрд т
1	13,7	12,2	1,5
2	7,8	0,2	7,6
3	7,7	7,3	0,4
4	5,51	0,01	5,5
5	4,92	4,9	0,02
6	4,0	–	4,0
7	4,0	3,6	0,4
8	2,6	0,2	2,4
9	2,3	2,3	–
10	1,7	–	1,7
11	1,7	1,7	–
12	1,6	1,6	–
13	1,6	–	1,6
14	1,6	0,1	1,5
15	1,3	1,0	0,3
16	1,2	1,2	–
17	1,2	–	1,2
18	1,2	–	1,2
19	1,1	–	1,1
Итого	66,73	36,31	30,42

По мнению ряда исследователей [4, 6, 10, 14 и др.], благоприятные условия реализации всех процессов, составляющих онтогенез нефти и газа, обусловлены следующими особенностями его формирования и строения:

1) очень большим объемом мезозойско-кайнозойского осадочного выполнения, в котором широко распространены:

- угленосные и битуминозные образования, служившие мощными источниками УВ;
- природные резервуары, обеспечивающие возможность крупномасштабного перемещения УВ и хорошие условия их консервации;

2) наличием мощной (500÷900 м) региональной покрывки турон-олигоценевого возраста, а также ряда областных и зональных покрывок в диапазоне от верхней юры до альба (50÷300 м);

3) большой емкостью ловушек антиклинального типа, расположенных в пределах зон генерации УВ, что обеспечивало минимальные потери при миграции и аккумуляции;

4) активизацией в новейшее время всех процессов, составляющих онтогенез нефти и газа, до сих пор обеспечивающей превышение темпов доформирования месторождений над темпами их разрушения;

5) наращиванием в отдельных зонах осадочного чехла линзами терригенно-карбонатных и угленосных образований триаса и палеозоя, которые могли служить дополнительным источником преимущественно газообразных УВ;

6) сравнительно высокой плотностью малоамплитудных разрывных нарушений и линейных зон трещиноватости пород, повышавших отток УВ из материнских пород (глин и углей) и зон генерации;

7) незначительным расходом УВ на рассеивание в окраинных зонах расконсервации недр.

Особенности строения и нефтегазоносности НГМБ Персидского залива рассматривались в работах М.М. Алиева, А.А. Бакирова, З.Р. Бейдуна, И.В. Высоцкого, В.И. Высоцкого, Г.В. Даннингтона, В.А. Демидова, А.Н. Дмитриевского, И.П. Жабрева, А. Забанбарг, М. Камен-Кея, Н.А. Клауса, Х.Д. Клемме, А.А. Ковалева, К.Н. Кравченко, Дж.Б. Муди, В.Б. Оленина, Н.Н. Соловьева, Д.А. Холмгрена, М.Т. Хэлбути, Дж. Штеклина и многих других исследователей [1–3, 5, 9, 10, 12, 13, 15–18].

По состоянию на начало 2012 г. в ареале Персидского залива и сопредельной территории Аравийского п-ова выявлено 530

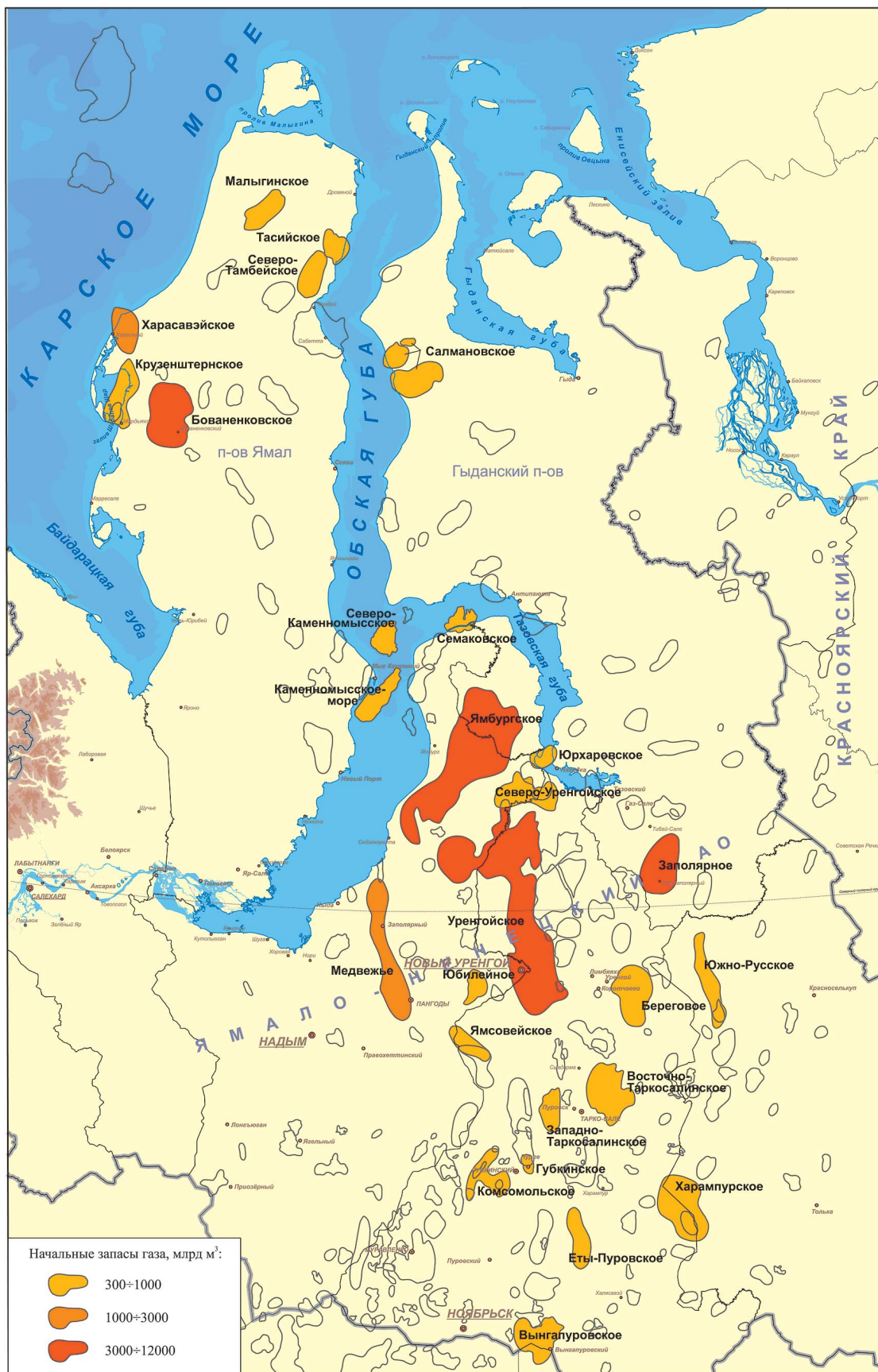


Рис. 1. Схема размещения газовых месторождений-гигантов на севере Западно-Сибирской НГМП

месторождений УВ, 440 из которых являются нефтяными и нефтегазоконденсатными (табл. 3). Суммарные начальные доказанные извлекаемые запасы УВ в этом регионе составляют около 230 млрд т у.т., в том числе нефти и конденсата – 150 млрд т у.т., а разведанные геологические запасы, по-видимому, не менее 470÷500 млрд т у.т. Следовательно, по установленным к настоящему времени масштабам нефтегазонакопления мегабассейн Арабо-Персидского залива значительно превышает Западно-Сибирский. При этом геологические

запасы жидких УВ в НГМБ Персидского залива более чем в пять раз превышают их объем в Западно-Сибирском НГМБ, тогда как ресурсы свободного газа сопоставимы. Кроме того, обращает на себя внимание тот факт, что суммарные начальные разведанные запасы наиболее крупных газосодержащих месторождений в рассматриваемых бассейнах практически одинаковы (табл. 4).

Схема размещения месторождений УВ в центральной части Арабо-Персидского мегабассейна приведена на рис. 2.

Таблица 3

Месторождения УВ Ближнего и Среднего Востока (по данным В.И. Высоцкого)

Страна	Общее число	Н и НГК	Г и ГК
Иран	153	106	47
Саудовская Аравия	108	87	21
Ирак	90	83	7
ОАЭ	75	64	11
Катар	19	17	2
Прочие* (Сирия, Бахрейн, Кувейт и др.)	105	83	22
Итого	550	440	110

* Оценочные данные на 01.01.2012 г.

Таблица 4

Сопоставление начальных разведанных запасов газа гигантских, сверхгигантских и уникальных газосодержащих месторождений Западной Сибири и Ближнего Востока

месторождения	Западная Сибирь		Ближний Восток	
	начальные разведанные запасы газа, трлн м ³	начальные доказанные запасы газа, трлн м ³	месторождения	
Большой Уренгой	11,5	28,3	Северный купол / Южный Парс	
Ямбургское	6,9	2,3	Гавар (Гхавар)	
Бованенковское	4,4	1,9	Киш	
Заполярное	3,8	1,7	Северный Парс	
Медвежье	2,3	1,6	Пазанун	
Харасавэйское	1,3	1,5	Гольшан	
Южно-Тамбейское	1,0	1,2	Аккас	
Крузенштерновское	1,0	1,2	Канган	
Северо-Уренгойское	0,8	1,0	Умм-Ника	
Харампурское	0,8	0,6	Авали	
Комсомольское	0,8	0,4	Нар	
Северо-Тамбейское	0,7	0,3	Ахваз	
Ямсовейское	0,7	0,3	Агхар	
Юбилейное	0,6	–		
Юрхаровское	0,6	–		
Салмановское	0,5	–		
Каменномысское-море	0,5	–		
+ 10 месторождений с запасами 0,3÷0,5 трлн м ³ каждое	сумма 3,8	–		
Всего	42,0	42,3		

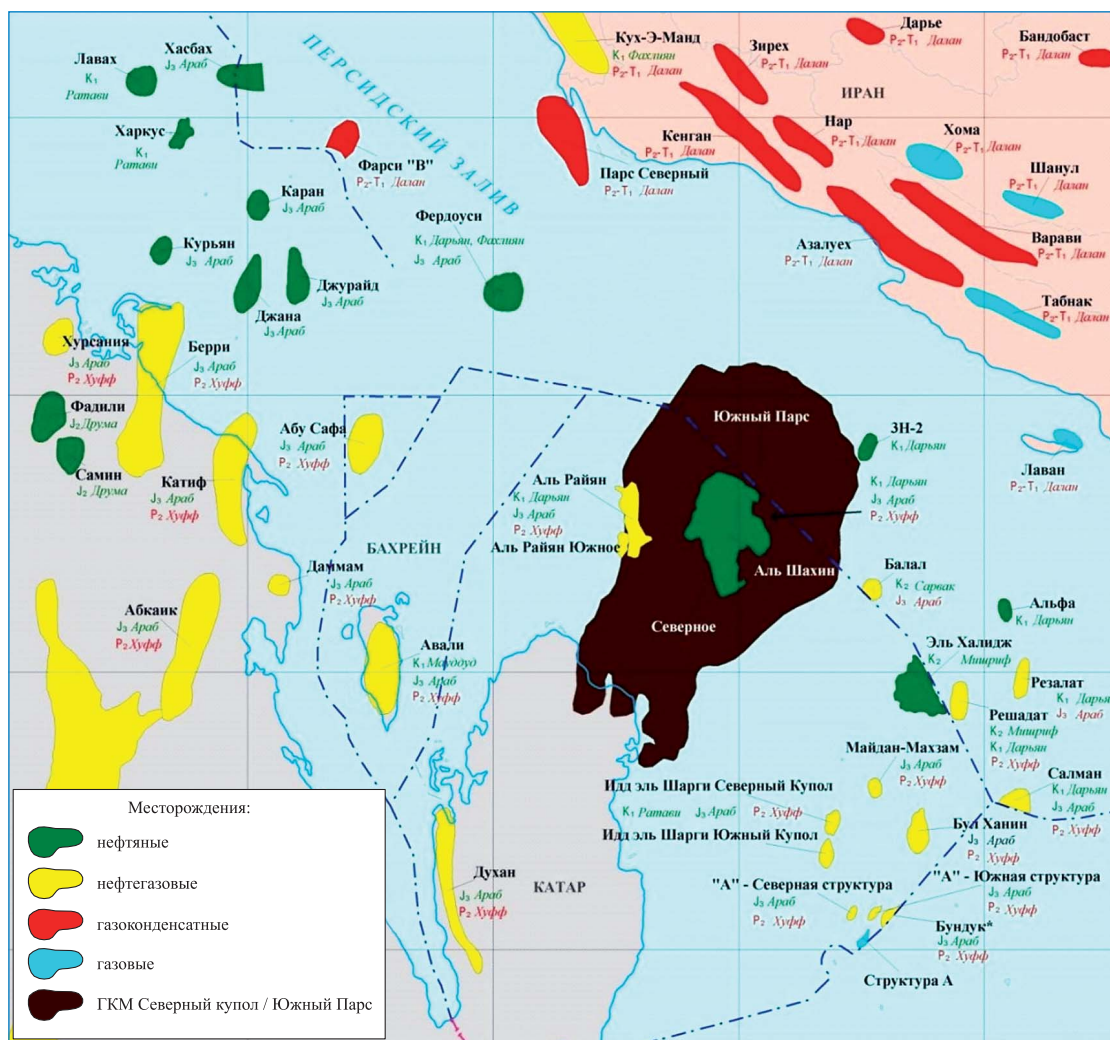


Рис. 2. Месторождения центральной части Арабо-Персидского НГМБ (по данным В.И. Высоцкого, 2010 г.)

Осадочный мегабассейн Персидского залива расположен на стыке древней платформы и альпийского подвижного пояса. Его фундаментом служат образования архейско-протерозойского возраста, глубина залегания которых в пригеосинклинальной части достигает 12÷15 км. Осадочный чехол представлен отложениями фанерозоя, накапливавшимися преимущественно в морских условиях без существенных перерывов. Разрез допермского палеозоя образован преимущественно терригенными породами, а перми, юры, мела, палеогена и нижнего миоцена – преимущественно карбонатными. Венчается разрез соленосной толщей среднего миоцена мощностью до 1 км, перекрытой в основном терригенными образованиями позднего неогена и антропогена.

Особенности геологического строения осадочного чехла НГМБ Персидского залива обсуждались во многих работах [1, 5, 9, 10,

16, 18]. В отличие от Западной Сибири, где с конца палеозоя преобладал умеренный гумидный климат, на территории Ближнего Востока в течение практически всего фанерозоя господствовал засушливый аридный климат. На обширных пространствах открытого шельфа и лагун осадконакопление происходило, как правило, без сколько-нибудь существенного приноса обломочного материала, из-за чего осадочный чехол региона был образован преимущественно карбонатными и эвапоритовыми осадками.

В рельефе фундамента площадь бассейна Персидского залива составляет почти 3 млн км². Он имеет асимметричное строение: обширное юго-западное платформенное крыло – довольно пологое, а сравнительно узкое северо-восточное приорогенное – крутое и интенсивно дислоцированное. В результате подвига Аравийской плиты под ороген

северо-восточный склон бассейна был частью редуцирован. Он осложнен большим количеством антиклинальных зон, образованных системами антиклинальных складок северо-западного простирания. Пологий платформенный склон разделен на ряд поднятий и прогибов (или впадин), занимающих преимущественно поперечное (по отношению к простиранию горной системы Загроса) положение.

Формирование антиклинальных структур происходило в условиях проявления вертикальных и горизонтальных сил. Роль последних усиливалась с приближением к альпийской складчатой системе. На платформенном склоне бассейна значимым фактором структурообразования местами становился соляной диализм. Большинство крупных структур отличается унаследованным от позднего палеозоя характером развития, причем многие антиклинальные структуры активно развивались до настоящего времени.

Основными нефтегазогенерирующими комплексами в НГМБ Персидского залива являются глинистые образования триаса, средней юры, мела и палеогена, глинистые известняки верхней юры, граптолитовые сланцы силура и, возможно, ордовика. Наилучшими генерационными свойствами обладают глинистые известняки и мергели келловей-оксфорда (свиты ханифа и тувайк), в которых содержание сапропелевого ОВ достигает 12 %.

В НГМБ Персидского залива (по сравнению с Западно-Сибирским) процессами интенсивного битумо- и газообразования был охвачен значительно больший стратиграфический и физический объем карбонатных и терригенных пород на протяжении большей части фанерозойского времени. В разрезе кайнозоя, мезозоя и палеозоя развито несколько генерационных доминант-комплексов с практически чисто сапропелевым органическим веществом существенно лучшего качества, чем в терригенно-кремнистой баженовской свите (в карбонатах состав сапропелевого вещества чище, «благороднее», чем в глинах, в силу ряда причин). Его уникальная нефтеносность обусловлена грандиозными масштабами битумообразования во всем мегаобъеме фанерозойского осадочного чехла. Только верхнеюрские известняки свиты ханифа (рассеянное органическое вещество сапропелевого типа, содержание – 6÷10 %) продуцировали около 300×10^9 т битумоидов, в сумме же масса генерации по всем нефтемате-

ринским толщам оценивается не менее чем в $1,8 \div 2,0 \times 10^{12}$ т с интегральным коэффициентом аккумуляции нефти для мегабассейна в целом до 30÷35 % (из-за малых потерь нефти при вторичной миграции на небольшие расстояния).

Сравнение состава и свойств нефтей двух мегабассейнов показывает следующее.

Нефти Западно-Сибирского региона чрезвычайно разнообразны по физико-химическим свойствам и углеводородному составу легких фракций – от тяжелых, нафтенового основания (сеноманские и альбские залежи северных районов), до средних по плотности (неоком, юра) и легких (менее $0,81 \text{ г/см}^3$ в отдельных залежах юрского комплекса). Они четко различаются прежде всего по содержанию серы и твердых алкановых УВ (парафина): в центральных районах нефти – сернистые ($0,7 \div 1,3$ %, редко до 1,9 %), но с невысоким содержанием парафина (2÷4 %), на западе – бессернистые, но и малопарафиновые, на севере – бессернистые (менее 0,3 %), но высокопарафиновые (5÷15 %).

Геохимически нефти Западной Сибири диагностируются как морские и озерные сапропелевые (по типу материнского органического вещества) в Среднем Приобье и на западе мегабассейна (в ареале Красноленинского свода) и как континентальные (преимущественно гумусовое органическое вещество) на севере и юго-востоке мегабассейна.

Состав свободных газов в Западной Сибири четко определяется глубиной залегания скопленных УВ: на малых ($0,5 \div 1,5$ км) глубинах – газы метановые (CH_4 от 97 до 99 %), бесконденсатные. С глубиной содержание метана снижается до 85÷82 %, но увеличивается содержание тяжелых углеводородных газов (до 12÷15 %) и конденсата ($10 \div 350 \text{ г/м}^3$). Все газы бессернистые.

В иранской части Месопотамского мегапрогиба в породах кайнозоя и верхнего мела локализованы средние по плотности ($0,840 \div 0,860 \text{ г/см}^3$) нефти, среднесернистые (1,5 %) с повышенным ($5,0 \div 6,7$ %) содержанием парафина и малым (1÷3 %) – асфальтенов.

Нефти Кувейта (месторождение Бурган и др., верхняя юра – нижний мел, свиты Ямама и Бурган) отличаются повышенной плотностью ($0,860 \div 0,870 \text{ г/см}^3$), сернистые (в среднем 2,5 %), парафиновые (5,4 %), с малым содержанием смол и асфальтенов (в сумме менее 10 %).

Верхнеюрские нефти Саудовской Аравии (месторождения Гавар, Абкайк и др., свита араб) утяжеленные ($0,860 \div 0,880 \text{ г/см}^3$), сер-

нистые (от 0,9÷1,3 до 3,9 %, обычно около 2,0÷2,5 %), парафиновые (3÷5 %). Все нефти Ближнего Востока имеют генетические корни в морских терригенно-карбонатных породах с гумусово-сапрелевым (в кайнозойе) и существенно сапрелевым органическим веществом (в объеме юры и мела).

Практически все газы месторождений НГМБ Персидского залива содержат сероводород (обычно 0,2÷0,5 %, редко до 1,0÷1,5 %).

В Западно-Сибирском НГМБ зоны преимушественного нефте- и газонакопления разобщены по площади: основные нефтесодержащие месторождения связаны с верхнеюрскими и неокотскими отложениями центральных и западных районов, а основные газосодержащие месторождения – с ниже-меловыми и сеноманскими отложениями северных районов мегабассейна. В НГМБ Персидского залива такое разобщение происходит по вертикали: газ связан в основном с пермскими, а нефть – с юрскими, меловыми и олигоцен-миоценовыми отложениями.

К числу главнейших особенностей развития и строения складчатого борта [1–3, 5, 9, 10, 15, 18], важных для понимания формирования нефтегазоносности мегабассейна Персидского залива, относятся:

- заложение Загросского геосинклинального прогиба на платформенном основании и отсутствие сколько-нибудь существенных различий между формациями перикратона и складчатого борта;
- сравнительно плавный переход предгорного прогиба в ороген и увеличение удельной плотности антиклинальных складок, контролирующих высокочемкие ловушки УВ;
- отсутствие проявлений орогенного магматизма и интенсивного метаморфизма;
- присутствие в разрезе мощной эвапоритовой толщи среднего миоцена, не потерявшей свойств покрывки даже в сводах крупных и гипсометрически высоких структур;
- хорошая изолированность палеозойского газогенного (и газоносного) этажа благодаря развитию триасовой соленосной толщи, что практически исключило возможность подавления процессов нефтенакпления в мезозойско-кайнозойских отложениях;
- высокая новейшая тектоническая активность пригеосинклинальной части бассейна,

обеспечившая тектонодинамическое усиление процессов нефтидогенеза.

Специфика нефтегазонакопления на платформенном борту НГМБ Персидского залива в значительной мере определялась ортогональной или диагональной структурной зональностью по отношению к генеральному простиранию складчатого сооружения Загроса и проникновением погребенных продолжений платформенных структур в пределы Месопотамского прогиба.

Особенно важная роль в формировании крупнейших месторождений УВ отводится Центрально-Аравийскому поднятию, занимающему поперечное положение относительно генерального простирания предгорного прогиба. Подавляющее большинство из них размещается либо непосредственно в его пределах, либо на генетически связанных с ним валах и гемивалах в акватории Персидского залива.

Выполненный краткий сравнительный анализ условий нефтегазонакопления в Западной Сибири и на Ближнем Востоке позволяет отнести к числу факторов, обусловивших уникальную концентрацию в их недрах нефти и газа (помимо упомянутых выше), следующие:

- аномально высокую суммарную емкость коллекторов внутри ловушек антиклинального типа, особенно в наддницевых элементах мегабассейнов;
- высокий уровень обогащения отложений разного возраста различным по типу и катагенетической преобразованности органическим веществом;
- последовательно монотонно нарастающие во времени масштабы генерации УВ;
- весьма благоприятную структурно-морфологическую сопряженность зон генерации и зон аккумуляции УВ;
- повышенный уровень позднеальпийского тектонодинамического усиления процессов онтогенеза УВ в ареале контакта Аравийской и Иранской плит и в меньшей степени – при инверсии тектонических движений в Западной Сибири (в неогеновое время);
- минимальные масштабы расформирования месторождений во внутренних районах и удаления УВ за пределы ареала нефтегазоносности;
- нахождение мегабассейнов на прогрессирующей стадии развития.

Список литературы

1. Алиев М.М. Геологическое строение и нефтегазоносность Ирана / М.М. Алиев, А. Забанбарг. – Баку: Элм, 1974. – 104 с.
2. Бейдун З.Р. Нефтяная геология и ресурсы Ближнего и Среднего Востока / З.Р. Бейдун, Г.В. Даннингтон. – М.: Недра, 1977. – 135 с.
3. Высоцкий И.В. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран / И.В. Высоцкий, В.Б. Оленин, В.И. Высоцкий. – М.: Недра, 1981. – 479 с.
4. Неволин И.В. Геолого-геофизическое моделирование нефтегазоносных территорий / И.В. Неволин, В.М. Ковылин, Г.А. Масляев и др. – М.: Недра, 1993. – 205 с.
5. Демидов В.А. Перспективы нефтегазоносности и оценка потенциальных ресурсов нефти и газа стран Ближнего и Среднего Востока / В.А. Демидов, И.П. Жабрив. – М.: НИИ-Природа, 2004. – 66 с.
6. Ермаков В.И. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов, Н.Н. Соловьев // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья: обзор. информ. – М.: Геоинформмарк, 1997. – 134 с.
7. Западная Сибирь. Геология и полезные ископаемые России: в 6 т. / под ред. А.Е. Конторовича и В.С. Суркова. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. – Т. 2. – 477 с.
8. Ковылин В.М. Блоковое строение Западно-Сибирской плиты и ее нефтегазоносность / В.М. Ковылин // Советская геология. – 1985. – № 2. – С. 77–86.
9. Конохов А.И. Бассейн Персидского залива: геологическая история, осадочные формации, нефтегазоносность / А.И. Конохов, Б. Малек // Литология и полезные ископаемые. – 2006. – № 7. – С. 385–404.
10. Кравченко К.Н. Основные черты размещения и механизм формирования уникальных скоплений нефти и газа в генерационно-аккумуляционных элементах нефидного бассейна Персидского залива / К.Н. Кравченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 2. – С. 4–11.
11. Кравченко К.Н. Основные черты размещения и механизм формирования уникальных скоплений нефти и природного битума в генерационно-аккумуляторных элементах Западно-Сибирско-Анабарского нефидного мультибассейна / К.Н. Кравченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2001. – № 4. – С. 4–16.
12. Кравченко К.Н. Бассейновая основа общей теории нефидогенеза / К.Н. Кравченко // М.: НИИ-Природа, 2004. – 66 с.
13. Макаревич В.Н. Литолого-стратиграфические особенности и палеографические условия седиментации осадочного чехла провинции DEZFUL (Иран) / В.Н. Макаревич, А.А. Нехаев // Нефтегазовая геология, теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 3. – С. 1–8.
14. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции / В.А. Скоробогатов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2003. – № 8. – С. 8–14.
15. Соловьев Н.Н. О причинах уникальной концентрации нефти (и газа) в нефтегазоносном бассейне Персидского залива / Н.Н. Соловьев // Геология нефти и газа. – 1980. – № 8. – С. 48–54.
16. Alsharhan A.S. Precambrian to Jurassic Rocks of Arabian Gulf and Adjacent Areas: Their Facies, Depositional Setting and Hydrocarbon Habital / A.S. Alsharhan, Ch.G.St.C. Kendall // AAPG Bulletin. – 1986. – V. 70. – № 8. – P. 977–1002.
17. Ayres M.G. Hydrocarbon habital in main producing areas, Saudi Arabia / M.G. Ayres, M. Bilal, R.W. Jones et. al // AAPG Bulletin. – 1982. – V. 66. – № 4. – P. 1–9.
18. Kamen-Kaye M. Geology and productivity of Persian gulf synclitorium / M. Kamen-Kaye // AAPG Bulletin. – 1970. – V. 54. – № 12. – P. 2371–2394.